



Systemintegratie wind op zee

Fase A pVAWOZ 2031-2040



Committed to the Environment

Systeemintegratie wind op zee

Fase A pVAWOZ 2031-2040

Dit rapport is geschreven door:

Joeri Vendrik, Heleen Groenewegen, Frans Rooijers, Nina Voulis, Martha Deen

Delft, CE Delft, februari 2024

Publicatienummer: 24.220488.026

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Joeri Vendrik (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken



Inhoud

Inhoud

Samenvatting	4	
1	Inleiding	6
	1.1 Aanleiding	6
	1.2 Fasering onderzoek systeemintegratie	6
	1.3 Wat zijn de uitgangspunten voor de analyse?	7
	1.4 Methodologie	9
	1.5 Leeswijzer	11
2	Transportroutes windenergie naar eindgebruikers	12
	2.1 Transport vanaf windpark naar kust	12
	2.2 Transport vanaf kust naar eindgebruikers	14
3	Scenario's voor 2040	16
	3.1 Introductie scenario's	16
	3.2 Basisscenario's II3050	17
	3.3 Nieuwe scenario's	21
	3.4 Vergelijk scenario's met richtwaardes Nationaal Plan Energiesysteem	25
4	Rol flexibiliteit bij integratie wind op zee	27
	4.1 Beschouwing rol flexibiliteitsbronnen bij integratie wind op zee	27
	4.2 Relevante technieken	27
	4.3 Vermogens flexibiliteitsbronnen per scenario	30
5	Benutting windenergie	32
	5.1 Afwegingen efficiënte verhouding elektriciteit/waterstof	32
	5.2 Inschatting verhouding elektrische aanlanding en waterstofaanlanding, per scenario	34
	5.3 Benutting windenergie	36
	5.4 Gevoeligheidsanalyse systeemintegratie op zee en hybride aansluitingen	37
6	Inpassing energiesysteem op land	41
	6.1 Inpassing elektrische aanlanding	41
	6.2 Inpassing waterstofaanlanding	49
7	Plaatsen ontwikkelingen in de tijd	51
	7.1 Pad uitrol wind op zee periode 2031-2040	51
	7.2 Doorkijk richting 2050	56



8	Conclusies en vervolg	58
	8.1 Conclusies	58
	8.2 Prioritering elektrische aanlandingen	61
	8.3 Vergelijk resultaten met eerdere onderzoeken	63
	8.4 Openstaande vragen	66
9	Referenties	67
A	Methodologie	68
	A.1 Transportroutes windenergie naar eindgebruikers	69
	A.2 Scenario's	69
	A.3 Rol flexibiliteit bij inpassing wind op zee	69
	A.4 Benutting windenergie	70
	A.5 Inpassing energiesysteem op land	71
	A.6 Terugkijken naar 2031 en vooruitkijken naar 2050	72
	A.7 Integratie elektriciteit en waterstof	73
B	Scenario Krimp industrie	74
C	Scenario Doorvoer naar buitenland	75
D	Benutting windenergie	76
E	Integratie elektrische aanlanding	77

Samenvatting

Een startanalyse voor Systeemintegratie van wind op zee

Dit onderzoek is onderdeel van het programma ‘Verbindingen Aanlanding Wind op Zee’ 2031-2040 (pVAWOZ), waarin gezocht wordt naar verbindingen voor in totaal 50 GW wind op zee in 2040. Dit onderzoek geeft een overzicht van de eerste inzichten rondom systeem-integratie. Systeemintegratie is een belangrijk onderwerp bij aanlanding van wind op zee, maar zeker niet het enige relevante aspect. In deze fase kijken we nog niet naar de ruimtelijke effecten; dat komt later in het project samen.

In dit onderzoek is gekeken naar twee aspecten. Eerst is op nationaal niveau gekeken naar de integratie van 50 GW wind op zee in het energiesysteem en naar een efficiënte verhouding tussen aanlanding van elektriciteit en conversie naar waterstof. Vervolgens is ingezoomd op de verschillende regio's waar de energie moet aanlanden, om impact op (lokale) energie-infrastructuur in kaart te brengen en een inschatting te maken van een efficiënte verdeling over de verschillende aansluitlocaties.

De resultaten van dit onderzoek geven een eerste inschatting van de effecten van aanlanding van wind op zee op het energiesysteem, maar geven hier nog geen definitief uitsluitsel over. Hiervoor zijn verder diepgaande analyses in Fase B of andere programma's, zoals het Energie Infrastructuur Plan Noordzee (EIPN), noodzakelijk.

Een efficiënte verhouding tussen elektriciteit en waterstof is sterk afhankelijk van het scenario

In dit onderzoek is voor zes toekomstscenario's onderzocht wat een energetisch en economisch efficiënte verhouding kan zijn tussen elektrische aanlanding met kabels en aanlanding van waterstof met buisleidingen, voor de 50 GW wind op zee in 2040. Dit heeft als doel om verdere onderbouwing te geven van het aantal verbindingen waar binnen pVAWOZ naar gezocht wordt voor de periode 2031-2040 (circa tien elektrisch, twee waterstof) en geeft inzicht in de afhankelijkheden, zoals ontwikkelingen van vraag en aanbod van overige energiebronnen.

Hierbij zijn veel aspecten van belang. Om een globale inschatting te maken van een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en directe omzetting naar waterstof te bepalen, is een versimpelde economische afweging gemaakt.

Uit de analyses volgt dat naar verwachting tussen 2031 en 2040 **in totaal minimaal twee extra elektrische verbindingen** van 2 GW (bij het scenario Decentraal - Krimp industrie) en **maximaal dertien extra elektrische verbindingen** van 2 GW (bij het scenario *Doorvoer naar buitenland*). De energie van de overige windparken wordt dan via buisleidingen in de vorm van waterstof aan land gebracht. Het gaat in de verschillende scenario's om één tot twee extra waterstofverbindingen.

De circa tien elektrische verbindingen waar binnen het programma naar gezocht wordt, zijn in de meeste scenario's voldoende, maar het is wel belangrijk om goed na te denken waar de elektriciteit voor gebruikt wordt, voordat er daadwerkelijk een keuze gemaakt wordt over het aantal elektrische verbindingen dat gerealiseerd gaat worden.

Een efficiënte verdeling over de aansluitlocaties is noodzakelijk voor zo min mogelijk uitbreidingen aan energie-infrastructuur op land

Voor clusters van aansluitlocaties is bepaald hoeveel extra elektrische aanlanding naar verwachting mogelijk is na 2031, voordat extra hoogspanningsverbindingen op land noodzakelijk zijn¹.

De belangrijkste conclusies zijn:

- Er kunnen naar verwachting na 2031 minimaal twee extra verbindingen gerealiseerd worden in Groningen in elk scenario.
- Er kunnen naar verwachting na 2031 minimaal twee extra verbindingen gerealiseerd worden in Noord-Holland in elk scenario. Dit kan in het Noordzeekanaalgebied of de kop van Noord-Holland gerealiseerd worden.
- Diepe aanlanding in Limburg, tot drie verbindingen, zorgt voor verminderde belasting op de bovengrondse hoogspanningsverbindingen vanaf de kust naar Limburg.
- Met inzet van flexibele bronnen, met name elektrolyse, kunnen naar verwachting na 2031 één tot twee extra verbindingen in Groningen en één tot twee extra verbindingen in Noord-Holland gerealiseerd worden. Dit is bovenop de eerdergenoemde twee verbindingen in beide regio's.
- Indien noodzakelijk kunnen mogelijk nog extra verbindingen gerealiseerd worden in Noord-Brabant, Zeeland en Rotterdam. Maar meer spreiding heeft naar verwachting de voorkeur, aangezien veel aanlanding in deze clusters naar verwachting leidt tot forse transportstromen vanaf de kust, via Noord-Brabant, naar Limburg.
- Bij realisatie van kernenergie in Rotterdam of Zeeland kan daar naar verwachting geen extra elektrische aanlanding gerealiseerd worden.
- Het is mogelijk om extra elektriciteit naar land te brengen, specifiek voor de doorvoer richting België en Duitsland. In dat geval is het realiseren van extra verbindingen bij een DC-hub in Zuidwest-Nederland een optie.

Onzekerheden methodologie

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over deze 380 kV-verbindingen en de impact van (elektrische) aanlanding van wind op zee, is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. In deze fase van het onderzoek zijn echter nog geen doorrekeningen uitgevoerd, aangezien het gaat om een eerste verkenning.

In deze eerste verkenning zijn enkele relevante factoren voor de belasting op de 380 kV-verbindingen niet meegenomen, zoals: de impact dieper op het net, transit-flows bij de clusters, de effecten van import/export van elektriciteit, transportcapaciteit in de periode van onderhoud en de inschatting wanneer uitbreidingen noodzakelijk zijn. Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380 kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van deze fase van het onderzoek, namelijk richting geven voor de ruimtelijke analyses. In Fase B zal TenneT een integrale doorrekening doen om de effecten van (elektrische) aanlanding van wind op zee op de 380 kV-verbindingen beter in te schatten.

Bij waterstofaanlanding zijn met name de nabijheid van het landelijke waterstoftransportnet en de tijdige beschikbaarheid van aanvoerleidingen vanaf de aanlanding tot dit landelijke waterstofnet van belang. Gasunie doet momenteel onderzoek naar de tijdige beschikbaarheid van aanvoerleidingen op elk van deze locaties. Ook dit volgt in Fase B.

¹ De geplande uitbreidingen uit het investeringsplan van TenneT zijn reeds meegenomen als uitgangspunt.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Dit onderzoek is onderdeel van het programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee. Het onderzoek geeft een overzicht van de eerste inzichten rondom systeemintegratie. Systeemintegratie is een belangrijk onderwerp bij aanlanding van wind op zee, maar zeker niet het enige relevante aspect. Bij de uiteindelijke besluitvorming rondom aanlanding van wind op zee is een integrale afweging van verschillende relevante criteria noodzakelijk. Dit zal binnen het Programma VAWOZ bij de integrale effectenanalyse gebeuren.

Binnen dit onderzoek kijken we naar de mogelijkheden en afwegingen rondom aanlanding van wind op zee, puur vanuit het perspectief van systeemintegratie. We wegen op dit moment nog niet mee of de onderzochte opties ook daadwerkelijk ruimtelijk haalbaar zijn. Parallel wordt in het ruimtelijke spoor onderzoek gedaan wat ruimtelijk haalbaar is. Deze parallelle sporen komen daarnaast samen. De analyses voor systeemintegratie hebben daarnaast ook invloed op het ruimtelijke spoor. Het geeft richting aan de bandbreedtes van aantallen verbindingen die per gebied ruimtelijk onderzocht worden en helpt daarmee aan het gericht zoeken naar geschikte tracés voor verbindingen.

Het programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee staat niet op zichzelf, maar is nauw verbonden met programma's zoals het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), het Energie-Infrastructuur Plan Noordzee (EIPN), het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) en het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie (NPVI). In Fase B gaan we expliciet in op de plannen en ambities in deze programma's op de aanlanding van wind op zee.

1.2 Fasering onderzoek systeemintegratie

Bij de analyse van systeemintegratie wordt onderzocht welke configuratie aan aanlandingen (verhouding elektriciteit/waterstof op nationaal niveau en aansluiting in welke gebieden) wenselijk is vanuit het energiesysteem. De analyses rondom systeemintegratie bestaan uit twee niveaus.

- Er wordt eerst een algemene analyse voor systeemintegratie gedaan als input voor het bepalen van kansrijke oplossingsrichtingen. Deze analyses worden uitgevoerd tot de zomer van 2023 en beschrijven we hieronder. Dit is onderdeel van **Fase A**.
- Na het bepalen van de kansrijke oplossingsrichtingen, volgt bij de beoordeling van de verschillende alternatieven in de IEA een beoordeling/toets van kansrijke alternatieven op het punt systeemintegratie, waarbij verder gedetailleerdere analyses gedaan worden. Deze analyses volgen in 2024 en is onderdeel van **Fase B**. De precieze invulling bepalen we later.

In dit onderzoek, voor Fase A-systeemintegratie, bepalen we de overwegingen die vanuit het perspectief van systeemintegratie spelen bij de aanlandingen van wind op zee (elektrisch en waterstof) bij verschillende aansluitlocatie. Dit doen we voor meerdere scenario's voor 2040. De uitkomsten van Fase A worden in dit rapport besproken. De resultaten van dit onderzoek geven een eerste inschatting van de effecten van aanlanding van wind op zee op het energiesysteem, maar geven hier nog geen definitief uitsluitsel over. Hiervoor zijn verder diepgaande analyses in Fase B noodzakelijk.

1.3 Wat zijn de uitgangspunten voor de analyse?

Voor de analyses rondom systeemintegratie is het belangrijk om de uitgangspunten vooraf scherp te hebben. De belangrijkste uitgangspunten zijn de geplande aanlandingen van wind op zee tot 2031 en de aansluitlocaties die bekeken worden voor aanlanding van wind op zee tussen 2031 en 2040. De uitgangspuntennotitie is de basis hiervoor.

1.3.1 Geplande aanlandingen wind op zee tot 2031

Om te weten hoeveel elektriciteit aan kan landen op elke aansluitlocatie tussen 2031 en 2040 is het van belang hoeveel elektrische aanlanding van windparken op zee reeds gepland is per locatie tot 2031, in de routekaart windenergie op zee 2030 en de aanvullende routekaart windenergie op zee 2030/2031 vanuit VAWOZ 2030. In totaal zal tot 2031 ongeveer 21 GW wind op zee elektrisch aanlanden. Daarnaast zijn er voor 2030 plannen voor een grootschalige pilot met 500 MW offshore elektrolyse in het windgebied Ten noorden van de Waddeneilanden².

De tabel hieronder geeft een overzicht van de bestaande plannen voor aanlanding van wind op zee tot 2031. Een deel van deze plannen kunnen nog wijzigen, maar voor nu nemen we onderstaande mee als uitgangspunt voor de verdere analyses. In totaal is voor 23 GW aan ruimtelijke procedures opgestart tot 2031. Het is de verwachting dat hiervan 21 GW gerealiseerd zal worden tot en met 2031.

Tabel 1 - Geplande aanlandingen wind op zee tot 2031

Aansluitlocatie	Gerealiseerd en restant routekaart wind op zee	Aanvullende routekaart wind op zee	Opmerkingen
Maasvlakte	3,4 GW	4 GW	
Eemshaven	0,7 GW	4,5 GW (4 GW elektrisch + pilot 0,5 GW waterstof)	
Beverwijk	2,1 GW	0 GW	
Borssele	3,4 GW	2 GW	
Geertruidenberg/Moerdijk	0 GW	2 GW	
Overig	0,4 GW		Egmond aan Zee, Luchterduinen, Prinses Amaliapark

1.3.2 Welke aansluitlocaties worden bekeken voor 2031-2040?

In de voorverkenning VAWOZ 2031-2040 is onderzoek gedaan naar mogelijke locaties voor aanlanding van wind op zee tussen 2031 en 2040, voor zowel elektrische aanlanding als aanlanding van waterstof. Tabel 2 geeft een overzicht van de potentiële aansluitlocaties die meegenomen worden in de analyses voor systeemintegratie. Deze aansluitlocaties zijn weergegeven in Figuur 1.

² [Windpark boven Groningen beoogd als 's werelds grootste waterstof op zee productie in 2031.](#)

Tabel 2 - Potentiële aansluitlocaties 2031-2040³

Aansluitlocatie	Type aanlanding	Toelichting
Middenmeer	Elektriciteit	Bij nieuw te bouwen 380 kV-station. Realisatie 380 kV-station en verbinding voorwaarde voor mogelijke aanlanding.
Den Helder	Elektriciteit	Nog geen 380 kV-station gepland. Realisatie 380 kV-station en verbinding voorwaarde voor mogelijke aanlanding.
	Waterstof	Verwachte toekomstige waterstofinfrastructuur nabij de kust (Waterstofnetwerk Nederland) en gebied goed ontsloten door bestaande gasinfrastructuur vanaf de Noordzee.
Vijfhuizen	Elektriciteit	Bij bestaand 380 kV-station vermoedelijk capaciteit.
Velsen	Elektriciteit	Maximaal 700 MW bij sluiting Vattenfall centrale Velsen (restgassen Tata Steel).
Spaarndam, A10 Noordoost, Weesp	Elektriciteit	Nieuw te bouwen 380-kV-stations.
Westelijk deel NZKG	Waterstof	Verwachte toekomstige waterstofinfrastructuur (Waterstofnetwerk Nederland) nabij de kust en naar verwachting forse waterstofvraag in toekomst.
Bleiswijk	Elektriciteit	Bij bestaand 380 kV-station vermoedelijk capaciteit.
Wateringen	Elektriciteit	Bij bestaand 380 kV-station vermoedelijk capaciteit.
Simonshaven	Elektriciteit	Bij bestaand 380 kV-station vermoedelijk capaciteit.
Maasvlakte/Europoort	Elektriciteit	Bij Europoort nieuw 380 kV-station gepland. Bij bestaande stations Maasvlakte geen ruimte meer, dus zou nieuw station moeten komen.
	Waterstof	Verwachte toekomstige waterstofinfrastructuur nabij de kust (Waterstofnetwerk Nederland) en naar verwachting forse waterstofvraag in toekomst. Hierbij wordt ook aanlanding via Delta Rhine Corridor gekeken.
Geertruidenberg	Elektriciteit	Bij bestaand 380 kV station.
Moerdijk	Elektriciteit	Bij nieuw te bouwen 380 kV-station.
Tilburg	Elektriciteit	Bij nieuw te bouwen 380 kV-station. Weinig onderzoek gedaan.
Maasbracht	Elektriciteit	Diepe aanlanding. Bestaand station met AC-interconnectie met Duitsland en België.
Graetheide	Elektriciteit	Diepe aanlanding. Nieuw te bouwen 380 kV-station.
Borssele/Sloegebied	Elektriciteit	Nieuw 380 kV-station nodig, beschikbare ruimte beperkt.
Terneuzen	Elektriciteit	Bij nieuw te bouwen 380 kV-station. Realisatie 380 kV verbinding voorwaarde voor mogelijke aanlanding.
	Waterstof	Verwachte toekomstige waterstofinfrastructuur (Waterstofnetwerk Nederland) nabij de kust en naar verwachting forse waterstofvraag in toekomst. Grote afstand tot windenergiegebieden.
Eemshaven	Elektriciteit	Wordt onderzocht in PAWOZ, maar nemen we op niveau systeemintegratie wel mee in pVAWOZ.
	Waterstof	

³ In dit onderzoek hebben we alle potentiële aansluitlocaties uit de voorverkenning meegenomen. Naar verwachting vallen er enkele locaties, zoals Bleiswijk, af voor verder onderzoek.

Figuur 1 - Potentiële aansluitlocaties 2031-2040



1.3.3 Geplande uitbreidingen energie-infrastructuur

De analyses voor systeemintegratie worden uitgevoerd voor het zichtjaar 2040, met een losse analyse voor het uitrolpad van 2031 tot 2040 (meer hierover in Bijlage A.6). Op dit moment is er al veel energie-infrastructuur aanwezig en tot 2040 staan al veel investeringen voor nieuwe projecten op de planning. Zo worden veel uitbreidingen gedaan aan het 380 kV-net, worden de 150 kV- en 110 kV-netten op een andere manier ingericht (met een pocketstructuur) en wordt een landelijk waterstofnetwerk aangelegd. In de analyses van dit rapport zijn de huidige situatie en de geplande investeringen de uitgangssituatie. Dit betekent dat aangenomen wordt dat de geplande investeringen in ieder geval gerealiseerd worden. Alleen investeringen die opgenomen zijn in het investeringsplan van netbeheerders of waar een investeringsbeslissing, worden meegenomen⁴.

1.4 Methodologie

Het hoofddoel van de analyses in Fase 1 is om input te leveren voor het ontwerpproces van kansrijke aanlandingen. Daarvoor bepalen we de overwegingen die vanuit het perspectief van systeemintegratie spelen bij de aanlandingen van wind op zee (elektrisch en waterstof) bij verschillende aansluitlocatie. Dit doen we voor meerdere scenario's voor 2040.

⁴ Het Waterstofnetwerk Nederland is niet opgenomen in investeringsplannen, maar nemen we wel mee aangezien hier wel al een uitrolplan voor ligt.

Als startpunt van de analyses hebben we verschillende transportroutes vanaf windparken op zee naar de eindgebruikers in kaart gebracht. Voor elk van deze transportroutes hebben we ook de energieverliezen in de transportketen in kaart gebracht.

Het bepalen van de overwegingen vanuit het perspectief van systeemintegratie gebeurt in twee stappen:

1. **Benutting van windenergie.** Eerst hebben we een globale inschatting gemaakt van een energetisch en economisch efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en elektrolyse op zee en aanlanding in de vorm van waterstof in 2040, gegeven de verwachte ontwikkeling van de energievraag en productie van overige bronnen. Dit doen we voor elk van de scenario's.

De analyses in deze stap van het onderzoek hebben als doel om verdere onderbouwing te geven van het aantal verbindingen waar binnen pVAWOZ naar gezocht wordt voor de periode 2031-2040 (tien elektrisch, twee waterstof). Daarnaast geeft de analyse inzicht in de afwegingen rondom de verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof en de afhankelijkheid van ontwikkelingen van vraag en aanbod van overige energiebronnen (zoals kernenergie).

2. **Inpassing energiesysteem op land.** Vervolgens hebben we onderzocht hoe de elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen (volgend uit de vorige stap) zo efficiënt mogelijk ingepast kunnen worden in het energiesysteem op land, zodat zo min mogelijk extra energie-infrastructuur op land noodzakelijk is. Hierbij kijken we afzonderlijk naar elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen, aangezien voor beide opties andere afwegingen spelen. Voor deze stap kijken we afzonderlijk naar de ontwikkeling van vraag en aanbod van energie per cluster van aansluitlocaties (meer hierover in Bijlage A.5). Ook dit doen we voor elk scenario.

Bij de bovenstaande analyses is expliciete aandacht besteed aan de wisselwerking tussen het elektriciteitssysteem en het waterstofsysteem. Het is de verwachting dat een deel van de windenergie omgezet zal worden in waterstof door middel van elektrolyse, waarbij zowel elektrische infrastructuur als waterstofinfrastructuur noodzakelijk is. Daarom is het van belang om deze systemen in samenhang te bekijken, zowel voor het gehele energiesysteem als voor specifieke locaties.

Daarnaast hebben we gekeken naar de impact van flexibiliteitsbronnen op de integratie van wind op zee. Richting 2040 zal inzet van flexibiliteitsbronnen, zoals batterijen en elektrolyzers, noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Inzet van flexibiliteitsbronnen, op land maar ook op zee door het verbinden van elektriciteit en waterstof middels hybride verbindingen, draagt bij aan de integratie van wind op zee.

Bovenstaande analyses zijn uitgevoerd voor de situatie in 2040, maar in pVAWOZ wordt gekeken naar de uitrol van wind op zee gedurende de periode 2031-2040. Daarom hebben we vanuit de situatie in 2040 teruggekeken naar 2031. Daarnaast hebben we vooruitgekeken naar een klimaatneutraal eindbeeld in 2050. Dit geeft inzicht welke aanlandingen nodig zijn na de zichtperiode van pVAWOZ en geeft daarmee inzicht of de aanlandingen tussen 2031 en 2040 in lijn liggen met het eindbeeld in 2050.

Een uitgebreide omschrijving van de methodologie is te vinden in Bijlage A.

1.5 Leeswijzer

Het rapport bevat de volgende hoofdstukken:

- **Hoofdstuk 2** bevat een omschrijving van mogelijke transportroutes van windenergie naar de eindgebruikers.
- **Hoofdstuk 3** bevat een beschrijving van de gehanteerde scenario's.
- **Hoofdstuk 4** geeft een beschouwing van de rol van flexibiliteit bij integratie van wind op zee.
- **Hoofdstuk 5** bevat de uitkomsten van de analyses naar de benutting van windenergie.
- **Hoofdstuk 6** bevat de uitkomsten van de analyses naar de inpassing van wind op zee in het energiesysteem op land.
- **Hoofdstuk 7** plaatst de uitkomsten uit de eerdere hoofdstukken in de tijd.
- **Hoofdstuk 8** bevat de conclusies en de openstaande vragen voor het vervolg van pVAWOZ.

Naast dit hoofdrapport zijn er vier separate bijlages met verdere detaillering op enkele punten. Het gaat om de Bijlages *Scenario Krimp Industrie*, *Scenario Doorvoer naar Buitenland*, *Benutting Windenergie* en *Integratie elektrische aanlanding*. In de hoofdtekst verwijzen we naar deze bijlages.

2 Transportroutes windenergie naar eindgebruikers

Windenergie opgewekt op zee kan op verschillende manieren aanlanden, over land getransporteerd worden en op land gebruikt worden. Er zijn meerdere aspecten die afgewogen moeten worden bij de keuzes voor aanlanding van wind op zee. In dit hoofdstuk brengen we mogelijke transportroutes van windenergie naar de eindgebruikers in kaart. Daarbij maken we onderscheid tussen transport over zee (vanaf het windpark tot de kust) en over land (vanaf de kust tot bij de eindgebruikers). Daarbij bespreken we ook de afwegingen tussen mogelijke transportroutes.

2.1 Transport vanaf windpark naar kust

Bij het transport over zee, vanaf de windparken tot aan de kust, zijn de volgende afwegingen relevant:

- HVDC of HVAC;
- Energiehubs of platforms;
- Waterstof- of elektrische aanlanding.

2.1.1 HVDC of HVAC

Elektriciteit kan als wisselstroom (HVAC) of als gelijkstroom (HVDC) getransporteerd worden. HVAC heeft lagere investeringskosten dan HVDC, maar de transportverliezen zijn voor HVAC groter. De afstand tot de kust is een bepalende factor bij de kostenafweging. Op kortere afstand zijn de kosten voor HVAC lager en de verliezen beperkt. Op langere afstand worden HVAC-verliezen hoger en wegen zwaarder dan de lagere investeringskosten, waardoor HVDC beter uit het kostenplaatje komt.

Bij aansluiting van steeds grotere windparken, die verder uit de kust liggen wordt de keuze voor HVDC door de langere kabellengtes steeds aantrekkelijker. Het precieze omslagpunt wordt bepaald door de specifieke projectgegevens.

In Nederland worden de windparken op zee die nu gerealiseerd worden en die nog dicht bij de kust liggen, aangesloten met gestandaardiseerde 700 MW HVAC-offshore netaansluitingen. Naarmate de windparken verder weg liggen wordt de omslag gemaakt naar gestandaardiseerde 2 GW HVDC-platforms. IJmuiden Ver wordt het eerste windpark op zee dat TenneT via een HVDC-platform aansluit. De windparken op zee die tussen 2031 en 2040 gerealiseerd worden zullen naar verwachting vooral met 2 GW HVDC-kabels worden aangesloten. Mogelijk wordt een enkel windpark met een 700 MW HVAC-kabel aangesloten.

2.1.2 Configuraties energie-infrastructuur op zee

Stations - transformatoren voor HVAC of vermogenselektronica voor HVDC - en andere componenten worden momenteel op platforms geplaatst. Een platform is een metalen constructie van beperkte grootte, met een typische oppervlakte kleiner dan 0,5 ha. Er zijn zowel bemenste als onbemenste platforms. TenneT heeft voor aansluiting van windparken op zee standaardconcepten ontwikkeld voor zowel HVAC- als HVDC-aansluitingen op platforms (TenneT, 2022b). Vanaf deze platforms worden elektrische verbindingen richting



de kust aangelegd. Dit zijn zogeheten radiale aansluitingen. Ook voor aanlanding van waterstof zijn radiale aansluitingen mogelijk. In dat geval wordt elektrolyse direct bij een windpark toegepast

Na 2030 is het voor windgebied 6/7 een mogelijkheid om energiehubs te realiseren waarbij meerdere kabels op zee samenkomen bij een energiehub waar vervolgens elektrolyse toegepast wordt. Vanaf deze energiehub wordt vervolgens elektriciteit en waterstof richting de kust getransporteerd. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aansluitingen. Door het realiseren van een energiehub vindt systeemintegratie op zee plaats en kan op zee de conversie van elektriciteit naar waterstof al geoptimaliseerd worden waardoor de elektrische verbindingen een hogere benuttingsgraad hebben. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aansluitingen. Er zijn nog andere concepten voor hubs op zee denkbaar, bijvoorbeeld ook voor uitwisseling met het buitenland en andere energiehubs.

Door het realiseren van een energiehub kan op zee de conversie van elektriciteit naar waterstof al geoptimaliseerd worden waardoor de elektrische verbindingen een hogere benuttingsgraad hebben. Hierdoor kan, ten opzichte van radiale aansluitingen, meer elektriciteit richting de kust getransporteerd met een gelijk aantal verbindingen, met name op momenten met weinig productie van windparken op zee.

Voor de keuze tussen radiale aansluitingen en hybride aansluitingen moet een integrale afweging gemaakt worden, onder meer op kosten en impact op milieu en ruimte. In dit onderzoek gaan we niet in op deze afweging. In het EIPN wordt hier verder onderzoek naar gedaan en wordt ook gekeken naar andere soorten hubs.

In de analyses in Hoofdstuk 6 en 7 gaan we uit van radiale aansluitingen, maar we doen gevoeligheidsanalyses om de impact van energiehubs en hybride aansluitingen in te schatten.

2.1.3 Waterstof- of elektrische aanlanding

Windenergie kan rechtstreeks als elektriciteit aan land gebracht worden of tussentijds omgezet worden in waterstof. Om energie als waterstof aan land te brengen moet elektriciteit in waterstof omgezet worden in een elektrolyser en vervolgens, na compressie, via een buisleiding naar land getransporteerd worden.

Bij omzetting van elektriciteit naar waterstof gaat een deel van de energie verloren. Een voordeel van elektrolyse op zee is dat de transportkosten van waterstof per hoeveelheid energie naar verwachting fors lager liggen dan de transportkosten van elektriciteit, zeker als hiervoor bestaande aardgasleidingen gebruikt kunnen worden (Guidehouse & Berenschot, 2021). Uiteindelijk is het van belang dat er een maatschappelijk gunstige verhouding is tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Daarbij zijn ook hybride aansluitingen, door middel van systeemintegratie op zee, mogelijk.

In Hoofdstuk 5 gaan we in op de afwegingen voor een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding.

2.2 Transport vanaf kust naar eindgebruikers

Bij het transport over land, vanaf de kust tot aan de eindgebruiker, zijn de volgende afwegingen relevant:

- waterstofproductie op land;
- HVDC of HVAC op land;
- relatie met het buitenland.

2.2.1 Waterstofproductie op land

Een deel van de windenergie kan op zee omgezet worden in waterstof en als waterstof naar land worden getransporteerd. Daarnaast kan een deel van de windenergie die als elektriciteit aan land komt vervolgens op land alsnog in waterstof omgezet worden. Vanuit systeemperspectief is het efficiënt om zoveel mogelijk van de elektriciteit die aan land komt direct als elektriciteit te benutten. Op piekmomenten zullen de windparken die (deels) elektrisch aanlanden overschotten aan elektriciteit op land opleveren. Met inzet van flexibiliteitbronnen, zoals vraagsturing en opslag kan een deel van deze overschotten alsnog direct benut worden als elektriciteit. Daarnaast kan mogelijk een deel van de overschotten geëxporteerd worden. Naar verwachting zal het overige deel van de overschotten aan elektriciteit alsnog op land omgezet worden in waterstof, zodat deze overschotten nuttig ingezet worden.

Bij aanlandingspunten van wind op zee zijn de meeste overschotten van elektriciteit. In het Programma Energiehoofdstructuur is vastgesteld dat elektrolyzers zoveel mogelijk bij aansluitlocaties geplaatst zullen worden, zodat een deel van de overschotten niet getransporteerd hoeft te worden met het hoogspanningsnet, waardoor deze minder belast worden dan wanneer elektrolyzers verder in het binnenland geplaatst worden.

Elektrolyzers bij aansluitlocaties kunnen, in sommige gevallen, ook extra knelpunten door afname van elektriciteit veroorzaken. Dit komt doordat elektrolyzers ook op momenten met weinig aanbod van wind op zee ingezet zullen worden, op momenten dat er veel productie is van zon-pv.

2.2.2 HVDC of HVAC op land

Het elektriciteitssysteem in Nederland is aangelegd als een wisselstroomsysteem, waarbij hoogspanningskabels (220 kV en 380 kV) HVAC-verbindingen vormen. Transport van elektriciteit via HVDC-kabels heeft minder verliezen dan via HVAC. Echter, omzetten van HVDC-stroom in HVAC-stroom of omgekeerd zorgt voor conversieverliezen. Bij gemengde HVDC/HVAC-systemen treden de meeste verliezen dus op bij conversie, bovendien zijn de converterstations ook relatief duur.

Het is erg kostbaar om tussenliggende aftakkingen van HVDC-infrastructuur te maken naar het HVAC-net omdat converterstations erg duur zijn. Brede toepassing van HVDC-kabels op land ter vervanging van het HVAC-net lijkt daarom niet reëel. In de inrichtingsprincipes voor de aanleg van elektriciteitsinfrastructuur uit het ontwerp Programma Energiehoofdstructuur (PEH is daarom ook opgenomen dat nieuwe hoogspanningsverbindingen in beginsel als wisselstroomverbinding aangelegd worden (Rijksoverheid, 2023).

Diepe aanlanding via HVDC zien we wel als reële optie: windenergie die aanlandt als HVDC-stroom wordt verder landinwaarts via HVDC-kabels getransporteerd zonder tussentijdse aftakkingen.



Diepe aanlanding van wind op zee met HVDC-kabels heeft als potentieel voordeel dat de aanlanding van wind op zee meer verspreid over het land plaatsvindt. Bij diepe aanlanding in Limburg (Maasbracht of Graetheide), waar in pVAWOZ naar gekeken wordt, kan beter aangesloten worden bij de lokale vraag en de potentiële export naar Duitsland en België op momenten met veel productie van windparken op zee. Hiermee kan de belasting op de bovengrondse HVAC vanaf de kust, via Noord-Brabant, naar Limburg verminderd worden.

Indien HVDC-kabels uitbreidingen aan het reguliere HVAC-hoogspanningsnet kunnen voorkomen, dan heeft dit verminderde ruimtelijke en visuele impact als voordeel doordat deze kabels ondergronds worden aangelegd. Naar verwachting levert diepe aanlanding daarentegen wel hogere kosten op ten opzichte van transport via het reguliere HVAC-hoogspanningsnet (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

2.2.3 Doorvoer naar het buitenland

Nederland kan richting 2050 kiezen voor een sterker verbondenheid met het buitenland, waarbij de overschotten windenergie in de vorm van elektriciteit (en mogelijk waterstof) exporteert, en mogelijk synthetische brandstoffen importeert.

De relatie met het buitenland heeft ook invloed op opslagvereisten, leveringszekerheid en flexibiliteit van het energiesysteem in Nederland. In hoeverre Nederland ervoor wil kiezen om zo onafhankelijk mogelijk te zijn, en eigen leveringszekerheid en flexibiliteit verzekeren, zijn politieke en meer nog geopolitieke overwegingen die breder zijn dan alleen de aanlanding van wind op zee, en waarbinnen windenergie een puzzelstuk is. In Hoofdstuk 5 *Benutting windenergie* gaan we hier verder op in.

3 Scenario's voor 2040

3.1 Introductie scenario's

Er zijn scenario's opgesteld om de hoekpunten van de mogelijke ontwikkelingen van het energiesysteem richting 2040, en de impact daarvan op de aanlanding van wind op zee, in te schatten.

De meest relevante ontwikkelingen zijn:

- **Omvang energie-intensieve industrie in Nederland**⁵. Er is nog veel onzekerheid rondom de toekomst van (een deel van) de Nederlandse energie-intensieve industrie in Nederland. Het is de verwachting dat er gebieden zijn in de wereld waar in de toekomst een stuk goedkoper CO₂-vrije energie geproduceerd kan worden. Dit kan er mogelijk toe leiden dat industrie waarbij energie de grootste kostenpost is vertrekt uit Nederland, al is hierover nog veel onzeker. De ontwikkeling van de energie-intensieve industrie heeft veel impact op de binnenlandse energievraag en daarmee op de benodigde hoeveelheid elektriciteit en waterstof vanuit wind op zee.
- **Uitwisseling stroom met Duitsland en België**. Duitsland en België hebben veel minder potentie voor hernieuwbare elektriciteitsproductie dan Nederland en een grote industriële sector die ook zal elektrificeren. Bij direct gebruiken van elektriciteit treden minder energieverliezen op, in vergelijking met het (met conversieverliezen) omzetten van elektriciteit in waterstof. Daarom kan overwogen worden om een deel van de productie van wind op zee in te zetten voor doorvoer naar Duitsland en België. De windenergie moet dan vanaf de Noordzee richting Duitsland en België getransporteerd worden. Hier zijn verschillende opties voor. Om te bepalen of doorvoer van elektriciteit een goed idee is moet niet alleen naar de energieverliezen gekeken worden, maar is een integrale afweging nodig. In dit onderzoek gaan we daar niet op in, we onderzoeken alleen de mogelijke effecten op de aanlanding van wind op zee.
- **Ontwikkeling kernenergie**. De grootschalige ontwikkeling van kerncentrales heeft effect op de hoeveelheid windenergie die nuttig ingezet kan worden in de vorm van elektriciteit, en daarmee op de gewenste verhouding tussen aanlanding van wind op zee in de vorm van elektriciteit en aanlanding als waterstof. Daarnaast heeft kernenergie in Borsele en op de Maasvlakte impact op de hoeveelheid wind op zee die kan aanlanden in Zeeland en mogelijk Rotterdam.
- **Verhouding tussen vraag naar verschillende energiedragers**. Het is nog onzeker hoe het energiesysteem zich richting 2050 gaat ontwikkelen. Sommige dingen zijn zeker, bijvoorbeeld dat elektrificatie in een groot deel van de sectoren de meest logische verduurzamingsoptie is en dat er daardoor fors meer elektriciteitsvraag gaat komen. Maar in sommige sectoren is het nog onduidelijk hoe de verduurzaming eruit gaat zien. Gaan bedrijven vooral inzetten op elektrificatie of gaat waterstof een grote rol spelen? Dit heeft impact op de energievraag per energiedrager en daarmee op de aanlanding van wind op zee.

⁵ In het beleid van de rijksoverheid wordt ingezet op verduurzaming van de bestaande industrie in Nederland. Maar het is geen zekerheid dat alle energie-intensieve industrie daadwerkelijk blijft. Daarom hebben we dit scenario wel als mogelijk hoekpunt meegenomen. De scenario's schetsen expliciet geen wensbeeld hoe het energiesysteem er in de toekomst uit moet zien en ze zijn ook niet bedoeld als keuzes, maar zijn puur bedoeld om de impact van mogelijke ontwikkelingen op de aanlanding van wind op zee in te schatten.



Voor het onderzoek naar systeemintegratie van pVAWOZ zijn de ontwikkelingen tot 2040 in zes verschillende scenario's uitgewerkt. De basis hiervoor zijn de vier 2040 scenario's van de tweede versie van I13050 (Netbeheer Nederland, 2023). Daarnaast zijn twee nieuwe scenario's toegevoegd: Krimp Industrie en Doorvoer naar Buitenland. Deze scenario's zijn respectievelijk gebaseerd op de I13050-scenario's 'Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap' en zijn toegevoegd als extra potentiële hoekpunten van het speelveld. Met het scenario *Krimp Industrie* onderzoeken we de effecten van krimp van de energie-intensieve industrie in Nederland als gevolg van de transitie naar een CO₂-vrije industrie⁶. Met het scenario *Doorvoer naar Buitenland* onderzoeken we het realiseren van extra elektrisch aanlanding van wind op zee voor export van elektriciteit naar België en Duitsland. Voor elk scenario zijn de vermogens voor wind op zee aangepast ten opzichte van de oorspronkelijke (meer hierover in Paragraaf 3.2.6).

De zes scenario's geven de hoekpunten van het speelveld aan voor 2040. De scenario's schetsen expliciet geen wensbeeld hoe het energiesysteem er in de toekomst uit moet zien en ze zijn ook niet bedoeld als keuzes. Het toekomstige energiesysteem zal vermoedelijk ergens in het midden tussen de scenario's liggen⁷.

Voor elk van de scenario's onderzoeken we de benutting van de windenergie (Hoofdstuk 5) en de inpassing van wind op zee in het energiesysteem op land (Hoofdstuk 6). Het doel van het gebruik van scenario's om de hoekpunten van het toekomstige energiesysteem te bepalen is tweeledig. Enerzijds geeft dit inzicht in robuuste aanlandingen, die in elk van de scenario's mogelijk zijn. Daarnaast geven de verschillen tussen de scenario's inzicht in de onzekerheden rondom de integratie van wind op zee in het energiesysteem tussen 2031 en 2040 en de keuzes die gemaakt kunnen worden.

In dit hoofdstuk worden eerst de basisscenario's van I13050 kort toegelicht, met bijbehorende kengetallen en aanpassingen voor pVAWOZ. Vervolgens zullen de twee nieuwe scenario's worden toegelicht.

3.2 Basisscenario's I13050

3.2.1 Decentrale Initiatieven

In dit scenario streeft Nederland naar regionale actie door de particuliere businesscase van klimaatneutrale technieken te ondersteunen. Burgers en lokale gemeenschappen hebben een hoge mate van autonomie en maken eigen keuzes binnen de opgave. Sommige burgers kiezen voor de goedkoopste oplossingen, terwijl bij andere burgers ideële motieven meespelen. Via diverse prikkels worden duurzame keuzes van consumenten en bedrijven ondersteund. Lokale overheden doen dit bijvoorbeeld met kennis en financiële stimulansen. Er ontstaat een groot aantal lokale initiatieven van vooruitstrevende burgercollectieven en bedrijven. Hierdoor worden lokale bronnen optimaal benut. Zonne- en windenergie op land zijn stevig gegroeid. De industrie transformeert naar meer gebruik van bio-based en

⁶ In het beleid van de rijksoverheid wordt ingezet op verduurzaming van de bestaande industrie in Nederland. Maar het is geen zekerheid dat alle energie-intensieve industrie daadwerkelijk blijft. Daarom hebben we dit scenario wel als mogelijk hoekpunt meegenomen. De scenario's schetsen expliciet geen wensbeeld hoe het energiesysteem er in de toekomst uit moet zien en ze zijn ook niet bedoeld als keuzes, maar zijn puur bedoeld om de impact van mogelijke ontwikkelingen op de aanlanding van wind op zee in te schatten.

⁷ In het Nationaal Plan Energiesysteem is aangekondigd dat de rijksoverheid in de toekomst uitgaat van de scenario's met de hoogste vraag en haar beleid en investeringen daarop aanpast. In dit scenario onderzoeken we echter alle hoekpunten.



circulaire grondstoffen. Maar omdat duurzame energie vooral als variabel aanbod op grote schaal beschikbaar is, de acceptatie van CCS beperkt en er verder beperkt sturing op is, verdwijnt een deel van de energie-intensieve basisindustrie uit Nederland. De warmteoplossingen voor de gebouwde omgeving bestaan uit een mix van technieken (waaronder in mindere mate warmtenetten) en worden gevoed door diverse lokale beschikbare bronnen, zoals geothermie, warmtepompen, wko, groene waterstof en groengas (Netbeheer Nederland, 2023).

3.2.2 Nationaal Leiderschap

Nederland streeft in dit scenario naar een energetisch zo efficiënt mogelijk systeem binnen de Nederlandse mogelijkheden en stuurt nationaal sterk op de invulling van de energiemix. Overheden maken daarbij keuzes over de technieken die in Nederland gebruikt gaan worden. Hiervoor maakt de overheid verplichtend beleid en regulering en participeert zij financieel in projecten van nationaal belang. De overheid bevordert de ontwikkeling van nieuwe industrieën (onder andere synthetische brandstofproductie) en stimuleert elektrificatie van de bestaande industrie. In de gebouwde omgeving zorgt regie (verplichtende wijkaanpakken) voor de ontwikkeling van warmtenetten, gevoed door hoofdzakelijk restwarmte, geothermie en flexibele elektrische bronnen (zoals power-to-heat). Voor het energieaanbod komen grootschalige nationale projecten tot stand, zoals wind op zee en enkele flexibele kerncentrales. Groene waterstof speelt een belangrijke rol voor het balanceren van het elektriciteitssysteem, voor de levering van hogetemperatuurwarmte in de industrie en als grondstof (Netbeheer Nederland, 2023).

3.2.3 Europese Integratie

Nederland streeft in dit scenario naar een integraal en efficiënt Europees energiesysteem: landen stemmen hun energiebeleid onderling af en maken daarbij gebruik van elkaars bronnen. Europa werkt aan gezamenlijk energiebeleid en wil meer onafhankelijk zijn. Groengas wordt in Europa op grote schaal geproduceerd en wordt daarom in diverse sectoren ingezet. Er is een stevige groei van zonne- en windenergie in combinatie met een toename tot 8 GW aan kernenergie. De industrie verduurzaamt dankzij elektrificatie en de inzet van Europese biomassa en waterstof, als brandstof en grondstof. CCS wordt grootschalig toegepast, onder meer voor productie van energie met negatieve emissies (BECCS) en voor de productie van blauwe waterstof. Ook CO₂ uit omliggende landen wordt in Nederland opgeslagen. Wijkaanpakken staan centraal in de verduurzaming van de gebouwde omgeving en er is sterke regie op de ontwikkeling van bovenregionale warmtenetten. De combinatie van warmtenetten en hybride warmtevoorziening in gebouwen geeft een gematigde elektriciteitspiekvraag. Een Europees netwerk van laadinfrastructuur en uitbreiding van het HSL-netwerk zorgen voor verre gaande elektrificatie van de mobiliteit (Netbeheer Nederland, 2023).

3.2.4 Internationale Handel

Nederland streeft in dit scenario naar ontwikkeling van de eigen economie door maximaal in te zetten op de internationale wereldwijde energie- en grondstoffenketens. Nederland is een 'multinational' die strategisch gebruik maakt van de internationale energie- en grondstoffenmarkten. Er wordt daarom op de wereldmarkt gezocht naar opties met de laagste kosten. Internationale vrijhandel speelt een belangrijke rol. De markt wordt geholpen door ondersteunende algemene prikkels, subsidies en CO₂-beprijzing (mede daardoor dragen ook Nederlandse bedrijven hun steentje bij om de keten te verduurzamen). Waterstof en andere klimaatneutrale energiedragers worden geïmporteerd uit landen waar deze relatief gunstig te produceren zijn. Nederland wordt een doorvoerland voor waterstof. In de gebouwde omgeving wordt ingezet op individuele transitiepaden: er is



daarbij minder inzet van groengas, maar wel veel hybride warmtevoorziening in combinatie met waterstof. De industrie verduurzaamt dankzij elektrificatie en inzet van waterstof (ook als grondstof). Door de wereldwijde handelsketens verdwijnt een deel van de energie-intensieve industrie naar het buitenland. In plaats daarvan worden meer halffabricaten geïmporteerd, die in Nederland verder worden verwerkt. Tevens zet Nederland in op de productie van groene waterstof, direct gekoppeld aan wind op zee. (Netbeheer Nederland, 2023).

3.2.5 Kerncijfers basisscenario's II3050 2040

Tabel 4 geeft een overzicht van de meest relevante kerncijfers van de vier verschillende scenario's van II3050 voor 2040. De onderstaande getallen vormen de basis voor de scenario's die doorgerekend zijn voor de systeemintegratie van pVAWOZ.

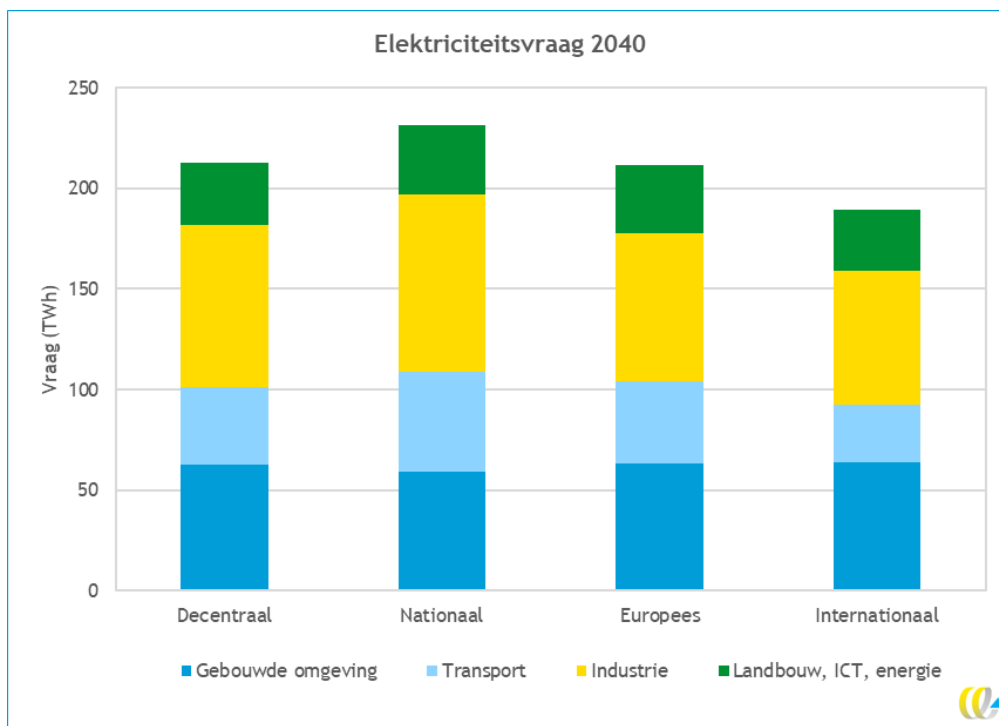
De kerncijfers voor de productie van windenergie op zee (zowel elektrisch als in waterstof) zijn hieronder niet meegenomen, omdat we deze wijzigen ten opzichte van II3050 (zie ook Paragraaf 3.2.6). De vermogens voor flexibiliteitsbronnen voor elektriciteit, zoals batterijen en elektrolyzers, zijn afhankelijk van de invulling van wind op zee. Deze wijken in de gehanteerde scenario's daardoor ook af ten opzichte van de II3050-scenario's en zijn daarom niet opgenomen in Tabel 3. De vermogens van flexibiliteitsbronnen in elk van de scenario's worden gegeven in Paragraaf 4.3.

Tabel 3 - Overzicht voornaamste kengetallen scenario's II3050 voor 2040

		Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
Vraag	Elektriciteitsvraag (excl. flex)	212	231	211	190	TWh
	Methaanvraag	85	72	116	81	TWh
	Waterstofvraag	87	78	92	142	TWh
Productie	Zon-pv	126	123	93	68	GW
	Wind op land	12	15	9	9	GW
	Overig hernieuwbaar	0,3	0,3	0,5	0,5	GW
	Groengas	32	22	58	27	GW
	Waterstof blauw	33	33	43	37	TWh
	Nucleair	0	1,5	4,0	0	GW
	Gas (aard-/groen) en waterstof centrales	17	15	14	15	GW

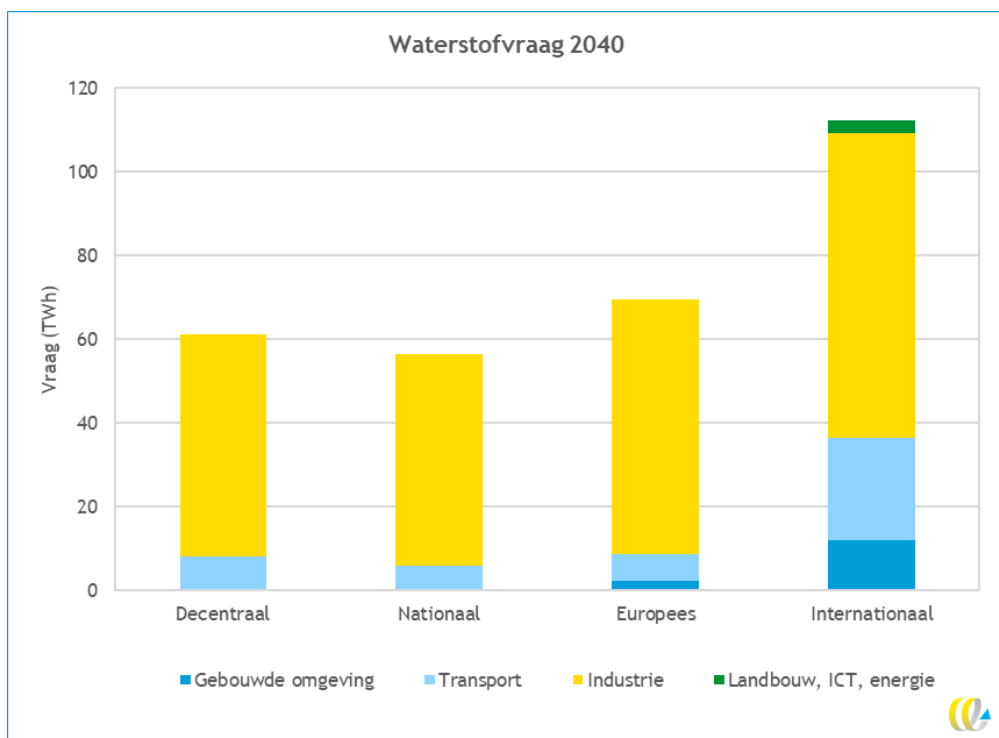
Voor de elektriciteitsvraag en waterstofvraag zijn voor elk scenario aparte uitsplitsingen gemaakt voor de categorieën gebouwde omgeving, transport, industrie en landbouw, ICT en energie gezamenlijk in respectievelijk Figuur 2 en Figuur 3.

Figuur 2 - Uitgesplitste elektriciteitsvraag in 2040 op basis van I13050-scenario's



Bron: (Netbeheer Nederland, 2023).

Figuur 3 - Uitgesplitste waterstofvraag in 2040 op basis van I13050-scenario's



Bron: (Netbeheer Nederland, 2023).

3.2.6 Aanpassing aanlanding wind op zee

We gebruiken de inschatting van vraag en aanbod van energie van de 2040 scenario's van I13050, met uitzondering van het aanbod van wind op zee. De aannames van de I13050-scenario's rondom wind op zee komen namelijk niet in alle gevallen overeen met de gestelde ambitie van 50 GW wind op zee in 2040 van pVAWOZ. In elk van de PVAWOZ-scenario's gaan we daarom uit van realisatie van 50 GW wind op zee in 2040. De verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding als waterstof wordt verder toegelicht in Hoofdstuk 5. De productie van zon-pv, wind op land, groengas en overig hernieuwbaar zijn in de gehanteerde scenario's voor pVAWOZ wel gelijk aan de scenario's van I13050.

De cijfers voor flexibiliteit (vermogen en inzet) zijn voor de aangepaste scenario's opnieuw bepaald om te zorgen dat vraag en aanbod van energie wel op elk moment van het jaar in balans zijn. De vermogens van flexibiliteitsbronnen in elk van de scenario's worden gegeven in Paragraaf 4.3.

Balans in scenario's

In elk van de scenario's gaan we uit van realisatie van 50 GW wind op zee, terwijl in een deel van de I13050-scenario's van minder wind op zee in 2040 uitgegaan wordt. De overige aannames rondom opwek en vraag blijven elk gelijk. Het eenzijdig toevoegen van extra wind op zee leidt ertoe dat de scenario's 'uit balans' raken waardoor extra elektrische opwekoverschotten ontstaan en als een resultaat meer elektriciteit van de windparken op zee (onshore of offshore) wordt omgezet in waterstof. Het is de vraag of realisatie van 50 GW wind op zee in deze scenario's economisch haalbaar is, de additionele overschotten daadwerkelijk alleen voor de productie van waterstof gebruikt zouden worden en of realisatie van 50 GW wind op zee in de praktijk niet zou leiden tot minder realisatie van overige (hernieuwbare) opwekbronnen of meer directe elektrificatie aan de vraagkant.

Echter, gezien de ambitie van pVAWOZ en de lijn die gekozen is in het Nationaal Plan Energiesysteem (maximaal inzetten op ontwikkelen aanbod) is in dit onderzoek gekozen om scenario's door te rekenen met 50 GW wind op zee en in de scenario's geen wijzigingen door te voeren voor de productie van andere bronnen of de elektrische vraag.

3.3 Nieuwe scenario's

Voor de analyses systeemintegratie van pVAWOZ zijn twee extra scenario's toegevoegd. Deze scenario's zijn een aanvulling op de scenario's van I13050, aangezien enkele potentiële ontwikkelingen richting 2040 onvoldoende terugkomen in de scenario's van I13050 en de vier I13050-scenario's daarmee niet het volledige speelveld omspannen.

Het scenario *Krimp Industrie* is gebaseerd op het scenario Decentrale Initiatieven en behandelt een aanzienlijke krimp van de energie-intensieve industrie in Nederland. Voor de andere categorieën van vraag en aanbod zijn de cijfers in Krimp Industrie gelijk aan Decentrale Initiatieven. Een kleinere energievraag van de industrie heeft ook impact op bijvoorbeeld de inzet van flexibiliteit. Om een scenario op te stellen dat in balans is hebben we een nieuw ETM-scenario gemaakt. Hierbij is naast de wijziging van de vraag van de industrie ook de verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding van wind op zee ingeschat voor het nieuwe scenario (zie Hoofdstuk 5) en is een nieuwe inschatting gemaakt van de inzet van flexibiliteit.

Het scenario *Doorvoer naar Buitenland* is gebaseerd op het scenario Nationale Sturing, maar heeft extra elektrische aanlanding specifiek bedoeld voor de export van elektriciteit.

De overige cijfers in dit scenario zijn gelijk aan het scenario Nationaal Leiderschap. Een toelichting en motivatie voor de nieuwe scenario's volgt in de onderstaande paragrafen. Een uitgebreide toelichting van de scenario's is te vinden in de bijlages *Scenario Krimp Industrie* en *Scenario Doorvoer België en Duitsland*.

3.3.1 Krimp Industrie

Beschrijving scenario

Welke industrie in de toekomst naar Nederland komt en/of in Nederland blijft, heeft een grote impact op de benodigde hoeveelheid duurzame opwek, flexibiliteitsmiddelen en infrastructuur en dus de wijze waarop we het klimaat neutrale energiesysteem tot aan 2050 moeten vormgeven. Voor het scenario *Krimp Industrie* gaan we uit van een extreem scenario voor de Nederlandse industrie. Het doel van dit scenario is dus niet om het meest waarschijnlijke toekomstbeeld te schetsen, maar een potentieel hoekpunt van de ontwikkeling van het energiesysteem.

De concurrentiepositie voor de Nederlandse industrie verandert wezenlijk door de transitie naar fossielvrij. In een wereld waarin alles hernieuwbaar is, is elektriciteit en waterstof in Nederland kostbaar ten opzichte van landen met meer zon- en/of winduren. Daarmee zal er in Nederland vooral plek zijn voor industrieën die veel toegevoegde waarde leveren aan de economie per gebruikte eenheid energie, terwijl energie-intensieve industrieën moeilijker hun toekomst kunnen veiligstellen. In het scenario *Krimp Industrie* wordt er daarom vanuit gegaan dat zeer energie-intensieve processen voor een deel verplaatsen naar regio's waar duurzame energie goedkoper is richting 2050. Het is de verwachting dat in 2040 deze processen nog deels actief zijn, aangezien nog niet alle bestaande installaties tegen die tijd afgeschakeld zijn. De sectoren die in Nederland blijven focussen zich op energiebesparing en volledige elektrificatie.

Sectoren

Het scenario Krimp Industrie is gebaseerd op het scenario Decentrale Initiatieven uit I13050 waarbij de elektriciteits- en waterstofvraag van de industrie aangepast zijn. Deze aanpassingen zijn gebaseerd op inzichten uit de studie Verkenning van een fossielvrije industrie in 2037 (CE Delft, 2023). Binnen de scenario's van I13050 wordt onderscheid gemaakt tussen acht sectoren.

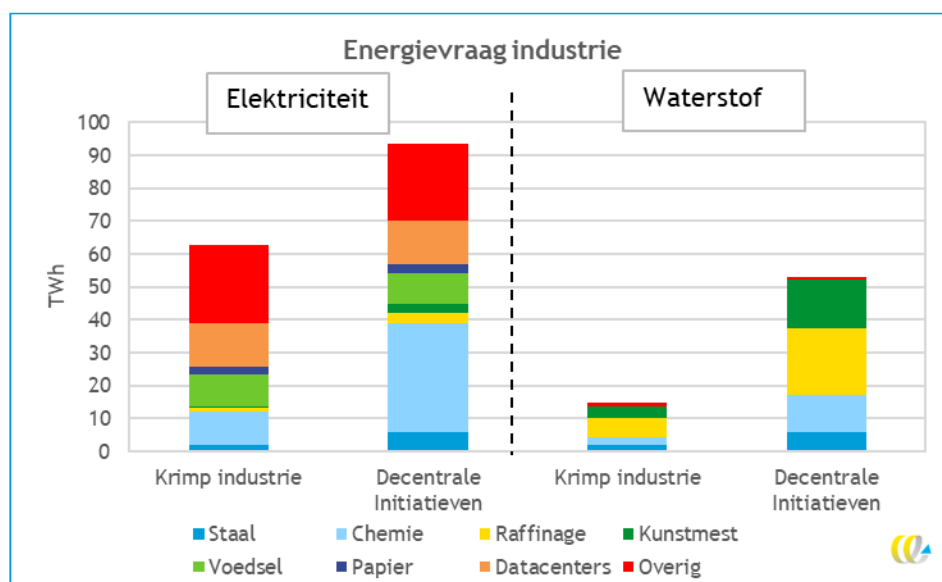
Voor de sectoren staal, chemie, raffinage en kunstmest hanteren we voor 2040 een krimpfactor van 25% ten opzichten van een verduurzaamde industrie. De verwachting is dat richting 2050 deze sectoren hun elektriciteits- en waterstofvraag nog verder gekrompen zijn door het nog verder verplaatsen van zeer energie-intensieve stappen naar het buitenland. Binnen de energie-intensieve industrie zullen hoogwaardige processen wel in Nederland blijven bestaan. Zo zal de verwerking van halfproducten naar eindproducten in deze sectoren nog wel in Nederland plaatsvinden, aangezien dit minder energie-intensieve processen zijn. De focus in Nederland verschuift hiermee van basisindustrie naar (nieuwe) industrieën op het gebied van circulariteit en hoogwaardige productie.

De sectoren voedsel, papier, datacenters en overig⁸ zullen volledig verduurzamen richting 2050 en in Nederland blijven. Deze sectoren hebben weinig energie-intensieve processen, zoals in de papier- en voedselindustrie, of hebben hoge transportkosten voor hun energie-intensieve producten, zoals in de keramische- en glasindustrie. Daardoor is het voor bedrijven in deze sectoren gunstiger om in Nederland gevestigd te blijven. Voor het scenario *Krimp Industrie* verwachten we ook geen krimp in datacenters, aangezien dit een industrie is die hier voornamelijk is gevestigd vanwege de gunstige data-infrastructuur en een stabiel vestigingsklimaat.

Totale vraag industrie

De totale elektriciteitsvraag van de industrie daalt in het scenario Krimp Industrie met ruim 30% ten opzichte van het oorspronkelijke scenario Decentrale Initiatieven van 94 TWh naar 63 TWh, zie ook Figuur 4. De waterstofvraag van de industrie daalt met ruim 70% ten opzichte van het oorspronkelijke scenario Decentrale Initiatieven, als gevolg van krimp in de sectoren staal, chemie, raffinage en kunstmest.

Figuur 4 - Vergelijking energie- en waterstofvraag industrie scenario Krimp Industrie met origineel scenario Decentrale Initiatieven



3.3.2 Doorvoer naar Buitenland

Beschrijving scenario

In 2050 moet 70 GW wind op zee gerealiseerd zijn. TenneT voorziet in de recente studie Target Grid dat hiervan 38 GW als elektriciteit nodig is om aan de Nederlandse elektriciteitsvraag te voldoen (TenneT, 2023). Het resterende deel van de energie van de

⁸ Onder de categorie 'overig' valt recycling van aluminium, overige metalen (o.a. de secundaire staalproductie, de productie van zink via elektrolyse of (ijzer)gieterij), bouw(materialen), machinerie, niet-metallische mineralen (glas, keramiek en asfalt), textiel, transportmiddelen en houtbewerking.

windparken op zee kan gebruikt worden voor productie van waterstof, maar een deel van de elektriciteit zal ook doorgevoerd worden richting het buitenland.

Bij direct gebruik van elektriciteit vinden minder energieverliezen plaats in vergelijking met het (met conversieverliezen) omzetten van elektriciteit in waterstof. Duitsland en België hebben minder potentie voor hernieuwbare elektriciteitsproductie dan Nederland. Daarnaast hebben ze ook een grote industriële sector die zal elektrificeren. Door export van elektriciteit naar deze landen kan naar verwachting op sommige momenten voorkomen worden dat deze landen voor hun eigen energievoorziening flexibiliteit uit bijvoorbeeld waterstofcentrales moeten inzetten om van waterstof elektriciteit te maken (met aanzienlijke conversieverliezen), terwijl we op hetzelfde moment in Nederland waterstof maken van elektriciteit (ook met aanzienlijke conversieverliezen).

In het scenario *Doorvoer naar Buitenland* wordt daarom gekeken naar de doorvoer van een deel van de Nederlandse elektriciteitsproductie van wind op zee naar België en Duitsland. Om te bepalen of doorvoer van elektriciteit een goed idee is moet niet alleen naar de energieverliezen gekeken worden, maar is een integrale afweging nodig. In dit onderzoek gaan we niet in op deze afweging, we onderzoeken alleen de effecten op de aanlanding van wind op zee.

Om doorvoer van elektriciteit naar het buitenland te faciliteren moet extra energie van windparken op zee in de vorm van elektriciteit aan land gebracht, specifiek voor doorvoer richting België en Duitsland. Zo kan deze energie mogelijk direct worden ingezet als elektriciteit en wordt dus minder overtollige elektriciteit omgezet in waterstof waardoor minder energieverliezen plaatsvinden. Het aan land brengen van extra elektriciteit heeft ook voor Nederland zelf voordelen, aangezien een deel van de aan land gebrachte stroom dan in Nederland gebruikt kan worden voor invulling van de elektriciteitsvraag en daardoor ook hier minder inzet van waterstofcentrales noodzakelijk is. Het scenario *Doorvoer naar Buitenland* is gebaseerd op het scenario Nationaal Leiderschap waarbij alleen de extra elektrische aanlanding en export aangepast zijn.

Import en export in I13050

In de verschillende scenario's van I13050 wordt er rekening gehouden met doorvoer van elektriciteit naar het buitenland als deel van flexibiliteit. Het vergroten van de interconnectiecapaciteit tussen landen geeft de mogelijkheid om op elkaar terug te vallen bij tekorten en overschotten. Naarmate productie-en vraagprofielen tussen landen sterker van elkaar verschillen, kan interconnectie meer bijdragen aan directe benutting van elektriciteit van hernieuwbare bronnen en zo leiden tot lagere kosten voor het energiesysteem omdat minder energieverliezen optreden. In de I13050-scenario's wordt de interconnectiecapaciteit tot en met 2040 sterk uitgebreid naar bijna 15 GW en voor een groot deel van het jaar gebruikt voor import en export van elektriciteit. De uitwisseling van elektriciteit met het buitenland is afhankelijk van de relatieve elektriciteitsprijzen in Nederland ten opzichte van de buurlanden.

In het scenario *Doorvoer naar Buitenland* zal, naast deze import en export voor balancerings, extra elektriciteit van windparken op zee aan land gebracht worden voor doorvoer richting het buitenland.

Invulling scenario

Het doel van dit scenario is om zoveel mogelijk opgewekte stroom direct te gebruiken als elektriciteit, aangezien dit energetisch het meest efficiënt is. Door de doorvoer van elektriciteit naar deze landen kan voorkomen worden dat deze landen voor hun eigen elektriciteitsvoorziening waterstofcentrales moeten inzetten.



Voor het scenario *Doorvoer naar Buitenland* nemen we aan dat 12 GW (59 TWh) extra elektrische aanlanding van wind op zee gerealiseerd zal worden, deels voor de invulling van de binnenlandse elektriciteitsvraag maar voornamelijk voor export van elektriciteit naar België en Duitsland in 2040. We gaan uit van 6 GW extra elektrische aanlanding bij een DC-hub in Limburg (export naar België en Duitsland) en 6 GW bij een DC-hub in Zuidwest-Nederland (export naar België).

Op jaarbasis zijn de tekorten in België en Noordrijn-Westfalen groter dan deze 59 TWh (verder toelichting in bijlage *Doorvoer naar buitenland*). Echter, om deze tekorten in te kunnen vullen met Nederlandse wind op zee is ook de tijdsfactor van belang. Een groot deel van de tekorten zullen plaatsvinden op momenten met weinig wind op zee in België en Duitsland en ook in Nederland zal er op die momenten weinig wind zijn op de Noordzee. Op die momenten zal daardoor maar een zeer beperkte hoeveelheid export van elektriciteit plaatsvinden. Het is onduidelijk of er op de momenten met veel productie van wind op zee, en dus met veel export, ook tekorten zijn in België en Duitsland aangezien daar dan naar verwachting ook veel wind is.

Integrale doorrekeningen van TenneT in recente onderzoeken, zoals Target Grid (TenneT, 2023), de eerste iteratie van I13050 (Netbeheer Nederland, 2021) en de Integrale Effectenanalyse van het Programma Energiehoofdstructuur (Pondera Consult & CE Delft, 2023) laten echter zien dat er op momenten met veel wind op zee veel doorvoer van stroom richting België en Duitsland plaatsvindt, aangezien de elektriciteitsprijzen in Nederland op die momenten lager zijn. Dit geeft een indicatie dat in ieder geval een deel van de geëxporteerde elektriciteit op momenten met veel productie van wind op zee in Nederland in het buitenland benut kan worden voor het invullen van de elektriciteitsvraag. Verder onderzoek is nodig om te bepalen welk deel van de doorgevoerde stroom in het buitenland daadwerkelijk direct benut wordt voor het invullen van de elektriciteitsvraag.

12 GW extra aanlanding voor doorvoer is conform de redeneerlijn van Target Grid. Target Grid kijkt vooral naar de periode 2040-2050 voor de doorvoer van 12 GW extra elektrische aanlanding (TenneT, 2023). Het is echter nuttig om ook al in de periode 2031-2040 elektrische aanlanding te kijken naar doorvoer. Dit aangezien windparken in de periode 2040-2050 verder van de kust af komen.

Voor de periode na 2040 kan eventueel ook nog overwogen worden om nog meer Nederlandse windenergie door te voeren, aangezien België en Duitsland tekorten aan elektriciteit zullen blijven hebben. Dit valt echter buiten de scope van pVAWOZ.

3.4 Vergelijk scenario's met richtwaardes Nationaal Plan Energiesysteem

De zes scenario's die in dit onderzoek gehanteerd zijn geven de hoekpunten van het speelveld aan voor 2040. Dit zijn dus de verwachte uitersten van het energiesysteem. Echter, in het recent gepubliceerde (concept-)Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) zijn richtwaardes voor de ontwikkeling van vraag en aanbod van energie richting de toekomst gepubliceerd (Ministerie van EZK, 2023). Dit geeft een beeld richting welk scenario het energiesysteem zich naar verwachting zal ontwikkelen en daarmee inzicht over de resultaten van welk scenario het meest relevant zijn.

Er zijn in het NPE geen richtwaardes opgenomen voor 2040. Daarom vergelijken we de richtwaardes van het NPE voor 2050 met de 2050 scenario's van I13050. Aangezien de nieuwe scenario's (Krimp industrie en Doorvoer naar buitenland) alleen voor 2040 uitgewerkt zijn kunnen deze niet vergeleken worden met de richtwaardes van het NPE.

Tabel 4 geeft een vergelijking van de belangrijkste kerncijfers van het NPE en de I13050-scenario's. Wat betreft aanbod en (directe) vraag van elektriciteit liggen de richtwaardes van het NPE het meest in de buurt van de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie. Maar het aanbod van overige bronnen van elektriciteit (exclusief wind op zee) is bij de richtwaardes van het NPE hoger dan in deze beide scenario's, aangezien maximaal ingezet wordt op zowel hernieuwbare opwek op land als op nucleair. Wat betreft waterstofvraag liggen de richtwaardes van het NPE het meest in de buurt van het scenario Internationale Handel.

Tabel 4 - Vergelijk richtwaardes NPE 2050 met scenario's I13050

		Richtwaardes NPE 2050	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
Vraag	Elektriciteitsvraag (excl. flex)	275	245	290	255	220	TWh
	Waterstofvraag (incl. inzet in andere ketens)	195	100	160	115	175	TWh
Productie	Zon-pv	170	185	170	125	100	GW
	Wind op land	17	15	20	10	10	GW
	Nucleair	7	0	3	8	0	GW

4 Rol flexibiliteit bij integratie wind op zee

Richting 2040 zal inzet van flexibiliteitsbronnen, zoals batterijen en elektrolyzers, noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van het energiesysteem. Maar inzet van flexibiliteitsbronnen heeft ook impact op de aanlanding van wind op zee. In dit hoofdstuk geven we een beschouwing op de rol van flexibiliteit bij aanlanding van wind op zee. Eerst geven we een algemene beschouwing op de rol van flexibiliteitsbronnen op de integratie van wind op zee en vervolgens beschrijven we hoe verschillende flexibiliteits-technieken aan de integratie van wind op zee kunnen bijdragen. De kwantitatieve inschatting van de impact van flexibiliteitsbronnen op de benutting van wind op zee en de inpassing van wind op zee in het energiesysteem op land volgen in Hoofdstuk 5 en 6.

4.1 Beschouwing rol flexibiliteitsbronnen bij integratie wind op zee

De inzet van flexibiliteitsbronnen kan ervoor zorgen dat meer windenergie efficiënt benut kan worden. Bij directe benutting van elektriciteit vinden minder energieverliezen plaats. Maar in 2040 kan slechts een beperkt deel van de windenergie direct gebruikt worden voor de invulling van de elektriciteitsvraag. Enerzijds komt dit doordat de totale omvang van de energieproductie van de windparken op zee in 2040 groter is dan de elektriciteitsvraag, maar dit komt ook voor een belangrijk deel door ongelijktijdigheid van productie en vraag.

Inzet van flexibiliteitsbronnen kunnen ervoor zorgen dat de productie van de windparken op zee beter matchen met de elektriciteitsvraag, door flexibele vraag of opslag van elektriciteit. Zo kan meer windenergie gebruikt worden in de vorm van elektriciteit. De resterende overschotten van de windparken op zee kunnen omgezet worden in waterstof met elektrolyse, op zee of op land. Zo kan deze elektriciteit ook nog nuttig benut worden om waterstof te produceren die nodig is om bijvoorbeeld de industrie of zwaar transport te verduurzamen.

Indien flexibiliteitsbronnen geplaatst worden op de aansluitlocaties, dan kunnen deze ervoor zorgen dat meer elektriciteit direct op die locaties benut worden. Overschotten van elektriciteit worden hierdoor direct op de aansluitlocaties gebruikt en hoeven niet verder getransporteerd te worden via hoogspanningsverbindingen. Zo zorgen flexibiliteitsbronnen dat meer elektrische aanlanding mogelijk is op aansluitlocaties, voordat uitbreidingen aan de hoogspanningsinfrastructuur noodzakelijk zijn. Inzet van elektrolyse op zee kan, indien het gecombineerd wordt met hybride aansluitingen (combinatie elektrisch en waterstof), ook zorgen dat meer elektriciteit direct benut kan worden op de locaties doordat het leidt tot een hogere bedrijfstijd van de elektrische aansluiting.

4.2 Relevante technieken

Voor de modellering van de inzet van deze technieken sluiten we aan bij de gehanteerde methodiek van I13050 (Netbeheer Nederland, 2023). Bij I13050 is de inzet van flexibiliteit bepaald in het Energietransitiemodel (ETM). Aangezien de gehanteerde scenario's op bepaalde punten afwijken van de oorspronkelijke I13050-scenario's bepalen we de inzet van



flexibiliteitsbronnen voor elk van deze scenario's opnieuw met het ETM. Dit betekent dat de inzet van de flexibiliteitsbronnen in onze scenario's afwijkt van de oorspronkelijke I13050-scenario's (hoeveel MW inzet per uur), maar dat de wijze waarop deze flexibiliteitsbronnen ingezet worden in het energiesysteem (bijvoorbeeld elektrolyse voor langdurige overschotten) gelijk is.

Er zijn verschillende flexibiliteitsbronnen die kunnen bijdragen aan de integratie van wind op zee. Hieronder bespreken we belangrijkste technieken. Voor elk van deze technieken bespreken we hoe deze kunnen bijdragen aan de integratie van wind op zee.

4.2.1 Curtailment

Bij voorkeur worden overschotten van elektriciteit nuttig benut, bijvoorbeeld met vraagsturing, batterijen of elektrolyse. Maar voor de hoogste pieken van de productie is dit niet rendabel. Daarom zal in de toekomst een deel van de hernieuwbare elektriciteit gecurtaild worden, wat inhoudt dat de capaciteit van windmolens (of zonneparken) tijdelijk wordt teruggeschroefd, door de windmolens stil te zetten. Het aftoppen van de grootste pieken van de productie van wind op zee zorgt voor minder grote lokale overschotten van elektriciteit waardoor minder transport via het hoogspanningsnet noodzakelijk is.

4.2.2 Vraagsturing en power-to-heat industrie

De energie-intensieve industrie opereert voornamelijk op vollast. Dit betekent dat zij het hele jaar constant draaien. Bij vraagsturing worden de productievolumes op- of afgeschroefd op basis van de beschikbare elektriciteit van wind op zee. Bij power-to-heat wordt extra warmte geproduceerd en opgeslagen in buffers. Bij beide opties wordt extra elektriciteitsvraag gegenereerd op momenten met veel productie van wind op zee. Zo kan een groter deel van de windenergie nuttig benut worden in de vorm van elektriciteit. Daarnaast kan een groter deel van de elektriciteit direct benut worden op de aansluitlocatie, waardoor minder transport van overschotten via het hoogspanningsnet noodzakelijk is.

4.2.3 Interconnectie

Het Nederlandse elektriciteitssysteem staat niet op zichzelf, maar is verbonden met de buurlanden. Het is de verwachting dat de interconnectiecapaciteit met het buitenland zal toenemen richting de toekomst. De uitwisseling van elektriciteit met het buitenland is afhankelijk van de relatieve elektriciteitsprijzen in Nederland ten opzichte van de andere landen. Op het moment met overschotten van elektriciteit van wind op zee worden de prijzen in Nederland laag en zal naar verwachting met name export plaatsvinden, behalve als in nabijgelegen landen nog meer overschotten van elektriciteit hebben. Door export op momenten met veel productie van wind op zee in Nederland, kunnen de overschotten van elektriciteit deels in het buitenland benut worden in de vorm van elektriciteit. Bij het scenario *Doorvoer elektriciteit buitenland* wordt hiervoor extra elektrische aanlanding gerealiseerd en gaat het om grote volumes elektriciteit die doorgevoerd worden, maar ook in de andere scenario's is sprake van uitwisseling van elektriciteit met het buitenland.

Daarnaast kan interconnectie impact hebben op de integratie van wind op zee op de aansluitlocaties. Bij aansluitlocaties Rotterdam, de Eemshaven en Maasbracht zijn interconnecties aanwezig. Bij Rotterdam is een DC-interconnectie aanwezig met Groot-Brittannië en bij de Eemshaven zijn DC-interconnecties aanwezig met Denemarken en Noorwegen. Bij Maasbracht zijn AC-interconnecties aanwezig met Duitsland en België. Daarnaast zijn er op andere locaties in Nederland AC-interconnecties die impact kunnen hebben op de transportstromen.

Via interconnecties kunnen overschotten van wind op zee in potentie afgevoerd worden richting andere landen, maar het kan ook zo zijn dat er juist sprake is van import op momenten met veel productie van wind op zee. Dit is afhankelijk van de relatieve elektriciteitsprijzen in Nederland ten opzichte van de andere landen. Het effect van interconnectie kan dus zowel positief als negatief zijn. De inzet van DC-interconnecties (bij Rotterdam en Eemshaven) is meegenomen in de analyses. Voor de inzet van deze interconnecties is aangesloten bij de modellering van I13050. De inzet van AC-interconnecties (onder andere bij Maasbracht) is niet meegenomen omdat hiervoor een integrale doorrekening van TenneT noodzakelijk is.

4.2.4 Batterijen

Batterijen kunnen elektriciteit opslaan op momenten van overschotten en deze elektriciteit weer invoeden op momenten van tekorten. Batterijen kunnen ervoor zorgen dat een groter deel van de windenergie nuttig benut kan worden als elektriciteit, door overschotten op te slaan en later weer in te voeden op momenten dat de elektriciteitsvraag niet volledig ingevuld wordt door wind op zee, wind op land en zon-pv.

Als batterijen geplaatst worden op aansluitlocaties, dan kunnen deze een deel van de lokale overschotten opslaan en er daarmee voor zorgen dat minder overschotten getransporteerd hoeven te worden via het elektriciteitsnet.

Er worden verschillende soorten batterijen meegenomen in de modellering. Er worden zowel flowbatterijen als Li-ion batterijen meegenomen. Flowbatterijen zijn geschikter dan Li-ion voor de integratie van wind op zee, aangezien flowbatterijen voor langere periodes elektriciteit kunnen opslaan en de overschotten van wind op zee doorgaans langere tijd aanhouden (uren of dagen, soms nog langer).

4.2.5 Elektrolyzers

Elektrolyse, het omzetten van elektriciteit, heeft twee doelen. Enerzijds kan het ingezet worden voor de balancerings van het elektriciteitsstelsel door overschotten van elektriciteit op te vangen. Daarnaast kan middels elektrolyse waterstof geproduceerd nodig zijn voor de verduurzaming van delen van de industrie en mobiliteit.

Elektrolyse wordt tot en met 2030 vooral op land geplaatst. Het is de verwachting dat voor de periode 2031-2040 ook elektrolyse op zee mogelijk wordt. De windenergie wordt in dat geval als waterstof aan land gebracht. Er zijn hierin verschillende configuraties mogelijk, zoals radiale aansluitingen of hybride aansluitingen met een offshore energiehub (zie Paragraaf 2.1.2).

De belangrijkste configuraties voor elektrolyse op zee zijn:

- **Radiale aansluiting.** Elektrolyzers op zee zullen worden in dit geval direct gekoppeld aan windparken. De volledige productie van dit windpark op zee wordt dan omgezet in waterstof (voor bulkproductie van waterstof) en getransporteerd richting de kust.
- **Systeemintegratie op zee/hybride aansluitingen.** In dit geval wordt de elektriciteit van meerdere windparken samengebracht bij een energiehub. Bij die hub wordt een deel van de elektriciteit omgezet in waterstof en een deel via elektrische verbindingen richting de kust getransporteerd. Vanaf deze energiehub wordt vervolgens elektriciteit en waterstof richting de kust getransporteerd. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aansluitingen. Door het realiseren van een energiehub kan op zee de conversie van elektriciteit naar waterstof geoptimaliseerd worden.

Elektrolyzers op land of zee zullen worden ingezet om overschotten van elektriciteit om te zetten in waterstof. Bij radiale aansluitingen zullen er naar verwachtingen zowel op zee als

op land elektrolyzers geplaatst worden. Een deel van de windenergie wordt in dat geval wel eerst als elektriciteit aan land gebracht, aangezien een deel van de windenergie wel direct benut kan worden als elektriciteit, maar wordt op land alsnog gedeeltelijk omgezet in waterstof. Bij hybride aansluitingen worden elektrolyzers op zee al flexibel ingezet en zijn naar verwachting minder elektrolyzers op land noodzakelijk. In dit onderzoek gaan we niet verder in op de afwegingen tussen elektrolyse op land en elektrolyse op zee. In de analyses in Hoofdstuk 5 en 6 gaan we uit van radiale aansluitingen en dus van directe koppeling van windparken en elektrolyse op zee en flexibele inzet van elektrolyzers op land. Wel doen we gevoeligheidsanalyses naar de impact van hybride aansluitingen.

Indien elektrolyzers op land geplaatst worden dan heeft het de voorkeur om deze bij de aansluitlocaties te plaatsen. In dat geval kunnen deze worden ingezet om direct op locatie overschotten van elektriciteit om te zetten in waterstof. Hierdoor hoeven deze overschotten niet verder getransporteerd te worden via het hoogspanningsnet, waardoor er minder belasting is op het hoogspanningsnet.

Elektrolyzers bij aansluitlocaties kunnen, in sommige gevallen, ook extra knelpunten door afname van elektriciteit veroorzaken. Dit komt doordat elektrolyzers ook op momenten met weinig aanbod van wind op zee ingezet zullen worden, op momenten dat er veel productie is van zon-pv.

4.3 Vermogens flexibiliteitsbronnen per scenario

Tabel 5 geeft een overzicht van de vermogens voor bovenstaande flexibiliteitsbronnen, per scenario. De inzet van flexibiliteitsbronnen verschilt van de oorspronkelijke I13050 door de wijzigingen in vraag en aanbod (zie Hoofdstuk 3). Voor sommige flexibiliteitsbronnen, batterijen en elektrolyzers op land, wijzigt zowel het vermogen als de inzet. Voor andere bronnen, zoals interconnectie en vraagsturing, wijzigt alleen de inzet.

Naast het vermogen van de verschillende flexibiliteitsbronnen geven we ook de elektriciteitsvraag. Dit is alleen relevant voor technieken die zorgen voor extra vraag, zoals power-to-heat en elektrolyse. Bij vraagsturing en batterijen is sprake van verschuiving van vragen/of productie en geen structurele vraag⁹. Bij interconnectie geven we de netto-export van elektriciteit (positief is netto-export, negatief netto-import).

De tabel laat zien dat de scenario's Nationaal Leiderschap en Doorvoer naar buitenland de grootste vermogens aan flexibiliteitsbronnen hebben. In elk scenario nemen elektrolyzers op land de grootste volumes aan overschotten van elektriciteit op. Daarnaast is te zien dat grote vermogens aan pieken gecurtailed worden, maar dat de totale hoeveelheid elektriciteit die gecurtailed wordt beperkt is.

Tabel 5 - Vermogens en elektriciteitsvraag belangrijkste flexibiliteitsbronnen per scenario

	Decentrale initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Krimp Industrie	Doorvoer naar buitenland
Curtailement	43,3 GW 8 TWh	40,1 GW 5 TWh	35,7 GW 6 TWh	32,4 GW 7 TWh	43,3 GW 8 TWh	40,1 GW 5 TWh
Vraagsturing	4,7 GW	5,1 GW	2,6 GW	2,5 GW	4,7 GW	5,1 GW
Power-to-heat	9,9 GW	10,0 GW	4,5 GW	3,7 GW	9,9 GW	10,0 GW

⁹ Met uitzondering van energieverliezen.

	Decentrale initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Krimp Industrie	Doorvoer naar buitenland
	11 TWh	11 TWh	4 TWh	3 TWh	11 TWh	11 TWh
Interconnectie	14,8 GW 13 TWh	14,8 GW 5 TWh	14,8 GW 6 TWh	14,8 GW 7 TWh	14,8 GW 13 TWh	14,8 GW ¹⁰ 64 TWh
Batterijen inclusief EV	42,4 GW	42,0 GW	29,2 GW	24,7 GW	42,4 GW	42,0 GW
Elektrolyzers op land	17,9 GW 70 TWh	20,2 GW 76 TWh	13,9 GW 53 TWh	11,1 GW 40 TWh	19,3 GW 67 TWh	20,2 GW 76 TWh

¹⁰ Naar verwachting is meer interconnectiecapaciteit nodig voor de export van grote volumes elektriciteit richting België en Duitsland, maar dit is nu niet onderzocht.

5 Benutting windenergie

In 2040 moet 50 GW wind op zee gerealiseerd zijn. Tot 2031 wordt het overgrote deel van de windparken met kabels aangesloten op het energiesysteem op land. Maar richting 2040 wordt zoveel energie geproduceerd met de windparken op zee, dat het niet meer efficiënt om al deze energie als elektriciteit aan land te brengen. Een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding in de vorm van waterstof is noodzakelijk om de energieverliezen, de systeemkosten en de impact op de omgeving te minimaliseren. In dit hoofdstuk gaan we hier op in.

Eerst bespreken we welke factoren van belang zijn voor de afweging tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Vervolgens maken we voor elk scenario inschatting van een economisch/ energetisch efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Op basis van deze verhouding rekenen we het energiesysteem door en maken we een inschatting hoe de 50 GW wind op zee in 2040 benut wordt, in elk van de scenario's. Een uitgebreide omschrijving van de methodiek en resultaten van dit onderdeel is te vinden in de bijgevoegde bijlage *Benutting Windenergie*.

De analyses in deze stap van het onderzoek hebben als doel om verdere onderbouwing te geven van het aantal verbindingen waar binnen pVAWOZ naar gezocht wordt voor de periode 2031-2040 (circa tien elektrisch, twee waterstof). Daarnaast geeft de analyse inzicht in de afwegingen rondom de verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof en de afhankelijkheid van ontwikkelingen van vraag en aanbod van overige energiebronnen (zoals wind op land en kernenergie).

De uitgevoerde analyses geven een globale eerste inschatting van een efficiënte verhouding. Voor de uiteindelijke keuze voor de verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof zijn verdere analyses en onderzoek nodig. Deze keuze wordt gemaakt in het Energie Infrastructuur Plan Noordzee (EIPN).

5.1 Afwegingen efficiënte verhouding elektriciteit/waterstof

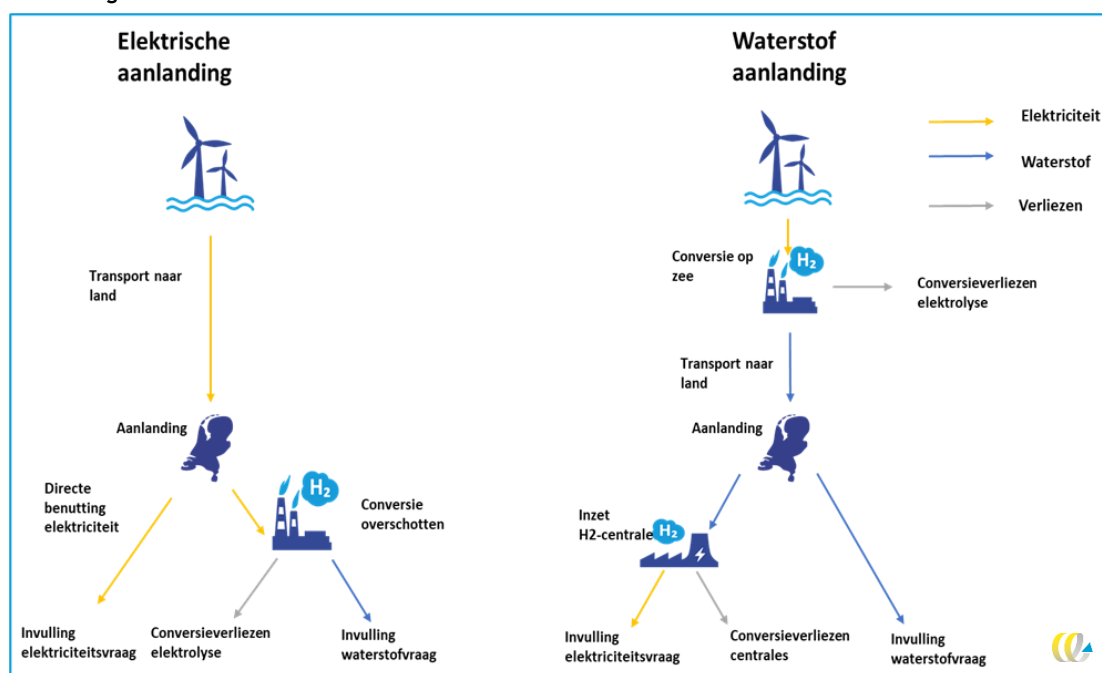
Bij het bepalen van een maatschappelijk wenselijke verhouding tussen aanlanding van elektriciteit en waterstof zijn vele aspecten van belang. Energie-efficiëntie, en daarmee het minimaliseren van energieverliezen, is een belangrijke factor maar zeker niet de enige. Kosten zijn naast energie-efficiëntie ook een belangrijke factor. Daarbij zijn niet alleen naar de kosten voor opwek van belang, maar ook de kosten voor transport en opslag zijn hierbij van belang. Daarnaast zijn de ontwikkelingen rondom waterstof, de ruimtelijke mogelijkheden en de effecten van de aanlandingen (elektrisch of waterstof) op de omgeving van belang. Voor een goede afweging dienen al deze aspecten integraal gewogen te worden. In die afweging moet ook de verschillende mogelijke configuraties op zee, zoals energiehubs, afgewogen worden (zie Paragraaf 2.1.2).

Bovenstaande aspecten zorgen ervoor dat het bepalen van een maatschappelijk gunstige verhouding tussen elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen een zeer complexe puzzel is. Het kraken van deze volledige complexe puzzel gaat voorbij de scope van dit onderzoek. Om toch een globale inschatting te maken van een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en directe omzetting naar waterstof te bepalen is een versimpelde economische afweging gemaakt op basis van de directe benutting van elektriciteit bij (extra) elektrische aanlanding enerzijds en de meerkosten voor elektrische aanlanding ten

opzichte van waterstofaanlanding anderzijds. Om de analyse behapbaar en transparant te houden focussen we alleen op de belangrijkste economische en energetische aspecten en gaan we alleen uit van radiale aansluitingen. Wel doen we een gevoeligheidsanalyse (Paragraaf 5.4).

Bij direct gebruiken van elektriciteit treden minder energieverliezen op. Als windenergie in de vorm van elektriciteit aan land gebracht wordt, dan kan op land een keuze gemaakt worden hoe deze elektriciteit benut wordt. Een deel van de windenergie wordt gebruikt voor de invulling van de elektriciteitsvraag. Flexibiliteitsbronnen zoals vraagsturing of batterijen kunnen ervoor zorgen dat zo veel mogelijk elektriciteit direct benut kan worden. Hier zit echter een grens aan, dus een deel van de windenergie die als elektriciteit aan land komt zal naar verwachting op land omgezet worden in waterstof. Wanneer windenergie op zee omgezet wordt in waterstof en in die vorm aan land gebracht wordt verlies je die flexibiliteit. Dan is er bij voorbaat al een keuze gemaakt om al deze elektriciteit om te zetten in waterstof en dan kan deze elektriciteit niet meer direct gebruikt worden voor de invulling van de elektriciteitsvraag. Dit wordt in Figuur 5 geïllustreerd. Bij hybride aansluitingen (combinatie elektrisch en waterstof) kan de hoeveelheid elektriciteit die naar land verder geoptimaliseerd worden, maar zoals eerder benoemd nemen we dit in deze analyses niet mee.

Figuur 5 -Illustratie energiestromen elektrische aanlanding en waterstof aanlanding, bij radiale aansluitingen¹¹



Als windenergie in de vorm van elektriciteit naar land gebracht wordt, dan kan een maximale hoeveelheid elektriciteit direct benut worden en wordt alleen elektriciteit omgezet naar waterstof als er sprake is van overschotten. Hiermee worden conversieverliezen van energie geminimaliseerd. Het transport van windenergie naar de kust in de

¹¹ Bij systeemintegratie op zee en hybride aansluitingen ziet de situatie er anders uit, maar dit is niet meegenomen in deze figuur aangezien we in de analyse uitgegaan zijn van radiale aansluitingen.

vorm van elektronen is echter een stuk duurder dan transport naar de kust in de vorm van moleculen (Guidehouse & Berenschot, 2021) (kostenberekening te vinden in bijgevoegde bijlage *Benutting Windenergie*). Bij een lage marginale benutting van de elektriciteit weegt het voordeel van extra directe benutting van elektriciteit niet meer op tegen de hogere transportkosten. De cruciale vraag is waar het omslagpunt zit.

Om een inschatting te maken bij welke marginale benutting de hogere directe benutting van elektriciteit niet meer opweegt tegen de extra transportkosten is een versimpelde kostenberekening gemaakt voor de **marginale situatie** met aanlanding van één extra windpark. Voor beide transportroutes uit is voor deze marginale situatie een inschatting gemaakt van de totale kosten voor transport en de kosten gerelateerd aan de energie-verliezen.

Uit de kostenanalyse volgt dat dit omslagpunt naar verwachting bij een marginale benutting van elektriciteit tussen de 15 en 20% zit. Dit betekent dat het bij deze benadering nuttig is om elektrisch aan te landen, totdat de directe benutting van elektriciteit van het laatste windpark onder de 15 tot 20% komt. Vanaf dat punt is het, volgens onze analyse, economisch gunstiger om de windenergie op zee om te zetten in waterstof en via een buisleiding naar land te brengen.

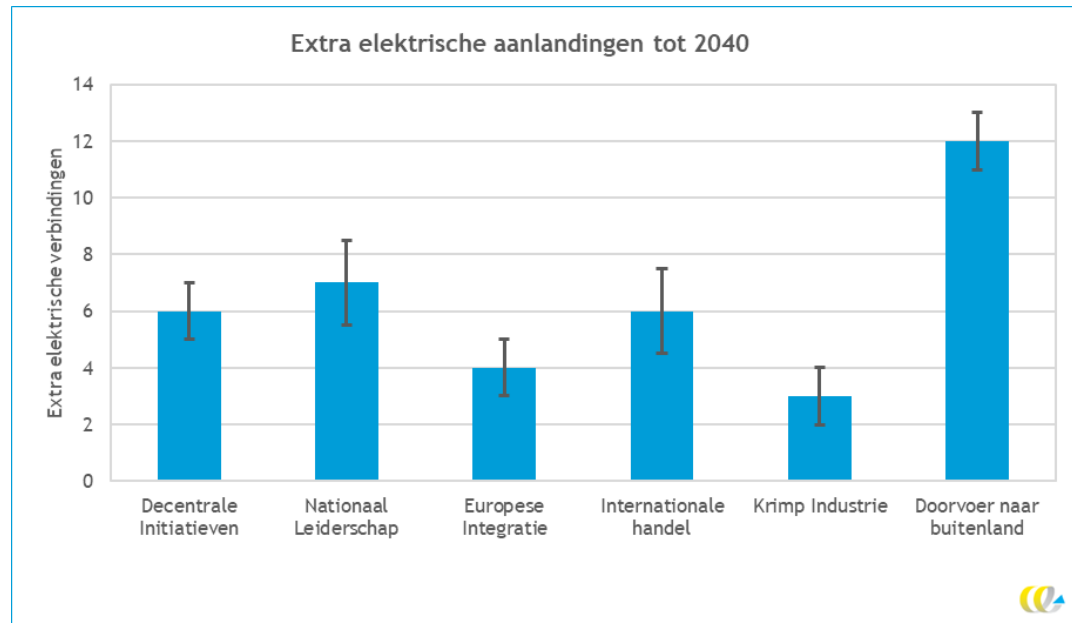
5.2 Inschatting verhouding elektrische aanlanding en waterstofaanlanding, per scenario

Voor elk van de zes scenario's is een inschatting gemaakt van de verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Voor elk van de scenario's wordt uitgegaan van in totaal 50 GW wind op zee in 2040, conform de opgave van pVAWOZ. Voor de inschatting van de verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding is, op basis van de voorgaande analyse, aangenomen dat tot een marginale benutting van 15-20% windenergie in de vorm van elektriciteit aan land gebracht wordt. Bij de rest van de windparken wordt de windenergie op zee omgezet in waterstof. Bij het scenario Doorvoer naar buitenland nemen we aan dat 12 GW extra elektrische aanlanding gerealiseerd wordt, voornamelijk voor doorvoer. Voor deze 12 GW extra elektrische aanlanding hebben we niet specifiek naar de kostenafweging gekeken.

Voor het bepalen van de marginale benutting van de windenergie worden de volledige elektriciteitsvoorziening en waterstofvoorziening doorgerekend. De elektriciteitsvoorziening rekenen we door op uurbasis. Dit is noodzakelijk om de ongelijktijdigheid van vraag en productie goed mee te nemen.

Figuur 6 geeft een overzicht van de hoeveelheid extra elektrische aanlandingen tot 2040, volgend uit bovenstaande analyse. De figuur laat zien dat er een flinke bandbreedte zit in de hoeveel extra elektrische aanlanding efficiënt is per scenario. Dit is afhankelijk van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag in Nederland, de uitrol van andere energiebronnen (zoals wind op land en kernenergie) en het wel of niet elektrisch aanlanden van wind-energie voor doorvoer richting het buitenland.

Figuur 6 - Totaal extra elektrische verbindingen per scenario



Uit de uitkomsten kan geconcludeerd worden dat het in 2040 **in totaal**, ten opzicht van 2031, gaat het om **minimaal twee extra elektrische verbindingen** van 2 GW (bij het scenario Decentraal - Krimp industrie) en **maximaal dertien extra elektrische verbindingen** van 2 GW (bij het scenario doorvoer België/Duitsland).

De richtwaardes van het NPE liggen, wat betreft vraag en aanbod van elektriciteit, het meest in de buurt van de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie. Dus het aantal elektrische verbindingen dat, volgens de gehanteerde methodiek, efficiënt is bij deze richtwaardes ligt naar verwachting tussen de vier en zeven (plus onzekerheid).

De tien elektrische verbindingen die onderzocht worden in pVAWOZ vallen binnen de bandbreedte van de scenario's. In het scenario *Doorvoer naar buitenland* zijn meer dan tien extra verbindingen nodig. In de overige scenario's zijn minder dan tien extra verbindingen van 2 GW nodig (twee tot zeven). Dit betekent dat de tien extra verbindingen waarnaar gezocht wordt in de meeste gevallen voldoende zijn, maar dat het wel belangrijk is om goed na te denken waar de elektriciteit voor gebruikt wordt voordat er daadwerkelijk een keuze gemaakt wordt over het aantal elektrische verbindingen dat gerealiseerd gaat worden.

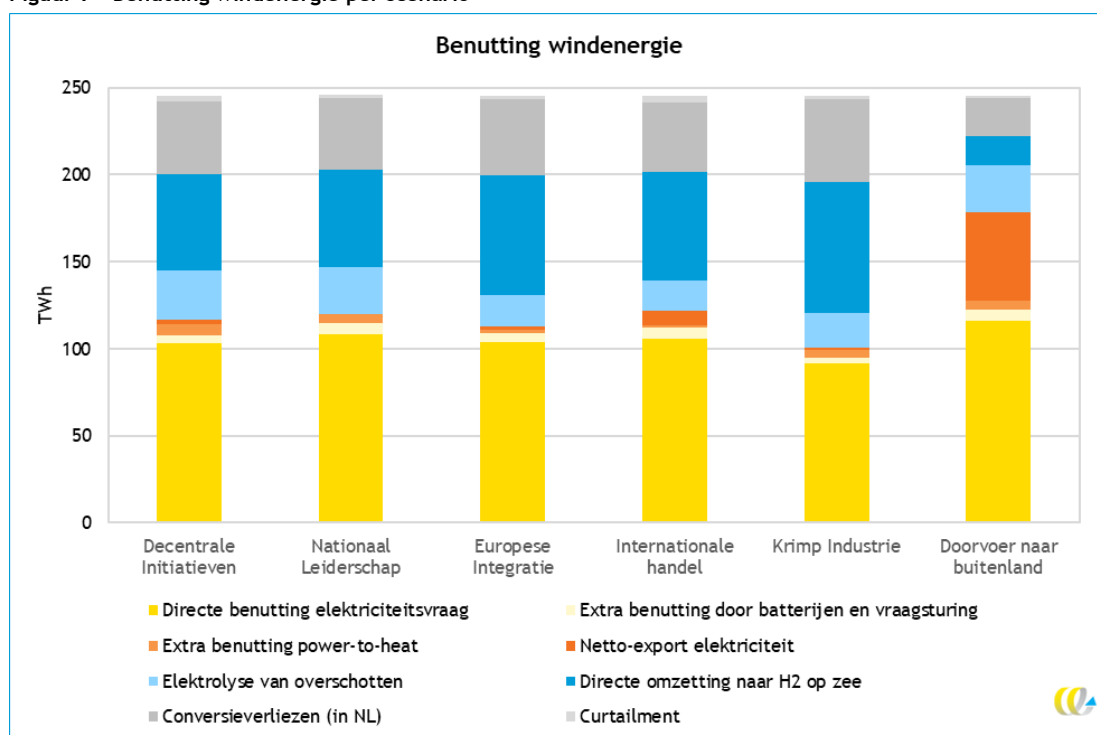
De energie van de overige windparken wordt met waterstofaanlanding aan land gebracht. Dit betekent dat de geproduceerde elektriciteit offshore omgezet wordt in waterstof en in die vorm via buisleiding naar land getransporteerd wordt). Het gaat in de verschillende scenario's om **minimaal 3 GW (één verbinding) waterstofaanlanding** (bij het scenario doorvoer België/Duitsland) en **maximaal 25 GW (twee verbindingen) waterstofaanlanding** (bij het scenario Decentraal - Krimp industrie).

5.3 Benutting windenergie

Voor elk van bovenstaande scenario's is, met de bepaalde verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding in de vorm van waterstof¹², het energiesysteem doorgerekend volledig doorgerekend met het energiemodel. Hierin is ook de inzet van flexibiliteit meegenomen, zoals gemodelleerd in het ETM¹³. Op basis van de modellering van de scenario's is voor elk van de scenario's bepaald waar de windenergie voor gebruikt wordt

Figuur 7 geeft een overzicht van de benutting van windenergie voor elk van de scenario's.

Figuur 7 - Benutting windenergie per scenario



Uit deze figuur kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- Tussen de 35 en 45% van de windenergie kan direct gebruikt worden voor invulling van de elektriciteitsvraag in Nederland. Met inzet van verschillende flexibiliteitsbronnen (batterijen, vraagsturing, power-to-heat) kan tussen de 40 en 50% van de windenergie benut worden in de vorm van elektriciteit in Nederland.
- In elk scenario wordt ongeveer 1% van de totale productie van de windparken op zee gecurtaild omdat het niet rendabel is om flexibiliteit te realiseren voor het benutten van deze energie.
- In het scenario *Doorvoer naar buitenland* wordt een deel van de extra 12 GW elektrische aanlanding benut voor het invullen van de elektriciteitsvraag in Nederland, waardoor het aandeel directe benutting in Nederland iets hoger ligt dan bij de andere scenario's.

¹² Hierbij gaan we uit van de ondergrens van de range voor de elektrische aanlanding per scenario.

¹³ Er zijn nieuwe scenario's gemaakt met aangepaste (elektrische) vermogens wind op zee om de juiste inzet van flexibiliteit te bepalen.

- In het scenario *Doorvoer naar buitenland* vindt aanzienlijke export van elektriciteit plaats. Deze elektriciteit kan in het buitenland naar verwachting in ieder geval deels direct benut worden (meer hierover in Paragraaf 3.3.1).
- Het overige deel van de windenergie wordt omgezet in waterstof. Een deel van de windenergie wordt wel aan land gebracht in de vorm van elektriciteit en daar omgezet naar waterstof op momenten van overschotten van elektriciteit. Daarnaast wordt in elk scenario een deel van de windenergie direct omgezet naar waterstof op zee. In het scenario *Doorvoer naar buitenland* wordt 15% van de windenergie direct op zee omgezet in waterstof. In de overige scenario's tussen de 40 en 50%.
- In het scenario *Doorvoer naar buitenland* wordt het kleinste aandeel van de geproduceerde elektriciteit omgezet in waterstof in Nederland, waardoor dat scenario de minste conversieverliezen in Nederland heeft. Mogelijk zijn er wel conversieverliezen in het buitenland, als niet alle geëxporteerde elektriciteit in het buitenland direct benut kan worden.

Zoals eerder benoemd hebben we voor elk van de scenario's de volledige elektriciteitsvoorziening en waterstofvoorziening integraal doorgerekend. Daarbij nemen we dus niet alleen de energie van windparken op zee mee, maar ook van andere bronnen zoals zon-pv, kernenergie en wind op land. Hieruit volgt dat Nederland in vijf van de zes scenario's is Nederland netto-exporteur van energie in de vorm van elektriciteit en waterstof is. Alleen in het scenario Internationale Handel is Nederland er sprake van een kleine netto-import. In het scenario *Doorvoer naar buitenland* is het vooral export van elektriciteit, in de overige scenario's vooral export van waterstof.

Het is wel belangrijk om te benoemen dat dit kan veranderen richting 2050 doordat een aanzienlijk deel van de energievraag in 2040 nog fossiel is. Hierdoor ontstaat tussen 2040 en 2050 nog extra elektriciteits- en waterstofvraag. Deze ontwikkelingen worden verder beschreven in Paragraaf 7.2.

5.4 Gevoeligheidsanalyse systeemintegratie op zee en hybride aansluitingen

Na 2030 is het een mogelijkheid om energiehubs te realiseren waarbij meerdere kabels op zee samenkomen bij een hub waar vervolgens elektrolyse toegepast wordt. Vanaf deze energiehubs wordt vervolgens elektriciteit en waterstof richting de kust getransporteerd. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aansluitingen. Door het realiseren van een energiehubs vindt systeemintegratie op zee plaats, en kan op zee de conversie van elektriciteit naar waterstof al geoptimaliseerd worden waardoor de elektrische verbindingen een hogere benuttingsgraad hebben. Voor de keuze tussen radiale aansluitingen en hybride aansluitingen moet een integrale afweging gemaakt worden, onder meer op kosten en impact op milieu en ruimte. In dit onderzoek gaan we niet in op deze afweging. In het EIPN wordt hier verder onderzoek naar gedaan en wordt ook gekeken naar andere soorten hubs.

We kijken hier wel naar de impact van hybride aansluitingen op de resultaten van dit hoofdstuk. Systeemintegratie op zee heeft impact op de afweging rondom de verhouding elektrische verbindingen en waterstofverbindingen, onder meer doordat de benuttingsgraad van elektrische verbindingen hoger wordt.

In de bovenstaande analyses zijn we uitgegaan van radiale verbindingen. Systeemintegratie op zee en hybride aansluitingen kunnen in potentie effect hebben op de volgende aspecten:

- **Kostenafweging tussen elektrische verbinding en waterstofverbinding.** In bovenstaande analyses hebben we door middel van een versimpelde economische analyse, een afweging gemaakt van de kostenafweging. Op basis daarvan hebben we een inschatting gemaakt bij welke marginale benutting de hogere directe benutting van

elektriciteit niet meer opweegt tegen de extra transportkosten. Doordat bij hybride aansluitingen de configuratie van de energie-infrastructuur op zee verandert, veranderen ook de kosten.

- Hierdoor verandert de economische afweging en mogelijk het omslagpunt tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Om hier een goede inschatting van te maken is een integrale kostenvergelijking tussen de verschillende configuraties nodig. Dit is niet gedaan in dit onderzoek.
- **Marginale benutting van elektriciteit als functie van extra elektrische verbindingen.** In de bovenstaande analyse onderzoeken we de marginale benutting van elektriciteit bij een toenemend aantal extra elektrische verbindingen, voor de verschillende scenario's. Hiermee is een inschatting gemaakt van een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding (op basis van de versimpelde economische afweging).
- Door systeemintegratie op zee en hybride aansluitingen neemt de benuttingsgraad van elektrische verbindingen richting de kust toe, wat ook impact heeft op de marginale benutting en mogelijk op de bepaling van een efficiënte verhouding tussen elektrische verbindingen en waterstofverbindingen. Hiervoor hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd, voor het scenario Nationaal Leiderschap (volgt hieronder).
- **Benutting windenergie.** Voor de verschillende scenario's hebben we een inschatting gemaakt van de benutting van de windenergie, bij de ingeschatte efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Systeemintegratie op zee en de hogere benuttingsgraad van elektrische verbindingen heeft impact op de hoeveelheid elektriciteit die direct benut kan worden. Ook dit is meegenomen in de gevoeligheidsanalyse voor het scenario Nationaal Leiderschap.

Om het effect van hybride aansluitingen op een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding en de benutting van windenergie te bepalen hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Bij deze gevoeligheidsanalyse gaan we uit dat de economische afweging tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding (bij 15-20% marginale benutting omslagpunt) nog steeds geldig is. Maar bepalen we opnieuw tot welke verhouding elektrische aanlanding en waterstofaanlanding dit leidt. Voor deze verhouding maken we een inschatting van de benutting van de windenergie.

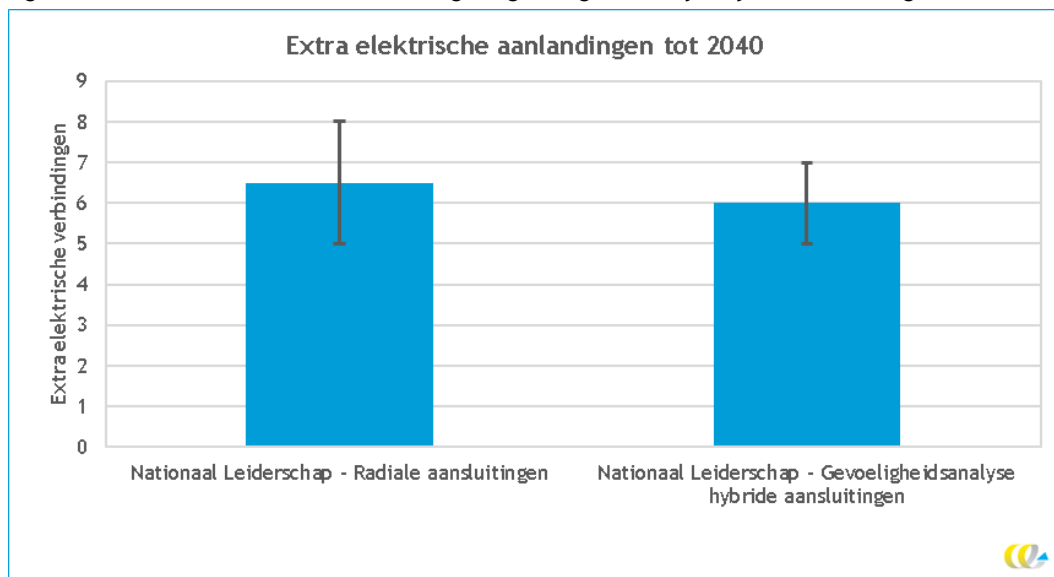
Voor de gevoeligheidsanalyse hebben we aangenomen dat alle extra verbindingen na 2030 hybride aansluitingen zijn. We gaan uit van één 2 GW elektrische verbinding per 4 GW aan windparken, dus een verhouding 1:2. Hierdoor gaat de benuttingsgraad van de verbinding richting de kust omhoog van 55% (4.900 vollasturen per jaar) naar 75% (6.600 vollasturen per jaar). Deze gevoeligheidsanalyse hebben gedaan voor het scenario Nationaal Leiderschap.

Het is niet direct te redeneren wat de impact van hybride aansluitingen op de marginale benutting van elektriciteit bij een toenemend vermogen aan elektrische verbindingen en een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen is. Enerzijds zorgen hybride aansluitingen voor een hogere benuttingsgraad en daarmee een vlakker productieprofiel wat beter aansluit bij de vraag, waardoor een groter aandeel van de stroom benut kan worden (hogere marginale benutting). Anderzijds zijn minder elektrische verbindingen nodig om een groot deel van de elektriciteitsvraag in te vullen, waardoor de marginale benutting sneller afneemt bij een hoger aantal elektrische verbindingen.

Figuur 8 geeft een overzicht van de uitgevoerde gevoeligheidsanalyse, voor het scenario Nationaal Leiderschap. Uit deze gevoeligheidsanalyse volgt dat het bij hybride aansluitingen

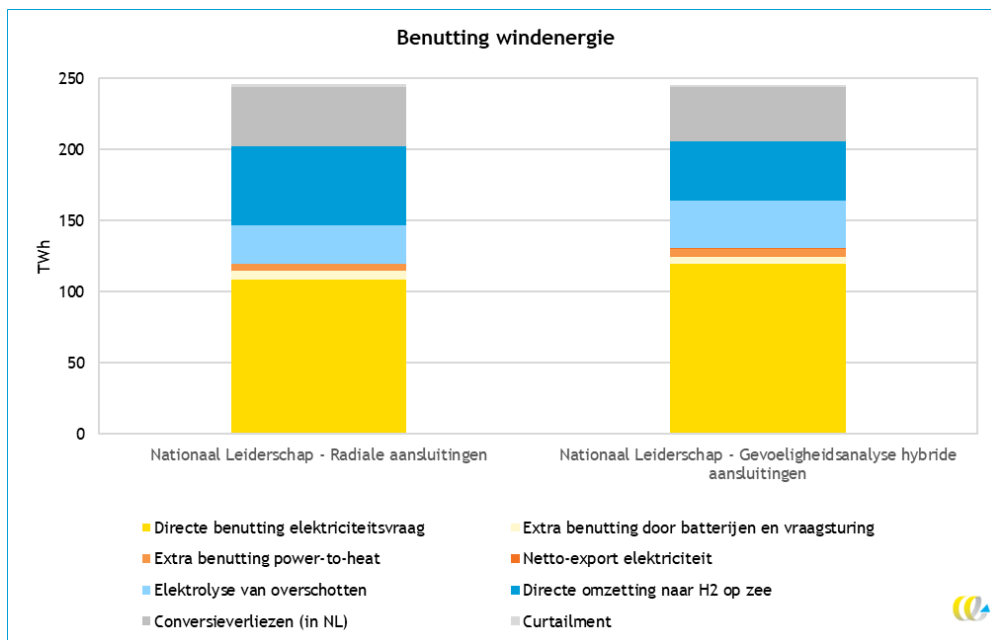
naar verwachting efficiënt om iets minder elektrische verbindingen richting de kust te realiseren, maar het verschil is klein (5-8 bij radiale aansluitingen, 5-7 bij hybride aansluitingen). Bij de hybride aansluitingen gaat het wel om een groter vermogen aan windparken op zee, aangezien we uitgaan van één 2 GW elektrische verbinding per 4 GW aan windparken.

Figuur 8 - Totaal extra elektrische verbindingen - gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen



Hybride aansluitingen zorgen ervoor dat meer elektriciteit naar land getransporteerd wordt per verbinding, aangezien we uitgaan van één 2 GW elektrische verbinding per 4 GW aan windparken. Vooral op uren met weinig productie van wind op zee neemt het transport van elektriciteit richting de kust toe (aangezien meerdere windparken aangesloten zijn op één verbinding). Op die uren kan daardoor meer windenergie gebruikt worden voor directe benutting van de elektriciteitsvraag. Figuur 9 laat zien dat daardoor een groter deel van de productie op zee gebruikt wordt voor directe benutting van de elektriciteitsvraag, waardoor er ook minder conversieverliezen zijn.

Figuur 9 - Benutting windenergie - gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen



6 Inpassing energiesysteem op land

In het vorige hoofdstuk hebben we voor elk scenario een inschatting gemaakt hoe de windenergie van de extra windparken op zee tussen 2031 en 2040 benut kan worden, en welke verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding efficiënt is. In dit hoofdstuk bespreken we hoe de elektrische aanlanding en waterstofaanlanding zo efficiënt mogelijk ingepast kan worden in het energiesysteem op land, zodat zo min mogelijk extra energie-infrastructuur op land noodzakelijk is. Hierbij kijken we afzonderlijk naar elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen, aangezien voor beide opties andere afwegingen spelen.

6.1 Inpassing elektrische aanlanding

Een fors deel van de geproduceerde elektriciteit van windparken op zee zal met kabels naar land gebracht worden (meer hierover in Paragraaf 5.2). Deze elektriciteit wordt op een van de mogelijke aansluitlocaties aangesloten aan de hoogspanningsinfrastructuur op land. Op deze locaties moet de kabel vanaf zee aangesloten worden op een 380 kV-station. De potentiële aansluitlocaties voor elektrische aanlanding zijn Den Helder, Middenmeer, Vijfhuizen, Velsen, Spaarndam/A10 Noord-Oost/Weesp, Westelijk deel NZKG, Bleiswijk, Wateringen, Simonshaven, Maasvlakte/Europoort, Borssele/Sloegebied, Terneuzen, Eemshaven, Moerdijk, Tilburg en Maasbracht/Graetheide.

Tot en met 2031 wordt al 21 GW elektrische aanlanding gerealiseerd, op enkele van deze locaties (zie Tabel 1). In onderstaande analyse hebben we onderzocht hoe extra elektrische aanlanding **bovenop de plannen tot en met 2031** efficiënt ingepast kan worden. Voor deze analyses gaan we uit van realisatie van de plannen voor uitbreiding van de hoogspannings-infrastructuur op land uit het meest recente investeringsplan van TenneT, het IP2022 (TenneT, 2022c).

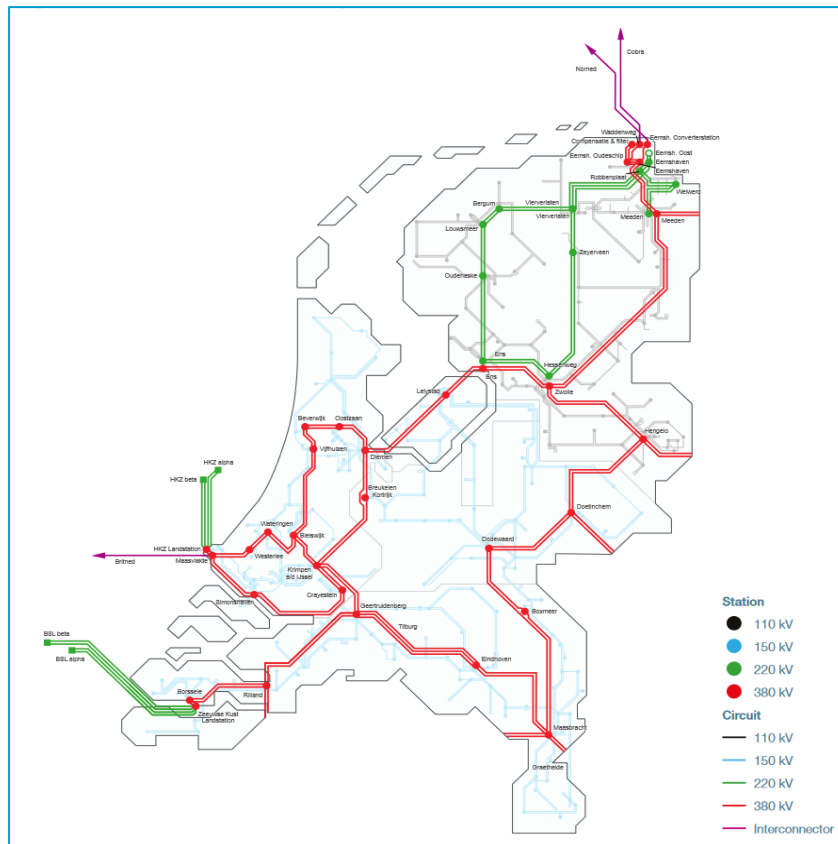
In de paragrafen hieronder bespreken we de belangrijkste afwegingen rondom inpassing van elektrische aanlandingen, de methodiek die gehanteerd is voor de analyses en de uitkomsten van de analyses. Een uitgebreide omschrijving hiervan is te vinden in de losse bijlage *Integratie elektrische aanlanding*.

6.1.1 Afwegingen elektrische aanlandingen

Additionele elektrische aanlanding van wind op zee heeft een forse impact op het elektriciteitssysteem op land. Elektrische aanlanding van wind op zee zal plaatsvinden op enkele aansluitlocaties, die voornamelijk aan de kust liggen. Op deze aansluitlocaties zal een deel van de elektriciteit direct gebruikt worden, door de lokale energievragers en flexibiliteitsbronnen, maar een groot deel zal doorgevoerd worden richting de rest van Nederland. Er zullen dus forse hoeveelheden elektriciteitstransport noodzakelijk zijn vanaf de aansluitlocaties (met name aan de kust) richting de rest van Nederland. Hiervoor is voldoende **transportcapaciteit** nodig van de hoogspanningsverbindingen. Figuur 10 geeft een overzicht van de huidige hoogspanningsverbindingen, **exclusief geplande uitbreidingen uit het IP2022**.



Figuur 10 - Huidige hoogspanningsverbindingen



Een efficiënte verdeling van de elektrische aansluiting over de verschillende aansluitlocaties is noodzakelijk om ervoor te zorgen dat zo min mogelijk uitbreidingen aan de hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn, bovenop de geplande uitbreidingen uit het IP2022 van TenneT. Hierbij zijn de volgende zaken van belang:

- **Elektrische aansluiting tot en met 2031.** Op enkele aansluitlocaties wordt al elektrische aansluiting gerealiseerd tot en met 2031. Dit heeft impact op de hoeveelheid elektrische aansluiting die na 2031 nog mogelijk is.
- **Directe benutting elektriciteit bij aansluitlocatie**, met name vanuit de industrie. Hoe meer elektriciteit direct benut kan worden, hoe minder afgevoerd hoeft te worden met de hoogspanningsinfrastructuur. Hierbij is zowel de omvang van de elektriciteitsvraag en productie als de (on)gelijktijdigheid van belang.
- **Inzet flexibiliteit op aansluitlocatie** voor het opvangen van overschotten van elektriciteit. Indien deze overschotten op de aansluitlocatie zelf opgevangen worden, met bijvoorbeeld elektrolyzers, vraagsturing of batterijen, dan hoeft minder elektriciteit afgevoerd te worden met de hoogspanningsinfrastructuur.
- **Productie overige elektriciteitsbronnen bij aansluitlocatie.** Forse productie van andere (niet regelbare) bronnen, zoals kernenergie of hernieuwbare opwek op land, in de nabijheid van de aansluitlocatie heeft impact op de lokale overschotten aan elektriciteit die ontstaan en daarmee op de benodigde afvoer van elektriciteit via het hoogspanningsnet.
- **Locatie aansluitlocatie in hoogspanningsinfrastructuur op land.** Een deel van de (potentiële) aansluitlocaties aan de kust liggen op uitlopers van de 380 kV infrastructuur. Het gaat dan om de kop van Noord-Holland, Zeeland, Groningen en Rotterdam. Indien er dan lokaal overschotten zijn, dan moeten deze afgevoerd worden,

en indien er tekorten zijn moeten deze aangevoerd worden. De situatie is wezenlijk anders indien de aansluitlocatie niet op een uitloper van het 380 kV-net op land ligt. Dan kan er zowel aanvoer als afvoer van elektriciteit zijn vanaf de aansluitlocatie of afvoer van elektriciteit in meerdere richtingen.

- **Transportcapaciteit hoogspanningsverbindingen (huidig en gepland).** Hoe meer capaciteit de hoogspanningsverbindingen bij een aansluitlocatie hebben, hoe meer elektriciteit kan worden afgevoerd zonder dat nieuwe uitbreidingen noodzakelijk zijn. Bepalend is dan de reeds aanwezige/geplande aanlanding van de windparken tot 2031.

De kabels vanaf windparken op zee moeten aangesloten worden op het hoogspanningsnet op land bij hoogspanningsstations. Hier is **aansluitcapaciteit** voor nodig. Indien een station vol is, moet een nieuw station gerealiseerd worden voor extra aansluitingen van wind op zee en voor mogelijke flexibiliteitsbronnen. In principe is er vanuit het energiesysteem geen beperking op het aantal stations dat gerealiseerd kan worden op aansluitlocaties en dus op de maximale aansluitcapaciteit. Maar er moet wel voldoende ruimte beschikbaar zijn voor een nieuw station en de aanleg van een nieuw station kost veel tijd (7-10 jaar). Daarnaast moeten nieuwe stations aangekoppeld worden met bovengrondse verbindingen, wat ook een forse ruimtelijke impact heeft.

Additionele elektrische aanlanding van wind op zee heeft indirect ook impact op de waterstofinfrastructuur op land. Op de aansluitlocaties zullen naar verwachting elektrolyzers gerealiseerd worden. De waterstof die geproduceerd wordt door deze elektrolyzers moet direct benut of getransporteerd worden. Dit is geen doorslaggevende factor bij de elektrische aanlanding van wind op zee.

6.1.2 Methodologie integratie elektrische aanlanding

Figuur 11 geeft een weergave van de energiestromen van elektriciteit bij elektrische aanlanding bij een uitloper van het 380 kV-net aan de kust^{14,15}. De kabel van de elektrische aanlanding van wind op zee, grootschalige overige productiebronnen, grootschalige flexibiliteitsbronnen en grootschalige afnemers moeten worden aangesloten op een hoogspanningsstation. Hier is aansluitcapaciteit op dit station voor nodig. Daarnaast is transportcapaciteit van hoogspanningsverbindingen nodig om lokale overschotten af te voeren.

We hebben voor de potentiële aansluitlocaties onderzocht hoeveel wind op zee elektrisch kan aanlanden bij elke aansluitlocatie voordat verzwaringen aan de achterliggende energie-infrastructuur op land noodzakelijk is. Hierbij hebben we alleen gekeken naar de impact op de elektriciteitsinfrastructuur, aangezien de impact op de waterstofinfrastructuur minder relevant is voor de afweging bij elektrische aanlanding.

Om te bepalen hoeveel elektrische aanlanding per locatie mogelijk is, hebben we bepaald hoeveel wind op zee elektrisch kan aanlanden bij clusters van aansluitlocaties voordat de transportcapaciteit onvoldoende is en nieuwe hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn.

¹⁴ Niet alle producenten, afnemers en flexibiliteitsbronnen hoeven direct aangesloten te zijn op het hoogspanningsstation. Ze kunnen ook op lagere netvlakken aangesloten zijn. Maar dan komen deze energiestromen alsnog samen bij het hoogspanningsstation.

¹⁵ Op sommige uren, met weinig wind op zee, zal sprake zijn van aanvoer van elektriciteit via het hoogspanningsnet. Echter, de focus van dit onderzoek ligt op de vraag hoeveel elektrische aanlanding van wind op zee mogelijk is en daarvoor zijn de momenten met afvoer van elektriciteit van belang. De aanvoer van elektriciteit, en mogelijke knelpunten die daardoor ontstaan, is wel van belang bij de plaatsing van elektrolyzers aangezien deze mogelijk ook aan staan op momenten met weinig productie van wind op zee.

Hierbij maken we onderscheid tussen clusters die op een uitloper van het 380 kV-net liggen en clusters waarvoor dit niet het geval is. Naast de aansluitlocaties uit Tabel 2 hebben we ook gekeken naar de mogelijkheid voor realisatie van een DC-hub in Zuidwest-Nederland, voor elektrische aanlanding specifiek voor doorvoer richting België (scenario *Doorvoer naar buitenland*).

De bovenstaande analyses voeren we uit voor een situatie zonder inzet van flexibiliteitsbronnen en een situatie met inzet van flexibiliteitsbronnen.

Onzekerheden methodologie

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over deze 380 kV-verbindingen en de impact van (elektrische) aanlanding van wind op zee is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. In deze fase van het onderzoek zijn echter nog geen doorrekeningen uitgevoerd, aangezien het gaat om een eerste verkenning. Daarom is gekozen voor de beschreven alternatieve benadering.

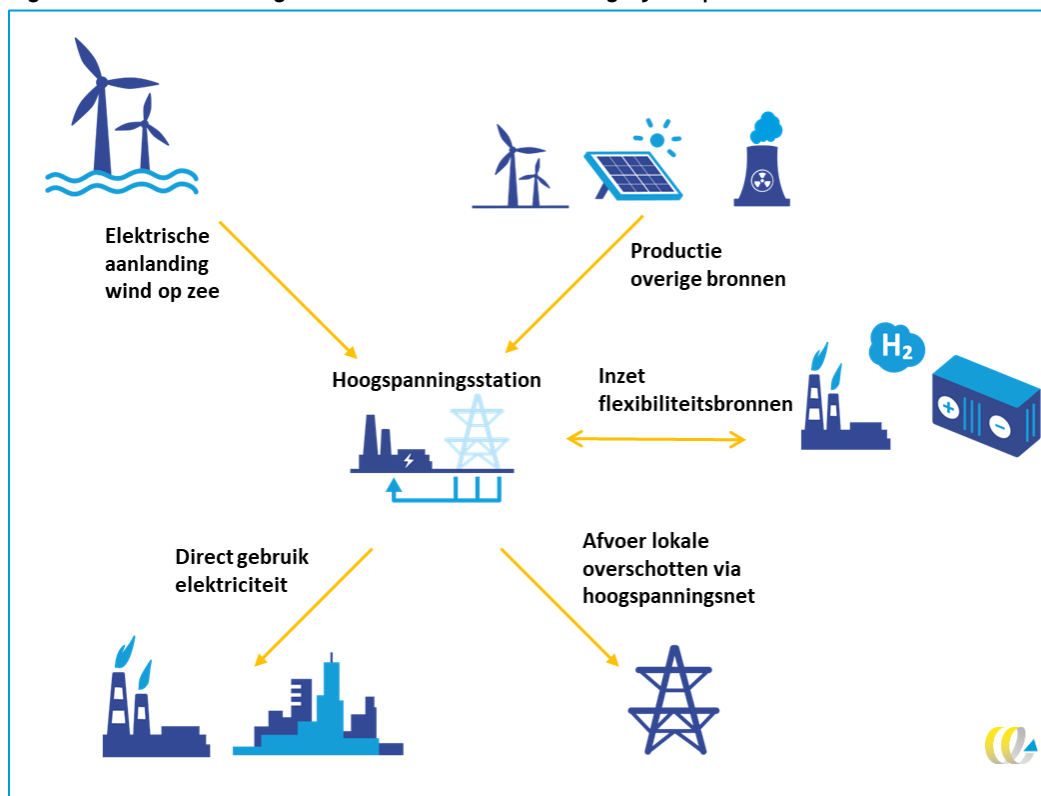
Er zijn echter enkele relevante factoren voor de belasting op de 380 kV-verbindingen die bij de gekozen methodiek niet meegenomen worden:

- Impact dieper op het net. Met de gekozen methodiek kan alleen een inschatting gemaakt worden voor de afvoerende transportverbindingen in de directe omgeving van de aanlandclusters. Echter, aanlanding van wind op zee heeft ook impact dieper op het net, op de ring van het 380 kV-net. Er zit een onderlinge samenhang tussen aanlandingen in verschillende clusters. Op bepaalde punten van het hoogspanningsnet komen stromen vanuit verschillende clusters samen, dus de elektrische aanlanding in één cluster heeft impact op de hoeveelheid elektrische aanlanding die mogelijk is in een ander cluster. De impact dieper op het net kan alleen bepaald worden met een integrale doorrekening door TenneT.
- Transit-flows bij clusters. De belangrijkste beperking van de analyse is dat aangenomen is dat de meeste clusters op een uitloper van het 380 kV-net liggen en dat er geen doorvoer van elektriciteit is. Echter, in de praktijk zal dit alleen het geval zijn voor de kop van Noord-Holland en mogelijk Zeeland. In de andere gebieden zal in de praktijk ook doorvoer van elektriciteit plaatsvinden. Zo zal er bijvoorbeeld bij de Eemshaven naar verwachting doorvoer van elektriciteit zijn door import vanaf Duitsland bij Meeden. Het niet meenemen van de transit-flows heeft als implicatie dat de hoeveelheid (elektrische) aanlanding die mogelijk is per cluster overschat wordt.
- Effecten import/export elektriciteit. De impact van import en export van elektriciteit via DC-interconnectoren is meegenomen in de analyses. De impact van AC-interconnectoren niet, aangezien hiervoor een integrale doorrekening van TenneT met marktmodellering nodig is. Er zijn geen AC-interconnectoren bij de aanlandingslocaties, maar dit heeft wel impact op mogelijke transit-flows (zie voorgaand punt).
- Transportcapaciteit in periode van onderhoud. Het hoogspanningsnet moet bij normaal gebruik N-1 uitgelegd zijn. Echter, in periodes van onderhoud is ook N-1 redundantie noodzakelijk doordat in die periodes minder transportcapaciteit beschikbaar is. Om dit mee te nemen is een correctie uitgevoerd op de beschikbare transportcapaciteit per cluster (uitgegaan van N-1,5), maar deze aanname is een versimpeling van de werkelijke
- Relatie ENT en uitbreiding. In de analyse is aangenomen dat bij een ENT (Energy Not Transported) van meer dan 0,5 TWh per jaar redispatch te duur wordt en nieuwe hoogspanningsverbindingen nodig zijn. Maar in de praktijk is dit projectafhankelijk en is het onzeker in hoe zich dit ontwikkelt richting de toekomst. Er is een gevoeligheidsanalyse gedaan (Paragraaf 6.1.5) voor een lagere grens om inzicht te geven in de effecten van deze onzekerheid.

Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380 kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van dit onderzoek, namelijk richting geven voor de ruimtelijke analyses. Het is de verwachting dat in Fase B wel een integrale doorrekening van TenneT uitgevoerd zal worden, om de effecten van (elektrische) aanlanding van wind op zee op de 380 kV-verbindingen beter in te schatten.

In de analyses houden we nu geen rekening met de beschikbare aansluitcapaciteit, aangezien we aannemen dat in alle gevallen richting 2040 nieuwe stations, en daarmee extra aansluitcapaciteit, gerealiseerd kunnen worden. Uiteindelijk zal per locatie een inschatting gemaakt moeten worden of aansluitcapaciteit beschikbaar is of dat er ruimte is voor aanleg van uitbreiding van een bestaand of aanleg van een nieuw station.

Figuur 11 - Illustratie energiestromen elektrische aanlanding bij uitloper aan de kust



6.1.3 Maximale elektrische aanlanding per aansluitlocatie, per scenario

Voor clusters van aansluitlocaties is bepaald hoeveel extra elektrische aanlanding mogelijk is na 2031, voordat extra hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn. De resultaten zijn te vinden in Tabel 6. Er is aangegeven hoeveel extra verbindingen van 2 GW mogelijk zijn. Naast de aansluitlocaties uit Tabel 2 hebben we ook gekeken naar de mogelijkheid voor realisatie van een DC-hub in Zuidwest-Nederland, voor elektrische aanlanding specifiek voor doorvoer richting België (Scenario *Doorvoer naar buitenland*).

Tabel 6 - Totaaloverzicht inschatting mogelijke extra verbindingen, per cluster, met en zonder inzet flexibiliteitsbronnen

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen (exclusief flexibiliteitsbronnen)	Aantal elektrische aansluitingen (inclusief flexibiliteitsbronnen)
Groningen	Twee tot drie extra verbindingen	Drie tot vier extra verbindingen
Noord-Holland (kop NH + NZKG)	Twee tot drie extra verbindingen	Vier extra verbindingen
Rotterdam	Geen extra verbinding mogelijk	Nul tot twee extra verbindingen
Zeeland	Nul tot één extra verbindingen	Nul tot twee extra verbindingen

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen (exclusief flexibiliteitsbronnen)	Aantal elektrische aansluitingen (inclusief flexibiliteitsbronnen)
(Zeeuws Vlaanderen + Sloegebied)		
Noord-Brabant	Onbekend	Onbekend
Limburg	Maximaal drie verbindingen	Maximaal drie verbindingen
DC Hub Zuidwest-Nederland	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders nul	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders nul
Totaal	Acht tot elf extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)	Tien tot achttien extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)

Uit de resultaten kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- In Groningen, Noord-Holland en Limburg is het aantal extra elektrische aansluitingen dat mogelijk zijn vrij robuust in de verschillende scenario's.
- In Rotterdam en Zeeland is de hoeveelheid extra elektrische aansluiting die mogelijk is erg afhankelijk van met name de ontwikkeling van de industrie en het wel of niet plaatsen van kerncentrales.
- De tabel laten zien dat het totaal aantal verbindingen dat mogelijk groter is dan het totaal aan extra elektrische verbindingen dat nodig is in de verschillende scenario's (zie Paragraaf 5.2). Dit impliceert dat het, zonder inachtneming van de ruimtelijke beperkingen, de aansluitcapaciteit en de effecten dieper op het net (meer hierover in volgende alinea), in principe mogelijk is om alle extra elektrische aansluiting tot 2040 te faciliteren zonder dat extra 380 kV-verbindingen noodzakelijk zijn bovenop de geplande uitbreidingen.

Echter, het is in de praktijk niet mogelijk om simpelweg de mogelijke aansluiting per cluster op te tellen. Er zit een onderlinge samenhang tussen aansluitingen in verschillende clusters. Op bepaalde punten van het hoogspanningsnet komen stromen vanuit verschillende clusters samen, dus de elektrische aansluiting in één cluster heeft impact op de hoeveelheid elektrische aansluiting die mogelijk is in een ander cluster. Uit verschillende studies blijkt dat er knelpunten kunnen ontstaan op de 380 kV-verbindingen door Noord-Brabant door transport van wind op zee richting Limburg (Pondera Consult & CE Delft, 2023) (TenneT, 2023). De afgevoerde windstroom vanuit aansluitingen in Zeeland, Rotterdam en Noord-Brabant komt hier samen.

Dit betekent dat de hoeveelheid elektrische aansluiting die mogelijk is op deze locaties mogelijk verder beperkt wordt door de beschikbare transportcapaciteit in Noord-Brabant en Limburg. Daarom is het de verwachting dat spreiding van aansluitingen voordelig kan zijn, al moet dat ook in samenhang met vraagontwikkeling in de clusters en het hele netwerk gezien worden. Om de impact van aansluiting van wind op zee dieper op het 380 kV-net goed in te schatten zijn integrale doorrekeningen door TenneT noodzakelijk.

Haalbaarheid doelstelling 33% aansluiting in Groningen

Er is toegezegd dat van de nog aan te leggen capaciteit richting 2050 tenminste 33% in de provincie Groningen zal worden aangesloten. Voorwaarden voor deze aansluiting zijn een goede ruimtelijke inpassing en de uitkomsten van het lopende onderzoek naar aansluitingsmogelijkheden in Eemshaven (Programma Aansluiting Wind Op Zee - Eemshaven).

Tot 2040 kunnen, met inzet van flexibiliteitsbronnen, vanuit het perspectief van systeemintegratie drie tot vier extra elektrische verbindingen (6-8 GW) gerealiseerd worden (zie Tabel 6). Inclusief de bestaande plannen (zie

Tabel 1) gaat het dan om in totaal 10,7 tot 12,7 GW in 2040. Richting 2040 kan mogelijk nog extra elektrische aanlanding gerealiseerd worden.

Daarnaast zijn er plannen voor de ontwikkeling van pilot voor 500 MW offshore elektrolyse, waarvan de geproduceerde waterstof aan zal landen in de Eemshaven. De buisleiding voor waterstofaanlanding bij de Eemshaven zal overgedimensioneerd worden. Deze buisleiding zal naar verwachting een capaciteit krijgen van minimaal 10-15 GW waterstof. Dit betekent dat na 2031 nog andere windparken in combinatie met offshore elektrolyse aan kunnen takken op deze buisleiding. Uitgaande van een efficiëntie van 67% (Netbeheer Nederland, 2023) worden 15 tot 22 GW aan windparken aangesloten op zo'n buisleiding.

Samen is dit veel meer dan de 23 GW aanlanding die overeenkomt met 33% van de totale energie van 70 GW windparken op zee in 2050. Dus vanuit het perspectief van systeemintegratie lijkt dit besluit haalbaar te zijn. Verder onderzoek zal noodzakelijk zijn om in te schatten of dit ook ruimtelijk haalbaar is.

6.1.4 Impact flexibiliteit op integratie elektrische aanlanding

In totaal kunnen door de inzet van flexibiliteitsbronnen naar verwachting tussen de twee en zeven extra verbindingen gerealiseerd worden tot 2040, afhankelijk van het scenario. Dit benadrukt de belangrijke rol van flexibiliteitsbronnen bij het integreren van elektriciteit van windparken op zee in het energiesysteem op land. Het is daarom nodig, vanuit het perspectief van systeemintegratie, om er op te sturen dat de flexibiliteitsbronnen die noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit gerealiseerd worden bij aansluitlocaties. Dit geldt met name voor elektrolyzers, indien deze op land geplaatst worden. Het is ook mogelijk dat flexibele elektrolyse op zee toegepast wordt en hybride aansluitingen (combinatie elektrisch en waterstof) gerealiseerd worden

Inzet van batterijen levert een beperkte bijdrage aan het integreren van elektriciteit van windparken op zee. Al kunnen er andere overwegingen zijn om batterijen op deze locaties te plaatsen, zoals de grote hoeveelheid transportcapaciteit op deze locaties.

Elektrolyzers bij aansluitlocaties kunnen ook extra knelpunten door afname van elektriciteit veroorzaken. Dit komt doordat elektrolyzers ook op momenten met weinig aanbod van wind op zee ingezet zullen worden, op momenten dat er veel productie is van zon-pv. Bij andere flexibele bronnen, zoals batterijen, kan dit ook gebeuren maar leidt dit naar verwachting niet tot extra knelpunten. Bij de gehanteerde aannames in de scenario's kan inzet van elektrolyzers op momenten met weinig wind op zee bij de Rotterdam en in mindere mate bij Zeeland tot knelpunten door afname leiden. De knelpunten waren in alle gevallen echter niet zo erg nieuwe uitbreidingen nodig zijn richting 2040 (ENT kleiner dan 0,5 TWh). Echter, bij het plaatsen van grotere vermogens aan elektrolyzers en bij extra elektrificatie tussen 2040 en 2050 kan dit wel het geval zijn. Dit is een aandachtspunt bij de realisatie van elektrolyzers op de aansluitlocaties.

6.1.5 Gevoeligheidsanalyses

Lagere ENT grens

In de bovenstaande analyses is aangenomen dat bij een ENT (Energy Not Transported) van meer van 0,5 TWh per jaar redispatch te duur wordt en nieuwe hoogspanningsverbindingen nodig zijn. Maar in de praktijk is dit projectafhankelijk en is het onzeker in hoe zich dit ontwikkelt richting de toekomst. Daarnaast moet er in de omgeving van de overbelaste verbinding ook voldoende regelbaar vermogen zijn om redispatch te kunnen toepassen en

leidt redispatch in de praktijk vaak tot curtailment en mogelijk meer CO₂-uitstoot. Daarnaast is het wenselijk om de kosten voor redispatch zo laag mogelijk te houden.

Daarom hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij we de bovenstaande analyses uitvoeren voor een maximale ENT van 0,1 TWh per jaar in plaats van 0,5 TWh per jaar. Tabel 7 geeft de uitkomsten hiervan weer.

Tabel 7 - Totaaloverzicht inschatting mogelijke extra verbindingen per cluster, met en zonder inzet flexibiliteitsbronnen - gevoeligheidsanalyse maximale ENT 0,1 TWh per jaar

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen (exclusief flexibiliteitsbronnen)	Aantal elektrische aansluitingen (inclusief flexibiliteitsbronnen)
Groningen	Twee extra verbindingen	Twee tot drie extra verbindingen
Noord-Holland (kop NH + NZKG)	Twee extra verbindingen	Drie tot vier extra verbindingen
Rotterdam	Geen extra verbinding mogelijk	Nul tot één extra verbindingen
Zeeland (Zeeuws Vlaanderen + Sloegebied)	Geen extra verbinding mogelijk	Nul tot één extra verbindingen
Noord-Brabant	Onbekend	Onbekend
Limburg	Maximaal drie verbindingen	Maximaal drie verbindingen
DC Hub Zuidwest-Nederland	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders nul	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders nul
Totaal	Zeven tot tien extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)	Acht tot vijftien extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)

Hybride aansluitingen

Na 2030 is het een mogelijkheid om energiehubs te realiseren waarbij meerdere kabels op zee samenkomen bij een energiehub waar vervolgens elektrolyse toegepast wordt. Vanaf deze energiehub wordt vervolgens elektriciteit en waterstof richting de kust getransporteerd. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aansluitingen. Door het realiseren van een energiehub vindt systeemintegratie op zee plaats en kan op zee de conversie van elektriciteit naar waterstof al geoptimaliseerd worden waardoor de elektrische verbindingen een hogere benuttingsgraad hebben. Voor de keuze tussen radiale aansluitingen en hybride aansluitingen moet een integrale afweging gemaakt worden, onder meer op kosten en impact op milieu en ruimte. In dit onderzoek gaan we niet in op deze afweging. In het EIPN wordt hier verder onderzoek naar gedaan en wordt ook gekeken naar andere soorten hubs.

We kijken hier wel naar de impact van hybride aansluitingen op de resultaten van dit hoofdstuk. Een hogere benuttingsgraad van de elektrische verbindingen richting de kust heeft impact op de elektriciteit die afgevoerd moet worden vanaf de aansluitlocaties en daarmee mogelijk ook op de hoeveelheid elektrische verbindingen die per cluster gerealiseerd kunnen worden.

In de bovenstaande analyses zijn we uitgegaan van radiale verbindingen. Om het effect van hybride aansluitingen op de hoeveelheid elektrische verbindingen die mogelijk zijn per cluster hebben te onderzoeken hebben we een gevoeligheidsanalyse gedaan. Bij deze gevoeligheidsanalyse hebben we aangenomen dat alle extra verbindingen na 2030 hybride aansluitingen zijn. We gaan uit van één 2 GW elektrische verbinding per 4 GW aan windparken, dus een verhouding 1:2. Hierdoor gaat de benuttingsgraad van de verbinding richting de kust omhoog van 55% (4.900 vollasturen per jaar) naar 75% (6.600 vollasturen

per jaar). Deze gevoeligheidsanalyse hebben gedaan voor het scenario Nationaal Leiderschap.

De uitkomsten laten zien dat er iets minder extra verbindingen mogelijk zijn per cluster, indien hybride aansluitingen toegepast worden. Daartegenover staat dat er naar verwachting in totaal minder nieuwe elektrische verbindingen richting de kust nodig zijn in dat geval, aangezien per verbinding meer elektriciteit richting de kust getransporteerd wordt (meer hierover in Paragraaf 5.2).

6.2 Inpassing waterstofaanlanding

Een deel van de windenergie kan offshore met elektrolyse omgezet worden in waterstof. De op zee geproduceerde waterstof wordt via buisleidingen getransporteerd naar de kust. Deze buisleidingen moeten op een bepaald punt aantakken op waterstofinfrastructuur op land. Dit zijn de aansluitlocaties.

Voor 2031 zijn er reeds plannen voor een grootschalige pilot met 500 MW offshore elektrolyse in het windgebied Ten noorden van de Waddeneilanden¹⁶. De geproduceerde waterstof zal richting de Eemshaven getransporteerd worden. Het is de verwachting dat later nog windparken met offshore elektrolyse kunnen aantakken op deze buisleiding. De focus ligt daarom op het vinden van een geschikte locatie voor een tweede waterstofaanlanding.

De potentiële aansluitlocaties voor waterstof zijn Den Helder/kop van Noord-Holland, Westelijk NZKG, Rotterdam (Maasvlakte, DRC) en Zeeland (zie Tabel 2).

6.2.1 Afwegingen voor locaties waterstofaanlandingen

Om de geproduceerde waterstof bij de afnemers op land te krijgen, moet de waterstof aan land in het nationale waterstofnetwerk ingevoerd worden. Het is de verwachting dat het landelijke waterstoftransportnet tijdig op alle locaties voldoende capaciteit heeft om de geproduceerde waterstof te transporteren. Dit betekent dat dit hier naar verwachting weinig rekening mee gehouden hoeft te worden bij de keuze voor aansluitlocaties. Voor nu nemen we dit niet mee, maar in Fase B gaan we hier nog verder naar kijken.

Wel zijn er transportleidingen op zee en aanvoerleidingen vanaf de aansluitlocaties richting het landelijke waterstofnet noodzakelijk vanaf de aansluitlocaties. Idealiter zijn zo min mogelijk nieuwe waterstofleidingen noodzakelijk. Hierbij zijn de volgende zaken van belang:

- **Afstand tot landelijke waterstoftransportnet.** Hoe dichter de aanlanding, hoe minder afstand overbrugd hoeft te worden met aanvoerleidingen. Alle potentiële aansluitlocaties liggen in de buurt van het landelijke waterstoftransportnet.
- **Mogelijkheid gebruik bestaande aardgasleidingen op land.** Idealiter worden bestaande aardgasleidingen gebruikt als aanvoerleiding vanaf de aansluitlocatie naar het landelijke waterstofnetwerk. Alle potentiële aansluitlocaties hebben een bestaande aardgasleiding die in potentie gebruikt kan worden als aansluitleiding naar het nationale waterstofnetwerk. Of deze leidingen ook daadwerkelijk gebruikt kunnen worden als aansluitleiding hangt af van de technische staat van de aardgasleidingen, de capaciteit van deze leiding (is dit voldoende voor de benodigde transportvolumes) en anderzijds het beschikbaar komen van de leiding (wanneer is deze niet meer nodig voor

¹⁶ [Windpark boven Groningen beoogd als 's werelds grootste waterstof op zee productie in 2031.](#)

aardgastransport). Er moet een nieuwe aansluitleiding gerealiseerd worden, indien geen bestaande aardgasleiding gebruikt kan worden.

- **Afstand vanaf elektrolyser tot aanlanding.** Daarnaast is bij de aanlanding van windenergie in de vorm van waterstof de afstand van de benodigde buisleiding over zee van belang. Hoe korter de afstand tussen de elektrolyser op zee en de aanlandlocatie, hoe korter de afstand van de benodigde buisleiding. Dit is bij de aanlanding van waterstof meer van belang dan bij elektrische aanlanding, aangezien het landelijke waterstofnetwerk op land naar verwachting in alle gevallen voldoende capaciteit heeft. Dit betekent dat het efficiënter is om zo snel mogelijk aan te takken op dit landelijke waterstofnetwerk.
- **Mogelijkheid gebruik bestaande aardgasleidingen op zee.** Bij de aanlanding van windenergie in de vorm van waterstof speelt daarnaast ook nog de afweging in hoeverre bestaande buisleidingen op zee gebruikt kunnen worden voor het transport van waterstof tot de kust. Deze onderzoeksopgave ligt bij het Energie Infrastructuur Plan Noordzee (EIPN).

Op dit moment is het nog onduidelijk of bestaande aardgasleidingen die potentieel gebruikt kunnen worden als aanvoerleiding richting het landelijke waterstofnet op tijd beschikbaar komen. Deze zaken worden de komende periode verder onderzocht door Gasunie.

7 Plaatsen ontwikkelingen in de tijd

De voorgaande hoofdstukken zijn allemaal ingegaan op de situatie in 2040. Maar voor pVAWOZ is het ook noodzakelijk om te kijken naar het tijdspad van de ontwikkelingen. Het is belangrijk om te weten wanneer bepaalde verbindingen gerealiseerd kunnen worden in de periode 2031-2040. En daarnaast is het belangrijk dat de ontwikkelingen tot 2040 in lijn liggen met het eindbeeld van een klimaatneutraal Nederland in 2050. In dit hoofdstuk plaatsen we daarom de ontwikkelingen rondom wind op zee in de tijd.

7.1 Pad uitrol wind op zee periode 2031-2040

Hieronder geven we inzicht in relevante aspecten voor het uitrolpad tussen 2031 en 2040. We gaan in op de ontwikkeling van de vraag, het aanbod, en de tijdige realisatie van de energie-infrastructuur. We geven daarnaast een beschouwing van de impact van deze ontwikkelingen op het mogelijke uitrolpad voor wind op zee in de periode 2031-2040.

7.1.1 Ontwikkeling vraag, aanbod en flexibiliteit tussen 2031 en 2040

Voor de korte termijn (tot 2035) zijn scenario's uitgewerkt voor de investeringsplannen: de scenario's Klimaatakkoord, Nationale drijfveer en Internationale ambitie. Voor de lange termijn (na 2035) zijn in II3050-scenario's uitgewerkt. Het gaat om de scenario's: Decentrale initiatieven, Nationaal leiderschap, Europese integratie en Internationale handel. In de periode tussen 2030 en 2040 ligt het omslagpunt tussen de scenario's van de investeringsplannen en de II3050-scenario's.

Tabel 8 geeft een overzicht van de belangrijkste ontwikkelingen van vraag en aanbod van energie tussen 2030 en 2040. Als we door de oogharen heen naar het gemiddelde van alle scenario's van II3050 kijken, stijgen de elektriciteitsvraag en -productie vrij constant tussen 2030 en 2040. Deze globale trend geldt voor elk van de sectoren. De waterstofvraag in haar geheel stijgt ook vrij constant tussen 2031 en 2040. Echter, daarbij vlakt de groei van de waterstofvraag van de industrie in de II3050-scenario's na 2030 af (zie ook kader gevolgen RED III voor ontwikkelpaden). De groei van waterstofcentrales en piekketels begint juist pas na 2030, waar het tot voor 2030 vrijwel nihil was, wat leidt tot een toename van de waterstofvraag.

Tabel 8 - Verwachte ontwikkelingen vraag en aanbod 2030-2040

	2030	2035	2040
Elektriciteitsvraag (excl. flexbronnen)	135 - 170 TWh	160 - 215 TWh	190 - 230 TWh
<i>Waarvan industrie</i>	50 - 65 TWh	55 - 80 TWh	65 - 90 TWh
Waterstofvraag	50 - 60 TWh	65 - 110 TWh	80 - 140 TWh
Wind op land	8 - 10 GW	8 - 12 GW	9 - 15 GW
Kernenergie	0.5 GW	0.5 GW	0 - 4 GW
Zon-pv	40 - 75 GW	50 - 100 GW	70 - 125 GW

Gevolg Fit-for-55 en de RED III

De Europese Commissie heeft als onderdeel van het Fit-for-55-pakket een amendement voorgesteld voor de Richtlijn hernieuwbare energie (Renewable Energy Directive, RED III). Het voorstel vereist dat tegen 2030 42% van het waterstofverbruik in de industrie voldaan wordt met groene waterstof. Het voorstel is nog niet aangenomen, maar als het aangenomen wordt zal het grote gevolgen hebben voor de Nederlandse industrie en de vraag naar (groene) waterstof.

De huidige waterstofvraag in de industrie is ongeveer 45-50 TWh. Hiervan is ongeveer 60% afkomstig is uit aardgas en 40% uit aardolieraffinage. Als toepassing wordt zo'n 17 TWh aan waterstof gebruikt voor kunstmestproductie en ongeveer 18 TWh voor chemische processen in de olieraffinage (Weeda & Segers, 2020). De energetische waterstofvraag in de industrie is momenteel verwaarloosbaar. Er zijn verschillende varianten mogelijk voor de realisatie van de RED III-vereiste, die afhankelijk zijn van de precieze formulering van de RED III als het voorstel aangenomen wordt. De vraag naar groene waterstof in 2030 in de industrie varieert daarbij tussen de 19 TWh en 30 TWh (CE Delft & TNO, 2022).

De RED III betekent dat er in 2030 al een forse vraag is naar groene waterstof en dat tussen nu en 2030 sterk ingezet moet worden op de realisatie van ketens voor groene waterstof. Tot 2031 zal windenergie vanaf zee bijna uitsluitend aanlanden als elektriciteit. Dat betekent dus dat waterstofproductie op land zal plaatsvinden of dat groene waterstof geïmporteerd moet worden.

De doelstelling van de RED III is zeer ambitieus en niet vanzelfsprekend haalbaar voor de Nederlandse industrie. Een uitstel van de deadline voor het halen van de doelstelling ligt binnen de mogelijkheden, waardoor het niet in 2030, maar begin de jaren '30 valt.

Met de groei van variabele, niet-stuurbare opwek zoals wind op zee zal de rol van flexibiliteitsbronnen steeds belangrijker worden in de jaren '30. Tot 2030 zijn de opgestelde vermogens voor elektrolyse en batterijen en de rol van vraagsturing naar verwachting nog relatief bescheiden, en tot 2030 wordt er ook geen noemenswaardige elektrolyse op zee verwacht. Maar na 2030 zal er naar verwachting een forse versnelling plaatsvinden in de rol van flexibiliteitsbronnen. Dit zal ook impact hebben op de integratie van wind op zee, zoals eerder besproken in Hoofdstuk 5. Voor een grote rol voor waterstof in het energiesysteem met offshore elektrolyse en waterstofaanlanding is daarnaast realisatie van grootschalige opslag van waterstof noodzakelijk.

Globaal bewegen de scenario's tussen 2030 en 2040 allemaal richting een toename van de elektriciteitsvraag, de waterstofvraag en de inzet van flexibiliteitsbronnen. Er zijn echter belangrijke verschillen tussen de scenario's. Dit geldt met name voor de ontwikkeling van de omvang van de industrie, de waterstofvraag en de ontwikkeling van wind op land, zon-pv en kernenergie. Op dit moment liggen alle opties nog open. De bandbreedte van de ontwikkeling tot 2030 zijn daarbij een stuk kleiner dan de bandbreedte van de mogelijke ontwikkelingen richting 2040. Naar verwachting zullen de jaren '30 beslissend zijn voor de richting van de ontwikkeling van het energiesysteem. En deze jaren zullen dus ook bepalend zijn voor de ontwikkeling van wind op zee.

Het is geen gegeven dat de ontwikkelingen van het energiesysteem vanaf nu richting 2040 in een rechte lijn lopen. Het is mogelijk dat Nederland richting 2030 voorsorteert richting de scenario's met meer elektrificatie en eigen opwek (scenario het Klimaatakkoord, Nationale Drijfveer), maar dat vanaf 2030 de toepassing van groene waterstof een vlucht neemt en dat Nederland richting 2040 naar scenario's met meer waterstof en import beweegt (Europese Integratie, Internationale Handel). Of juist andersom. Indien de ontwikkelingen in een rechte lijn lopen zal er naar verwachting een stabiele groei zijn van de elektriciteits- en waterstofvraag. Maar als er sprake is van een omslagpunt kan dit betekenen dat de groei



van de waterstofvraag of de elektriciteitsvraag in de jaren '30 een flinke vlucht neemt of juist afremt. Dit kan impact hebben op het uitrolpad van wind op zee

7.1.2 Ontwikkeling infrastructuur 2031-2040

De verzwaring en uitbreiding van het elektriciteitsnet zijn van groot belang voor de mogelijkheden voor de aanlanding van wind op zee. Daarnaast is ook de ontwikkeling van het waterstofnet belangrijk. Voor 2030 wordt er een deel van het aardgasnet omgezet in de Waterstofnetwerk Nederland. Dit nieuwe waterstofnet zal naar verwachting genoeg capaciteit hebben voor de voorziene waterstofaanlanding in de scenario's tot 2040. Wel zijn op bepaalde locaties aanvoerleidingen nodig naar het Waterstofnetwerk Nederland (zie ook Paragraaf 6.2.1). Aangezien het elektriciteitsnet daarmee voor grotere uitdagingen staat, focussen we in dit stuk daarom op de elektriciteitsinfrastructuur.

Paragraaf 1.3.2 geeft een overzicht van de potentiële aanlandlocaties. In Tabel 9 geven we een overzicht van de relevante ontwikkelingen in de elektriciteitsinfrastructuur die relevant zijn voor aanlanding van wind op zee.

Tabel 9 - Overzicht ontwikkelen elektriciteitsinfrastructuur relevant voor aanlanding wind op zee¹⁷

Aansluitlocatie	Relevante ontwikkelingen elektriciteitsinfrastructuur
Kop van Noord-Holland	De netverzwaring en omzetting naar 380 kV in de kop van Noord-Holland is verwacht voor na 2031. Daarmee is de elektrische aanlanding van wind op zee in de kop van Noord-Holland sterk afhankelijk van de timing van de realisatie van deze verzwaring. Als het projectbesluit volgens planning in 2029 valt ¹⁸ , kan de realisatie begin van de jaren '30 klaar zijn. Verwachte datum van ingebruikname (IBN) is echter nog onzeker. Nabij Middenmeer wordt hierbij een nieuw 380 kV-station gerealiseerd, voor een nieuw station bij Den Helder zijn er nog geen plannen, dus aanlanding in Den Helder begin de jaren '30 is weinig waarschijnlijk.
Vijfhuizen	Bij bestaand 380 kV-station is er vermoedelijk capaciteit. Dit moet nog verder onderzocht worden.
Velsen	Bij Velsen is er momenteel enkel een 150 kV-station, en zijn er geen plannen voor een 380-kV station. Er kan maximaal 700 MW aanlanden bij sluiting van de Vattenfall centrale Velsen. Deze centrale maakt gebruik van restgassen van Tata Steel en zal sluiten als Tata Steel overstapt van een hoogoven proces naar een Direct Reduced Iron (DRI) proces. Het is onduidelijk of en wanneer dit gebeurt, maar in ieder geval niet voor 2030.
Spaarndam, A10 Noord-Oost, Weesp	Zowel bij Spaarndam als bij Weesp worden nieuwe 380 kV-stations gerealiseerd. Beide moeten tussen 2029 en 2031 gereed zijn. De projecten zijn nu nog in studiefase, dus de IBN is onzeker.
Bleiswijk	Bij bestaand 380 kV-station is er vermoedelijk capaciteit. Dit moet nog verder onderzocht worden.
Wateringen	Bij bestaand 380 kV-station is er vermoedelijk capaciteit. Dit moet nog verder onderzocht worden. Bovendien wordt het nieuwe te realiseren 380 kV-station Europort (zie hieronder) opgenomen in de bestaande 380 kV-circuits Maasvlakte - Westerlee - Wateringen.
Simonshaven	Bij bestaand 380 kV-station is er vermoedelijk capaciteit. Dit moet nog verder onderzocht worden. Bovendien wordt het bestaande 380 kV-station uitgebreid met een tweede 380/150 kV-transformator. Geplande IBN is tussen 2027 en 2029.

¹⁷ In dit onderzoek hebben we alle potentiële aansluitlocaties uit de voorverkenning meegenomen. Naar verwachting vallen er enkele locaties, zoals Bleiswijk, af voor verder onderzoek.

¹⁸ <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/380-kv-netuitbreiding-nhn>



Aansluitlocatie	Relevante ontwikkelingen elektriciteitsinfrastructuur
Maasvlakte/Europoort	Momenteel wordt er een nieuw 380 kV-station op de Maasvlakte gerealiseerd: het 380 kV-station Amaliahaven. Geplande IBN is 2026. De geplande aansluitcapaciteit bij station Amaliahaven is echter al volledig vergeven. Daarnaast wordt er een nieuw 380 kV-station in de Europoort gerealiseerd. De geplande IBN ligt tussen 2030 en 2032. Het project bevindt zich in studiefase, daarom is de IBN nog onzeker.
Moerdijk	Er wordt een nieuw gecombineerd 380/150 kV-station Moerdijk gerealiseerd. Dit wordt opgenomen in de 380 kV-circuits tussen Rilland en Geertruidenberg. De geplande IBN ligt tussen 2029 en 2031.
Tilburg	De geplande IBN van het 380 kV-station bij Tilburg is 2027.
Maasbracht	Bij bestaand 380 kV-station is er vermoedelijk capaciteit. Dit moet nog verder onderzocht worden.
Graetheide	Bij Graetheide wordt een nieuw 380 kV-station gerealiseerd, daarnaast wordt de huidige 150 kV-verbinding tussen Maasbracht en Graetheide opgewaardeerd naar 380 kV. De geplande IBN van het project ligt tussen 2030 en 2032 gerealiseerd. Er loopt een studie naar een derde circuit tussen Maasbracht en Graetheide. De geplande IBN ligt in 2031 en is nog onzeker. Daarnaast moet verder onderzocht worden of de bestaande interconnecties met België en Duitsland voldoende capaciteit hebben voor doorvoer van elektriciteit bij diepe aanlanding. Er is onzekerheid rondom de IBN, wat betekent dat de kans bestaat dat diepe aanlanding bij Graetheide begin jaren '30 nog niet mogelijk is.
Borssele/Sloegebied	De geplande IBN van een nieuwe 380 kV-station in het Sloegebied ligt tussen 2028 en 2030. Daarnaast loopt er ook een RCR-traject voor de verbinding tussen Borssele en Tilburg. De bouw van een nieuw 380 kV-station bij Rilland (gereed in 2020) maakt het mogelijk om een 380 kV-verbinding tussen Borssele en Tilburg aan te leggen. Dat gebeurt in twee fasen: Borssele-Rilland (Zuid-West West, IBN in 2023) en Rilland-Tilburg (Zuid-West Oost, geplande IBN 2032). Door deze verbinding is het mogelijk om meer productie vanuit Zeeland af te voeren naar de landelijke ring bij Tilburg. Dit is naar verwachting mogelijk tussen 2030 en 2032.
Terneuzen	Bij Terneuzen wordt een nieuw 380 kV-station gerealiseerd. Daarnaast wordt de huidige 150 kV-verbinding tussen Borssele en Terneuzen opgewaardeerd naar 380 kV. Het project is in studiefase en de geplande IBN ligt na 2031, maar is nog onzeker. Voor elektrische aanlanding in Terneuzen is ook de realisatie van de 380 kV-verbinding tussen Borssele en Tilburg noodzakelijk, die hierboven benoemd wordt.
Eemshaven	Voor de Eemshaven lopen een aantal belangrijke trajecten: <ul style="list-style-type: none"> — Het RCR-traject Noord-West 380 kV is belangrijk voor de locatie Eemshaven. Het gaat hierbij om uitbreiding van de capaciteit tussen Eemshaven en Diemen. Dit project is opgesplitst in twee fasen. Fase 1 is de verbinding tussen Eemshaven-Oudeschip en Vierverlaten. Deze fase is naar verwachting in 2024 gereed. Voor Fase 2 tussen Vierverlaten en Ens zal het projectbesluit in 2027 gepubliceerd worden¹⁹. De geplande IBN voor het project is begin de jaren '30 klaar, maar is nog onzeker. — Voor de verbinding tussen Ens en Diemen, met name de uitbreiding van de transportcapaciteit tussen Ens, Lelystad en Diemen loopt een separaat traject. Deze uitbreiding staat na 2031 gepland. De vaststelling van de voorkeursbeslissing is gepland voor begin 2025, de verbinding wordt na 2027²⁰ gebouwd en de geplande IBN is begin de jaren '30 klaar, maar is nog onzeker.

¹⁹ <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/hsv-380-kv-vierverlaten-ens>

²⁰ <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/hsv-380-kv-diemen-lelystad-ens>



Aansluitlocatie	Relevante ontwikkelingen elektriciteitsinfrastructuur
	<ul style="list-style-type: none"> – Tussen Ens en Zwolle wordt de bestaande 380 kV-verbinding beter benut. Dit kan op de huidige verbinding en het risico op uitloop is minimaal. – Ten slotte wordt een nieuw een nieuw 380 kV-station in regio Eemshaven gerealiseerd. <p>De IBN staat gepland tussen 2029 en 2031, maar is nog onzeker.</p>

7.1.3 Impact op uitrolpad wind op zee in periode 2031-2040

De belangrijkste overwegingen rondom de uitrol voor wind op zee in de periode 2031-2040, gebaseerd op bovenstaande analyses, zijn:

- Naar verwachting zullen de jaren '30 beslissend zijn voor de richting van de ontwikkeling van het energiesysteem. Dit heeft impact op de gewenste verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Daarom is het belangrijk dat er snel duidelijkheid is over de ontwikkeling van het energiesysteem richting 2040. Met name rondom het gebruik van elektriciteit en waterstof, toepassing van kernenergie en de omvang industrie.
- In elk van de scenario's is extra elektrische aanlanding nodig tot 2040. Het is belangrijk dat deze uitrol in de pas loopt met de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag. Als er tot 2031 al veel elektrificatie is dan is het wenselijk om begin jaren '30 al extra elektrische aanlanding te realiseren. Als elektrificatie pas in de jaren '30 sterk toeneemt is het mogelijk wenselijker om in de tweede helft van de jaren '30 pas extra elektrische aanlanding te realiseren.
- Tot 2040 wordt voor elk scenario waterstofaanlanding voorzien. Tot en met 2031 wordt vooral elektrische aanlanding gerealiseerd. Door de eis van de RED III is er in 2030 al wel een forse groene waterstofvraag. Tot 2031 moet dit vooral ingevuld worden met elektrolyse op land en zal naar verwachting ook waterstofimport nodig waarschijnlijk. Door de groene waterstofvraag die er in 2031 al is, en gezien de noodzaak om ook de overige grijze waterstofvraag te vergroenen, is vanaf begin jaren '30 al offshore elektrolyse en aanlanding van waterstof wenselijk. De snelheid van de uitrol van waterstof in de jaren '30 is afhankelijk van de ontwikkeling van de waterstofvraag in dit decennium. Al is dit minder kritisch dan bij elektriciteit aangezien de grote hoeveelheid grijze waterstof die nog vergoend moet worden en aangezien het makkelijker is om waterstof te exporteren.
- De rol van flexibiliteitsbronnen zal toenemen in de jaren '30. Indien er in de jaren '30 geen forse inzet is op de ontwikkeling van flexibiliteitsbronnen, kan windenergie in steeds meer uren niet benut worden. In dat geval verliezen windparken op zee hun businesscase, en zijn er tegelijk problemen met leveringszekerheid op uren met weinig wind- en zonproductie. Daarnaast heeft de uitrol van flexibiliteitsbronnen in de periode 2031-2040 impact op hoeveel elektrische aanlanding ingepast kan worden (zie Hoofdstuk 5). Hierbij zijn met name elektrolyzers van belang, maar ook de uitrol van andere flexibiliteitsbronnen die kunnen bijdragen aan inpassing, zoals vraagsturing en batterijen, is belangrijk. Het is belangrijk om op tijd duidelijke keuzes te maken voor de locaties van de flexibiliteitsbronnen.
- Voor 2030 wordt er een deel van het aardgasnet omgezet in het Waterstofnetwerk Nederland. Dit nieuwe waterstofnet zal naar verwachting genoeg capaciteit hebben voor de waterstofaanlanding in elk van scenario's tot 2040. Wel zijn aanvoerleidingen noodzakelijk. In hoeverre bestaande aardgasleidingen hiervoor (tijdig) gebruikt kunnen worden, wordt verder onderzocht door Gasunie. Als dit niet mogelijk is aanleg van nieuwe aanvoerleidingen noodzakelijk.
- Tijdige realisatie van de geplande uitbreidingen aan de hoogspanningsinfrastructuur is cruciaal voor de inpassing van extra elektrische aanlanding na 2031. Bij een deel van de

aansluitlocaties zijn uitbreidingen van de hoogspanningsinfrastructuur noodzakelijk waarvan realisatie eind jaren '20 of begin jaren '30 voorzien wordt. Uitloop van deze projecten zal ertoe leiden dat op die locaties geen elektrische aanlanding mogelijk is begin jaren '30. De grootste risico's lijken aanwezig bij de kop van Noord-Holland, Maasbracht, Borssele/Sloegebied, Terneuzen en bij de Eemshaven. Het is wenselijk om eerst elektrische aanlandingen te realiseren in gebieden waar geen risico bestaat dat de benodigde hoogspanningsinfrastructuur niet op tijd gerealiseerd is.

7.2 Doorkijk richting 2050

In de voorgaande hoofdstukken is de situatie in 2040 onderzocht, aangezien dit het einde van de tijdshorizon van PVAWOZ is. Maar voor de afweging rondom aanlanding van wind op zee tussen 2031 en 2040 is een doorkijk naar een klimaatneutraal eindbeeld in 2050 noodzakelijk. Het is namelijk belangrijk dat de ontwikkelingen van wind op zee tussen 2031 en 2040 in lijn liggen met het eindbeeld in 2050 en dat geen keuzes gemaakt worden die vanuit het langere termijn perspectief niet efficiënt blijken te zijn. De twee hoofdvragen bij de doorkijk richting 2050 zijn:

- Zijn de aanlandingen die je realiseert richting 2040 nog steeds nodig in 2050 en dus toekomst vast?
- Zijn andere keuzes voor 2040 mogelijk, als je terugkijkt vanaf het eindbeeld in 2050?

7.2.1 Toekomstvastheid

Om een inschatting te maken de toekomstvastheid richting 2050 is het belangrijk om te kijken naar de verwachte ontwikkelingen tussen 2040 en 2050. Voor de aanlanding van wind op zee zijn met name de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag, de waterstofvraag en productie van overige energiebronnen (met name wind op land en kernenergie). Tabel 10 geeft een overzicht van de verwachte ontwikkelingen tussen 2040 en 2050 voor de vier II3050-scenario's (Netbeheer Nederland, 2023)²¹.

Tabel 10 - Verwachte ontwikkelingen energiesysteem 2040-2050

	2040	2050
Elektriciteitsvraag (excl. flexbronnen)	190 - 230 TWh	220 - 290 TWh
<i>Waarvan industrie</i>	65 - 90 TWh	70 - 140 TWh
Waterstofvraag	80 - 140 TWh	100 - 175 TWh
Wind op land	9 - 15 GW 28 - 48 TWh	10 - 20 GW 33 - 66 TWh
Kernenergie	0 - 4 GW 0 - 25 TWh	0 - 8 GW 0 - 55 TWh
Zon-pv	70 - 125 GW 70 - 110 TWh	100 - 185 GW 85 - 145 TWh

In de bovenstaande tabel is te zien dat zowel de elektriciteitsvraag naar verwachting toeneemt tussen 2040 en 2050. Dit komt doordat in 2040 nog een deel van de energievraag ingevuld wordt met fossiele brandstoffen. De productie van overige bronnen van elektriciteitsproductie (wind op land, zon, kernenergie) neemt echter ook toe. Maar het is de verwachting dat de hoeveelheid elektrische aanlanding die we in dit onderzoek voorzien voor 2040, ook in 2050 nog nodig is. Voor enkele scenario's is na 2040 nog extra elektrische aanlanding nodig voor de invulling van de binnenlandse elektriciteitsvraag.

²¹ We hebben de twee toegevoegde scenario's (zie Paragraaf 3.3) niet uitgewerkt voor 2050.

Hetzelfde geldt voor waterstof. In elk scenario neemt de waterstofvraag toe, terwijl de waterstofproductie vanuit andere bronnen dan wind op zee (bijvoorbeeld blauwe waterstof) niet significant toeneemt. Dit betekent dat de hoeveelheid waterstofaanlanding die voor 2040 voorzien is minimaal ook voor 2050 robuust is.

Daarnaast is het ook nog relevant om te kijken naar de ontwikkelingen per cluster van aansluitlocaties. Het is de verwachting dat de elektriciteitsvraag in elk van de clusters van aansluitlocaties stijgt tussen 2040 en 2050, aangezien de totale elektriciteitsvraag en de elektriciteitsvraag van de industrie in Nederland in elk van de scenario's stijgt. Dit betekent dat de hoeveelheid elektrische aanlanding die per cluster mogelijk in 2040, in ieder geval ook in 2050 mogelijk is. Mogelijk kan in sommige clusters tussen 2040 en 2050 nog extra elektrische aanlanding gerealiseerd worden (bovenop het maximum voor 2040) door een toename van de elektriciteitsvraag.

7.2.2 Terugkijken vanaf 2050

De ambitie van de rijksoverheid is om in 2050 70 GW aan windparken op zee gerealiseerd te hebben. Voor de keuzes rondom de aanlanding van deze windparken is het belangrijk om keuzes te maken rondom de benutting van deze windenergie. In 2050 is naar verwachting 38 GW elektrische aanlanding noodzakelijk voor de invulling van de binnenlandse elektriciteitsvraag²², en bij grootschalige uitrol van kernenergie of krimp van de industrie naar verwachting minder. De grote vraag is waar de overige energie van de windparken op zee voor gebruikt gaat worden. Het is een mogelijkheid om hier waterstof van te maken, voor de invulling van de binnenlandse waterstofvraag of voor export. Maar het is ook mogelijk om een deel van deze energie te gebruiken voor de invulling van de elektriciteitsvraag in onze buurlanden en om daarmee verduurzaming in die landen te stimuleren (zoals onderzocht in het scenario *Doorvoer naar buitenland*). Om richting 2040 efficiënte keuzes te maken voor de aanlanding van wind op zee is het noodzakelijk om al ruim voor 2040 de strategische keuzes rondom de benutting van de 70 GW wind op zee in 2050 te maken.

Zo kan het mogelijk wenselijk zijn om richting 2040 al zoveel mogelijk elektrische aanlanding te realiseren, aangezien de windparken die tussen 2040 en 2050 gerealiseerd zullen worden op grotere afstand van de kust liggen, waardoor het kostenvoordeel per km van waterstof-aanlanding ten opzichte van elektrische aanlanding een grotere rol gaat spelen. Daarom kan het een overweging zijn om richting 2040 al alle elektrische aanlanding die we in 2050 nodig denken te hebben te realiseren, ook als een deel van deze elektrische aanlandingen vanuit de vraag in 2040 nog niet noodzakelijk zijn. Dit betekent dat de keuze of we als Nederland extra elektrische aanlandingen willen realiseren voor de doorvoer naar onze buurlanden idealiter ruim voor 2040 genomen moet worden en dat er ook ruim voor 2040 duidelijkheid moet zijn over de ontwikkeling van de industrie en potentiële verdere toename van het aantal kerncentrales.

Daarnaast is het voor de dimensionering van de energie-infrastructuur op zee die ontwikkeld wordt tot 2040 ook al wenselijk om een eindbeeld te hebben voor 2050. Zo kunnen efficiëntere keuzes gemaakt worden, bijvoorbeeld voor de aanleg van buisleidingen voor transport van waterstof, de aanleg van energie-eilanden of corridors van kabels waar na 2040 nog meer windparken op kunnen aanhaken.

²² Dit volgt uit analyses van Target Grid, waarbij het scenario Nationaal Leiderschap met de grootste elektriciteitsvraag onderzocht is.

8 Conclusies en vervolg

8.1 Conclusies

Voor het onderzoek naar systeemintegratie van PVAWOZ zijn de ontwikkelingen tot 2040 in zes verschillende scenario's uitgewerkt. De basis hiervoor zijn de vier 2040 scenario's van de tweede versie van I13050 (Netbeheer Nederland, 2023). Daarnaast zijn twee nieuwe scenario's toegevoegd: Krimp Industrie en Doorvoer naar Buitenland. In elk van de scenario's gaan we uit van realisatie van 50 GW wind op zee in 2040, conform de doelstelling van PVAWOZ.

De zes scenario's geven de hoekpunten van het speelveld aan voor 2040. Dit zijn dus de verwachte uitersten van het energiesysteem. De scenario's schetsen expliciet geen wensbeeld hoe het energiesysteem er in de toekomst uit moet zien en ze zijn ook niet bedoeld als keuzes. Het toekomstige energiesysteem zal vermoedelijk ergens in het midden tussen de scenario's liggen.

Elk van de scenario's gaat uit van een fors vermogen aan verschillende flexibiliteitsbronnen, zoals elektrolyzers (op land of op zee) en batterijen. Deze bronnen zijn nodig voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit, en kunnen dus ook bijdragen aan de inpassing van wind op zee in het energiesysteem.

8.1.1 Benutting windenergie: hoeveel extra elektrische verbindingen efficiënt in Nederland?

Voor elk van de scenario's is onderzocht wat een energetisch en economisch efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding met kabels en aanlanding van waterstof met buisleidingen kan zijn, voor de 50 GW wind op zee in 2040. De analyses in deze stap van het onderzoek hebben als doel om verdere onderbouwing te geven van het aantal verbindingen waar binnen pVAWOZ naar gezocht wordt voor de periode 2031-2040 (tien elektrisch, twee waterstof). Daarnaast geeft de analyse inzicht in de afwegingen rondom de verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof en de afhankelijkheid van ontwikkelingen van vraag en aanbod van overige energiebronnen (zoals wind op land en kernenergie).

Om een globale inschatting te maken van een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en directe omzetting naar waterstof te bepalen is een versimpelde economische afweging gemaakt op basis van de directe benutting van elektriciteit bij (extra) elektrische aanlanding enerzijds en de meerkosten voor elektrische aanlanding ten opzichte van waterstofaanlanding anderzijds.

Uit de uitkomsten kan geconcludeerd worden dat het in 2040 **in totaal**, ten opzicht van 2031, gaat het om **minimaal twee extra elektrische verbindingen** van 2 GW (bij het scenario Decentraal - Krimp industrie) en **maximaal dertien extra elektrische verbindingen** van 2 GW (bij het scenario doorvoer België/Duitsland). De energie van de overige windparken wordt middels waterstofaanlandingen aan land gebracht. Het gaat in de verschillende scenario's om één tot twee extra waterstofverbindingen.

In het scenario *Doorvoer naar buitenland* zijn meer dan tien extra verbindingen nodig. In de overige scenario's zijn minder dan tien extra verbindingen van 2 GW nodig (twee tot

zeven). Dit betekent dat de tien extra verbindingen waarnaar gezocht wordt in de meeste gevallen voldoende zijn, maar dat het wel belangrijk is om goed na te denken waar de elektriciteit voor gebruikt wordt voordat er daadwerkelijk een keuze gemaakt wordt over het aantal elektrische verbindingen dat gerealiseerd gaat worden.

8.1.2 Inpassing energiesysteem op land: hoeveel extra elektrische verbindingen mogelijk per cluster?

Een efficiënte verdeling van de elektrische aansluiting over de verschillende aansluitlocaties is noodzakelijk om ervoor te zorgen dat zo min mogelijk uitbreidingen aan de hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn. Voor clusters van aansluitlocaties is bepaald hoeveel extra elektrische aansluiting mogelijk is na 2031, voordat extra hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn. De resultaten zijn te vinden in Tabel 11. Hierin is bepaald welk deel van de aangevoerde elektriciteit direct lokaal benut kan worden en hoeveel elektriciteit dan afgevoerd moet worden (en bij hoeveel extra verbindingen de transportcapaciteit dan niet meer voldoende is). Naast de aansluitlocaties uit Tabel 2 hebben we ook gekeken naar de mogelijkheid voor realisatie van een DC-hub in Zuidwest-Nederland, voor elektrische aansluiting specifiek voor doorvoer richting België (scenario *Doorvoer naar buitenland*).

Onzekerheden methodologie

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over deze 380 kV-verbindingen en de impact van (elektrische) aansluiting van wind op zee is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. In deze fase van het onderzoek zijn echter nog geen doorrekeningen uitgevoerd, aangezien het gaat om een eerste verkenning.

Er zijn in deze eerste verkenning enkele relevante factoren voor de belasting op de 380 kV-verbindingen die niet meegenomen worden zoals, de impact dieper op het net, transit-flows bij de clusters, de effecten van import/export elektriciteit, transportcapaciteit in periode van onderhoud en de inschatting wanneer uitbreidingen noodzakelijk zijn. Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380 kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van deze fase van het onderzoek, namelijk richting geven voor de ruimtelijke analyses. In Fase B zal TenneT een integrale doorrekening doen, om de effecten van (elektrische) aansluiting van wind op zee op de 380 kV-verbindingen beter in te schatten.

Tabel 11 - Totaaloverzicht extra elektrische aansluiting mogelijk per cluster, met inzet flexibiliteitsbronnen

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen (exclusief flexibiliteitsbronnen)	Aantal elektrische aansluitingen (inclusief flexibiliteitsbronnen)
Groningen	Twee tot drie extra verbindingen	Drie tot vier extra verbindingen
Noord-Holland (Kop Noord-Holland + NZKG)	Twee tot drie extra verbindingen	Vier extra verbindingen
Rotterdam	Geen extra verbinding mogelijk	Nul tot twee extra verbindingen
Zeeland (Zeeuws Vlaanderen + Sloegebied)	Nul tot één extra verbindingen	Nul tot twee extra verbindingen
Noord-Brabant	Onbekend	Onbekend
Limburg	Maximaal drie verbindingen	Maximaal drie verbindingen
DC Hub Zuidwest-Nederland	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders 0	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders 0
Totaal	Acht tot elf extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)	Tien tot achttien extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)

Uit de analyses rondom inpassing van elektrische aanlanding kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- In Groningen, Noord-Holland en Limburg zijn de vermogens voor extra elektrische aanlanding die mogelijk zijn vrij robuust in de verschillende scenario's.
- In Rotterdam en Zeeland is de hoeveelheid extra elektrische aanlanding die mogelijk is erg afhankelijk van met name de ontwikkeling van de industrie en het wel of niet bouwen van kerncentrales.
- In totaal kan door de inzet van flexibiliteitsbronnen tussen twee en zeven extra elektrische verbindingen gerealiseerd worden tot 2040, afhankelijk van het scenario. Dit benadrukt de belangrijke rol van flexibiliteitsbronnen bij het integreren van elektriciteit van windparken op zee in het energiesysteem op land. Dit geldt met name voor elektrolyzers.
- De tabel laten zien dat de som van het vermogen aan elektrische aanlanding dat mogelijk is per cluster groter is dan het totaal aan extra elektrische aanlandingen dat nodig is in de verschillende scenario's (zie Paragraaf 8.1.1). Dit impliceert dat het, zonder inachtneming van de ruimtelijke beperkingen, de aansluitcapaciteit en de effecten dieper op het net (zie volgend punt), in principe mogelijk is om alle extra elektrische aanlanding tot 2040 te faciliteren zonder dat extra 380 kV-verbindingen noodzakelijk zijn bovenop de geplande uitbreidingen.
- In de praktijk is het niet mogelijk om simpelweg de mogelijke aanlanding per cluster op te tellen. Er zit een onderlinge samenhang tussen aanlandingen in verschillende clusters. Op bepaalde punten van het hoogspanningsnet komen stromen vanuit verschillende clusters samen, bijvoorbeeld in Noord-Brabant (waar elektriciteit uit aanlanding in Zeeland, Rotterdam en Noord-Brabant samenkomen). Daarom is het de verwachting dat spreiding van aanlandingen voordelig kan zijn, al moet dat ook in samenhang met vraagontwikkeling in de clusters en de belasting op het hele netwerk gezien worden. Een integrale doorrekeningen door TenneT is noodzakelijk om hier uitsluitsel over te geven.

Bij waterstofaanlanding zijn met name de realisatie en nabijheid van het landelijke waterstofnet en de tijdige beschikbaarheid van aanvoerleidingen vanaf de aanlanding tot dit landelijke waterstofnet van belang. De potentiële aanlandingslocaties Den Helder/kop van Noord-Holland, Westelijk NZKG, Rotterdam (Maasvlakte/Simonshaven) en Zeeland liggen allen in de buurt van het landelijke waterstofnetwerk. Gasunie doet momenteel onderzoek naar de tijdige beschikbaarheid van aanvoerleidingen op elk van deze locaties.

8.1.3 Plaatsen ontwikkelingen in de tijd

De bovenstaande analyses zijn uitgevoerd voor het zichtjaar 2040. Maar voor PVAWOZ is het ook noodzakelijk om te weten wanneer bepaalde verbindingen gerealiseerd kunnen worden in de periode 2031-2040. Hiervoor is de tijdige realisatie van geplande uitbreidingen aan het hoogspanningsnet rondom aansluitlocaties en de ontwikkeling van de energievraag in dit decennium van belang. Een deel van de benodigde uitbreidingen aan het hoogspanningsnet zijn op dit moment in studiefase. Voor deze uitbreidingen wordt ingebruikname in de eerste helft van de jaren '30 voorzien, al is dit nog onzeker. Dit zal naar verwachting een belemmering zijn voor de uitrol van elektrische aanlanding van wind op zee tot 2035.

Daarnaast is het belangrijk dat de ontwikkelingen van wind op zee tussen 2031 en 2040 in lijn liggen met het eindbeeld in 2050. Uit analyses van de ontwikkelingen van het energiesysteem tussen 2040 en 2050 kan geconcludeerd worden dat de aanlandingen die we in dit onderzoek voorzien voor 2040, ook in 2050 nog nodig is en dus toekomstvast zijn.



Om richting 2040 efficiënte keuzes te maken voor de aanlanding van wind op zee is het noodzakelijk om al ruim voor 2040 de strategische keuzes rondom de benutting van de 70 GW wind op zee in 2050 te maken. Zo kan het mogelijk wenselijk zijn om richting 2040 al zoveel mogelijk elektrische aanlanding te realiseren aangezien de windparken die tussen 2040 en 2050 gerealiseerd zullen worden op grotere afstand van de kust liggen, waardoor het kostenvoordeel per km van waterstof-aanlanding ten opzichte van elektrische aanlanding een grotere rol gaat spelen. In dat geval is het noodzakelijk om voor 2040 te weten hoeveel elektrische aanlandingen gerealiseerd moeten worden.

8.2 Prioritering elektrische aanlandingen

Voor elk van de scenario's is onderzocht hoeveel elektrische aanlanding efficiënt zijn is in 2040 (zie Hoofdstuk 5) en hoeveel elektrische aanlanding na 2031 extra mogelijk is per cluster van aansluitlocaties, voordat verzwaringen aan de hoogspanningsinfrastructuur noodzakelijk zijn (zie Hoofdstuk 6).

Hoeveel elektrische aanlanding in totaal noodzakelijk is na 2031 is met name afhankelijk van onderstaande ontwikkelingen:

- **Omvang industrie.** Bij een krimp van de industrie is de elektriciteitsvraag in Nederland kleiner en is minder elektrische aanlanding noodzakelijk.
- **Kernenergie.** Bij het bouwen van extra kerncentrales is minder elektrische aanlanding noodzakelijk
- **Invulling energievraag.** Hoe groter de rol van elektriciteit in de toekomstige energievraag, hoe meer elektrische aanlanding nodig is.
- **Doorvoer stroom naar buitenland.** Bij doorvoer van elektriciteit richting België en Duitsland is meer elektrische aanlanding noodzakelijk.

Uit de analyses in Hoofdstuk 5 en 6 volgt dat niet alle aansluitingen die in de verschillende clusters mogelijk zijn, gerealiseerd hoeven te worden in elk van de scenario's. Daarom is het wenselijk om ook een prioritering te bepalen voor de elektrische aanlandingen, vanuit het perspectief van systeemintegratie. Dit behandelen we in deze paragraaf.

8.2.1 Afwegingen prioritering

Bij de prioritering van elektrische aanlandingen zijn de volgende aspecten van belang (niet in volgorde van relevantie):

- **Elektrische aanlanding tot en met 2031.** Dit heeft impact op de hoeveelheid elektrische aanlandingen dat nog mogelijk is in een cluster na 2031.
- **Robuustheid.** De zekerheid dat extra elektrische aanlandingen na 2031 mogelijk zijn.
- **Zo min mogelijk redispatch.** Met redispatch kan voorkomen worden dat uitbreidingen aan hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn, indien de knelpunten op de verbindingen niet te zwaar zijn (ENT lager dan 0,5 TWh per jaar). Redispatch levert echter wel maatschappelijke kosten op. Daarom is het wenselijk om voor een verdeling over de aansluitlocaties te gaan die tot zo min mogelijk redispatch leidt.
- **Noodzaak ontwikkeling en gunstige inzet flexibiliteitsbronnen.** Inzet van flexibiliteitsbronnen kan ervoor zorgen dat meer elektrische aanlanding gerealiseerd kan worden bij de clusters van aansluitlocaties (zie Hoofdstuk 5). Maar bij prioritering is het wenselijk om eerst te kiezen waar ook zonder de ontwikkeling en gunstige inzet van flexibiliteitsbronnen op de aansluitlocatie elektrische aanlanding mogelijk is.
- **Impact op verbindingen dieper in het hoogspanningsnet.** Er zit een samenhang tussen aanlandingen in verschillende clusters. Op bepaalde punten van het hoogspanningsnet komen stromen vanuit verschillende clusters samen, bijvoorbeeld in Noord-Brabant

waar elektriciteit uit aanlanding in Zeeland, Rotterdam en Noord-Brabant samenkomen. Daarom is het de verwachting dat spreiding van aanlandingen voordelig kan zijn.

Daarnaast is de beschikbare aansluitcapaciteit van belang, maar hier wordt in deze fase van het onderzoek nog niet naar gekeken.

Hoeveel waterstofaanlanding noodzakelijk is verschilt per scenario. Bij het scenario *Doorvoerder naar buitenland* is één waterstofaanlanding voldoende, terwijl in andere scenario's naar verwachting twee waterstofaanlandingen noodzakelijk zijn. Er is een waterstofaanlanding gepland richting de Eemshaven. De tweede waterstofaanlanding komt bij Den Helder, Rotterdam of in Zeeland.

8.2.2 Uitwerking prioritering

De uitwerking van bovenstaande aspecten en de resultaten van Hoofdstuk 6 levert de volgende mogelijke prioritering voor elektrische aanlanding op:

- Er kunnen naar verwachting, ook zonder inzet van flexibiliteitsbronnen en redispatch, na 2031 nog twee extra verbindingen gerealiseerd worden in Groningen in elk scenario.
- Er kunnen naar verwachting, ook zonder inzet van flexibiliteitsbronnen en redispatch, na 2031 nog twee extra verbindingen gerealiseerd worden in Noord-Holland in elk scenario. Dit kan in het NZKG of de kop van Noord-Holland gerealiseerd worden.
- Diepe aanlanding in Limburg, tot drie verbindingen, zorgt voor verminderde belasting op de bovengrondse hoogspanningsverbindingen vanaf de kust naar Limburg.
- Met inzet van flexibiliteitsbronnen, met name elektrolyse, kunnen naar verwachting na 2031 één tot twee extra verbindingen in Groningen en één tot twee extra verbindingen in Noord-Holland gerealiseerd worden. Dit is bovenop de eerder genoemde twee verbindingen in elke regio.
- Indien noodzakelijk kunnen mogelijk nog extra verbindingen gerealiseerd worden in Noord-Brabant, Zeeland en Rotterdam, maar meer spreiding heeft naar verwachting de voorkeur aangezien veel aanlanding in deze clusters naar verwachting tot forse transportstromen vanaf de kust, via Noord-Brabant, naar Limburg leidt²³.
- Bij realisatie van kernenergie in Rotterdam of Zeeland kan in die regio's tussen 2031 en 2040 naar verwachting geen extra elektrische aanlanding gerealiseerd worden.

Op basis van de bovenstaande prioritering is een inschatting gemaakt van een mogelijke optimale verdeling van elektrische aanlandingen, bij verschillende ontwikkelingen van het energiesysteem. Dit wordt weergegeven in Figuur 12.

Het gaat hier expliciet om een mogelijke prioritering vanuit systeemintegratie. De effecten van aanlanding op de 380 kV-verbindingen, en dan met name op het dieperliggende net, nog verder onderzocht dienen te worden met een integrale doorrekening van TenneT. Daarnaast is het nog onduidelijk of er voldoende aansluitcapaciteit beschikbaar is op deze locaties. De richtwaardes van het NPE gaan, wat betreft vraag en aanbod van elektriciteit, uit van maximale elektrificatie van de industrie en toepassing van kernenergie. In dat geval is dus de prioritering bij de vierde kolom (zonder extra doorvoerder naar BE/DE) of de zesde kolom (met extra doorvoerder naar BE/DE) van toepassing.

²³ Of hierdoor ook mogelijk extra uitbreidingen aan het 380 kV-net nodig zijn is nog onbekend. Hiervoor zijn integrale doorrekeningen van TenneT noodzakelijk.

Figuur 12 - Prioritering elektrische aanlanding na 2031, bij verschillende ontwikkelingen

Krimp industrie	x						
Kernenergie		x		x		x	
Maximale elektrificatie				x	x	x	x
Bij (meer) doorvoer elektriciteit naar BE/DE						x	x
Aantal extra elektrische verbindingen na 2031	2 tot 4	3 tot 5	4 tot 7	4 tot 7	5 tot 8	9 tot 11	11 tot 13
Groningen	1	2	2	3	2	4	3
Limburg	2	2	2	2	2	3	3
Noord Holland	1	1	2	2	2	2	2
Rotterdam/Brabant	-	-	-	-	1	-	2
Zeeland	-	-	1	-	1	-	-
DC-hub Zuidwest NL	-	-	-	-	-	2	3

8.3 Vergelijk resultaten met eerdere onderzoeken

Er zijn eerder onderzoeken gedaan naar Systeemintegratie van wind op zee na 2031. De meest relevante onderzoeken zijn de eerdere studie naar Systeemintegratie wind op zee 2030-2040 (Guidehouse & Berenschot, 2021), Target Grid (TenneT, 2023) en de Integrale Effectenanalyse van het Programma Energiehoofdstructuur (Pondera Consult & CE Delft, 2023) en het onderzoek naar de energievraag van de industrie door Kalavasta. De uitkomsten van dit onderzoek vergelijken we in deze paragraaf met de resultaten van deze onderzoeken.

8.3.1 Systeemintegratie wind op zee

In het eerdere onderzoek naar Systeemintegratie van wind op zee in de periode 2030-2040 (Guidehouse & Berenschot, 2021) is onderzoek gedaan naar een efficiënte verdeling van de elektrische aanlanding over de verschillende aanlandingslocaties. Er is een situatie met 30 GW elektrische aanlanding in 2040 en een situatie met 38 GW elektrische aanlanding in 2040 geanalyseerd. In het onderzoek van Guidehouse en Berenschot is geen inschatting gemaakt van een efficiënte verdeling tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding voor heel Nederland (Paragraaf 8.1.1).

Enkele conclusies uit het onderzoek van Guidehouse en Berenschot zijn:

- In combinatie met elektrolyse op land is elektrisch aanlanden van ± 31 GW mogelijk zonder uitbreidingen aan het hoogspanningsnet, 38,5 GW aanlanden vergt een beperkt aantal extra verzwaringen van het elektriciteitsnet. Uit ons onderzoek volgt dat er in totaal tien tot achttien extra verbindingen (20 tot 36 GW) gerealiseerd kunnen worden na 2031, dus in totaal 41 tot 57 GW in 2040 (zie Tabel 6). Maar in ons onderzoek zijn de effecten dieper op het hoogspanningsnet niet meegenomen, wat een beperkende factor is. Daarnaast is in ons onderzoek 12 GW extra elektrische aanlanding voor doorvoer naar België en Duitsland meegenomen, wat niet meegenomen is in het onderzoek van Guidehouse en Berenschot.
- Er kan minimaal 10 GW elektrische aanlanding gerealiseerd worden bij de Eemshaven. Uit onze analyses volgt ook dat er na 2031 fors veel extra elektrische aanlanding in de Eemshaven mogelijk is, namelijk 6 tot 8 GW extra na 2031 en 10,5 tot 12,5 GW in totaal. De resultaten van de twee onderzoeken liggen dus met elkaar in lijn.
- Er kan niet veel extra elektrische aanlanding bij de Maasvlakte gerealiseerd worden. Volgens het onderzoek kan, zonder inzet van elektrolyse, ongeveer 7,5 GW elektrische

aanlanding bij de Maasvlakte gerealiseerd worden. Tot 2031 wordt al 7,5 GW elektrische aanlanding gerealiseerd. Ook uit onze analyses volgt dat zonder inzet van flexibiliteitsbronnen weinig of geen extra elektrische aanlanding mogelijk is na 2031, tussen de 0 en 2 GW en tussen de 7,5 en 9,5 GW in totaal.

- Maximaal 6 GW elektrische aanlanding in Noord-Holland. Volgens het onderzoek ontstaan bij meer elektrische aanlanding zware knelpunten op het hoogspanningsnet. Uit onze analyses volgt dat, zonder inzet van elektrolyzers, tussen de 4,7 GW en 6 GW extra elektrische aanlanding na 2031 mogelijk is en tussen de 7 GW en 8,3 GW in totaal. Dit ligt iets hoger dan de 6 GW uit het onderzoek van Guidehouse en Berenschot. Waar dit verschil vandaan komt is niet duidelijk.
- Tot 8,7 GW elektrische aanlanding mogelijk in Zeeland. Uit onze analyses volgt dat, zonder inzet van flexibiliteitsbronnen, tussen 0 en 2 GW extra elektrische aanlanding na 2031 mogelijk is en tussen de 5,5 en 7,5 GW in totaal. De reden dat de range in ons onderzoek veel groter is komt doordat in onze scenario's inzet van kernenergie en krimp van industrie (wat ertoe leidt dat minder elektrische aanlanding mogelijk is in Zeeland).
- Overbelasting tracé Tilburg-Eindhoven-Maasbracht. Uit de doorrekeningen van het onderzoek volgt dat in elk van de configuraties zware knelpunten ontstaan op het hoogspanningsnet tussen Tilburg en Maasbracht. Dit is de reden dat we in ons onderzoek kijken naar diepe aanlanding in Limburg. Dit wordt ook als optie benoemd in het onderzoek van Guidehouse en Berenschot.
- Impact elektrolyzers op belasting hoogspanningsnet. Uit het onderzoek van Guidehouse en Berenschot volgt dat er meerdere manieren zijn waarop elektrolyzers ingezet kunnen worden. Inzet van elektrolyzers bij de aansluitlocaties kan zorgen voor minder belasting op het hoogspanningsnet. Dit volgt ook uit onze analyses.

8.3.2 Target Grid

In Target Grid is door TenneT een visie ontwikkeld op de ontwikkeling van het hoogspanningsnet richting 2045 (TenneT, 2023). De aanlanding van wind op zee heeft een belangrijke impact op deze ontwikkeling. De belangrijkste conclusies van Target Grid, in relatie tot de aanlanding van wind op zee, zijn:

- Nederland heeft 38 GW elektrische aanlanding van wind op zee nodig voor het invullen van de binnenlandse elektriciteitsvraag. Uit onze analyses volgt dat in 2040 tussen de 25 GW en 37 GW elektrische aanlanding nodig is voor de binnenlandse elektriciteitsvraag. De grotere range in onze analyses komt doordat in ons onderzoek naar meer scenario's gekeken is. Bij Target Grid wordt uitgegaan van het scenario Nationale Sturing. Voor dit scenario wordt in ons onderzoek 31-37 GW elektrische aanlanding voorzien. Het verschil met Target Grid komt vermoedelijk vooral doordat wij in ons onderzoek naar 2040 kijken, waarbij nog niet de volledige energievraag verduurzaamd is.
- Extra elektrische aanlanding wind op zee voor doorvoer elektriciteit naar België en Duitsland via Zeeland en Limburg. In de visie van Target Grid vindt 14 GW elektrische aanlanding plaats voor doorvoer van elektriciteit naar andere landen in West Europa. Hiervoor voorzien ze aanlanding bij Energiehubs in Maasbracht en Zeeland. Deze ideeën zijn overgenomen in het scenario *Doorvoer naar buitenland* in ons onderzoek.
- Veel elektriciteitstransport van West-Nederland naar Zuid-Oost Nederland door wind op zee. Dit is de reden dat we in ons onderzoek kijken naar diepe aanlanding in Limburg.

8.3.3 Integrale Effectenanalyse Programma Energiehoofdstructuur

In de Integrale Effectenanalyse (IEA) van het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) is onderzoek gedaan naar de benodigde hoogspanningsinfrastructuur bij verschillende

scenario's met verschillende configuraties voor wind op zee. De belangrijkste conclusies vanuit de IEA van het PEH, met betrekking op wind op zee, zijn:

- Relatief veel elektrische aanlanding bij de Eemshaven en Zeeland in plaats van clustering van aanlanding bij Zuid-Holland en Noord-Holland zorgt ervoor dat minder uitbreidingen aan de hoogspanningsinfrastructuur noodzakelijk zijn. Uit de analyses in dit onderzoek volgt ook dat relatief veel elektrische aanlanding bij de Eemshaven gerealiseerd kan worden en dat na 2031 weinig extra elektrische aanlanding in Zuid-Holland mogelijk is.
- Diepe aanlanding van wind op zee bij Maasbracht kan zorgen voor minder belasting op de hoogspanningsverbindingen tussen de Maasvlakte en Maasbracht.
- Plaatsen van elektrolyzers bij aansluitlocaties zorgt voor minder belasting op het hoogspanningsnet. Dit volgt ook uit onze analyses. Dit is de reden dat we in ons onderzoek kijken naar diepe aanlanding bij Maasbracht.

8.3.4 Onderzoek vraagarticulatie industrie voor VAWOZ en programma Kernenergie (voor werkgroep P2I)

In een onderzoek van Kalavasta voor de werkgroep Power-to-Industry (P2I) is de ontwikkeling van de elektriciteits- en waterstofvraag voor de industrie onderzocht, op nationaal niveau en per industriecluster. Hiervoor zijn prognoses van verschillende onderzoeken en trajecten, zoals I13050, CES en de routekaart Elektrificatie Industrie, in kaart gebracht. Dit zijn meer scenario's dan dat in dit onderzoek meegenomen zijn.

Tabel 12 - Belangrijkste verschillen scenario's

Belangrijkste verschillen	Impact verschillen
Bovengrens directe elektriciteitsvraag industrie voor heel NL hoger bij onderzoek P2I studie	Impact op verhouding E/H ₂ voor aanlanding. Bij meer directe elektriciteitsvraag is meer elektrische aanlanding wenselijk. De impact wordt in Fase B nog verder onderzocht in een verschillen- en gevoeligheidsanalyse.
Bovengrens waterstofvraag industrie voor heel NL hoger bij P2I studie	Impact op import/export balans waterstof. Geen directe impact op verhouding E/H ₂ voor aanlanding, aangezien daar in eerste instantie gefocust wordt op invullen elektriciteitsvraag.
Bovengrens directe elektriciteitsvraag industrie per locatie hoger bij P2I studie	Bij een hogere elektriciteitsvraag op een locatie kan meer elektrische aanlanding gerealiseerd worden, voordat verzwaringen aan het hoogspanningsnet noodzakelijk zijn. De impact wordt in Fase B nog verder onderzocht in een verschillen- en gevoeligheidsanalyse.

Daarnaast is in het onderzoek van Kalavasta ook onderzoek gedaan naar de relatie tussen de ontwikkeling van de energievraag van de industrie en de aanlanding van wind op zee en de impact van flexibele vraag op aanlanding wind op zee, net als in ons onderzoek. Maar de scope van het onderzoek van Kalavasta verschilde daarin (transportcapaciteit is buiten beschouwing gelaten en alleen flexibiliteit van industrie is beschouwd). Daarom kunnen de resultaten niet vergeleken worden.

In het onderzoek van Kalavasta is verder nog gekeken naar de relatie tussen zon op zee en aanlanding van wind op zee en de relatie tussen SMR's en aanlanding wind op zee. Dit is niet behandeld in ons onderzoek.

8.4 Openstaande vragen

Dit onderzoek, Fase A systeemintegratie, is een eerste stap in het proces van PVAWOZ en dient als input voor het onderzoeken van kansrijke tracés. Met dit onderzoek zijn dus nog niet alle vragen beantwoord. In Fase B zal verdere verdieping plaatsvinden. De belangrijkste openstaande vragen op het gebied van systeemintegratie zijn:

- Welke aansluitcapaciteit voor elektrische aanlandingen is beschikbaar op elke aansluitlocatie? En welke (ruimtelijke) mogelijkheden zijn er voor het realiseren van extra aansluitcapaciteit middels een nieuwe 380 kV-station?
- Wat zijn de effecten van transit-flows, import/export en andere aspecten die niet meegenomen zijn in onze analyse op de hoeveelheid elektrische aanlanding die mogelijk is per cluster?
- Wat zijn de effecten van verschillende configuraties aan elektrische aanlandingen op het 380 kV-net landinwaarts, waar stromen vanuit verschillende clusters met aansluitlocaties samen kunnen komen?
- Welke capaciteit hebben potentiële aanvoerleidingen van waterstof vanaf de aansluitlocaties richting het landelijke waterstofnetwerk? En wanneer worden beschikbaar voor waterstoftransport?
- Wat zijn de effecten van plannen/prognoses van parallelle trajecten, zoals NPVI, NPE en EIPN, op de overwegingen rondom systeemintegratie van wind op zee?

Daarnaast spelen de vragen welke elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen ruimtelijk gezien haalbaar zijn en wat de effecten zijn van kansrijke aanlandingen op andere belangrijke afwegingscriteria zoals kosten en milieu. Dit wordt parallel aan de analyses rondom systeemintegratie onderzocht, waarbij nauwe afstemming plaatsvindt. Uiteindelijk moeten al deze bevindingen samenkomen om een integrale afweging rondom de aanlanding van wind op zee tussen 2032 en 2040 te maken.

Tot slot is een verder onderzoek met een integrale analyse nodig naar de optimale configuratie op zee en de efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Maar dit is geen onderdeel van pVAWOZ. Dit volgt onder meer in het EIPN.

9 Referenties

- CE Delft. (2023). *Verkenning van een fossielvrij industrie*.
<https://natuurenmilieu.nl/app/uploads/Verkenning-van-een-fossielvrije-industrie-CE-Delft-juni-2023.pdf>
- Guidehouse, & Berenschot. (2021). *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040*.
<https://open.overheid.nl/documenten/ronl-39a57614254aef46d047e1de1a9fd6c48938f50b/pdf>
- Ministerie van EZK. (2023). *Concept-Nationaal plan energiesysteem*.
- Netbeheer Nederland. (2021). *Het Energiesysteem van de Toekomst: Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050*. Netbeheer Nederland.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
<https://open.overheid.nl/documenten/ronl-7219ac2558977a6050ac4db764d2ddeb156df32/pdf>
- Pondera Consult, & CE Delft. (2023). *Integrale Effectenanalyse Programma Energiehoofdstructuur*. <https://open.overheid.nl/documenten/af2a7ff5-9640-4f87-88f3-c2282653fac6/file>
- Rijksoverheid. (2023). *Ontwerp-Programma Energiehoofdstructuur - Ruimte voor een klimaatneutraal energiesysteem van nationaal belang*.
<https://open.overheid.nl/documenten/b788594f-1818-414a-9861-fe509161d1ea/file>
- TenneT. (2022a). *Investeringsplan net op land 2022-2031*. <https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/investeringsplannen>
- TenneT. (2022b). *Investeringsplan Net op zee 2022-2031*.
- TenneT. (2022c). *Investeringsplannen 2022 Net op land*. <https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/investeringsplannen>
- TenneT. (2023). *Target Grid*.
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/04/13/target-grid>



A Methodologie

Het hoofddoel van de analyses in Fase 1 is om input te leveren voor het ontwerpproces van kansrijke aanlandingen. Daarvoor bepalen we de overwegingen die vanuit het perspectief van systeemintegratie spelen bij de aanlandingen van wind op zee (elektrisch en waterstof) bij verschillende aansluitlocatie. Dit doen we voor meerdere scenario's voor 2040.

Als startpunt van de analyses hebben we verschillende transportroutes vanaf windparken op zee naar de eindgebruikers in kaart gebracht. Voor elk van deze transportroutes hebben we ook de energieverliezen in de transportketen in kaart gebracht.

Het bepalen van de overwegingen vanuit het perspectief van systeemintegratie gebeurt in twee stappen:

1. **Benutting van windenergie.** Eerst hebben we een globale inschatting gemaakt van een energetisch en economisch efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en elektrolyse op zee en aanlanding in de vorm van waterstof in 2040, gegeven de verwachte ontwikkeling van de energievraag en productie van overige bronnen. Dit doen we voor elk van de scenario's.
De analyses in deze stap van het onderzoek hebben als doel om verdere onderbouwing te geven van het aantal verbindingen waar binnen pVAWOZ naar gezocht wordt voor de periode 2031-2040 (tien elektrisch, twee waterstof). Daarnaast geeft de analyse inzicht in de afwegingen rondom de verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof en de afhankelijkheid van ontwikkelingen van vraag en aanbod van overige energiebronnen (zoals kernenergie).
2. **Inpassing energiesysteem op land.** Vervolgens hebben we onderzocht hoe de elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen (volgend uit de vorige stap) zo efficiënt mogelijk ingepast kunnen worden in het energiesysteem op land, zodat zo min mogelijk extra energie-infrastructuur op land noodzakelijk is. Hierbij kijken we afzonderlijk naar elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen, aangezien voor beide opties andere afwegingen spelen. Voor deze stap kijken we afzonderlijk naar de ontwikkeling van vraag en aanbod van energie per cluster van aansluitlocaties (meer hierover in Bijlage A.5). Ook dit doen we voor elk scenario.

Bij de bovenstaande analyses is expliciete aandacht besteed aan de wisselwerking tussen het elektriciteitssysteem en het waterstofsysteem. Het is de verwachting dat een deel van de windenergie omgezet zal worden in waterstof door middel van elektrolyse, waarbij zowel elektrische infrastructuur als waterstofinfrastructuur noodzakelijk is. Daarom is het van belang om deze systemen in samenhang te bekijken, zowel voor het gehele energiesysteem als voor specifieke locaties.

Daarnaast hebben we gekeken naar de impact van flexibiliteitsbronnen op de integratie van wind op zee. Richting 2040 zal inzet van flexibiliteitsbronnen, zoals batterijen en elektrolyzers, noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Inzet van flexibiliteitsbronnen, op land maar ook op zee door het verbinden van elektriciteit en waterstof middels hybride verbindingen, draagt bij aan de integratie van wind op zee.

Bovenstaande analyses zijn uitgevoerd voor de situatie in 2040, maar in pVAWOZ wordt gekeken naar de uitrol van wind op zee gedurende de periode 2031-2040. Daarom hebben we vanuit de situatie in 2040 teruggekeken naar 2031. Daarnaast hebben we vooruitgekeken gekeken naar een klimaatneutraal eindbeeld in 2050. Dit geeft inzicht welke aanlandingen

nodig zijn na de zichtperiode van pVAWOZ en geeft daarmee inzicht of de aanlandingen tussen 2031 en 2040 in lijn liggen met het eindbeeld in 2050.

A.1 Transportroutes windenergie naar eindgebruikers

De elektriciteit die opgewekt wordt bij de windparken op zee moet getransporteerd worden naar de afnemers. Er zijn hiervoor verschillende transportroutes mogelijk. In deze stap hebben we een overzicht gemaakt van verschillende transportroutes en de afweging tussen deze routes. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen transport vanaf het windpark naar de kust en het transport vanaf de kust naar de eindgebruiker.

A.2 Scenario's

Om de onzekerheid in de ontwikkelingen tot 2040 op te vangen hebben we verschillende scenario's voor 2040 uitgewerkt. Dit geeft inzicht in de impact van bepaalde onzekerheden op de integratie van wind op zee in het energiesysteem. De scenario's van de tweede versie van I13050 zijn de basis voor de scenario's die we uitwerken voor 2040 (Netbeheer Nederland, 2023).

De aannames voor de ontwikkeling van vraag en aanbod van energie van de 2040 scenario's van I13050 zijn overgenomen, met uitzondering van de aannames voor wind op zee. De aannames van de I13050-scenario's rondom wind op zee komen namelijk niet overeen met de gestelde ambitie van 50 GW wind op zee in 2040. In alle scenario's gaan we uit van realisatie van 50 GW wind op zee in 2040. Er wordt een inschatting gemaakt van een energetische en economische efficiënte verhouding tussen elektrische aanlandingen en conversie op zee. (zie Bijlage A.4).

Niet alle mogelijke ontwikkelingen richting 2040 komen voldoende terug in de vier I13050-scenario's. Daarom zijn twee nieuwe scenario's uitgewerkt, als aanvulling op de I13050-scenario's. In totaal hebben we dus zes scenario's opgesteld. De twee nieuwe scenario's zijn:

1. **Decentrale Initiatieven met forse krimp energie-industrie.** In het scenario Regionale Initiatieven is reeds een krimp van de energie-intensieve industrie meegenomen, maar deze krimp is in onze ogen beperkt. Daarom is deze krimp in dit scenario nog verder opgerekt naar wat we als maximaal mogelijk achten zodat dit echt een uithoek van het speelveld is. Behalve de industriële vraag zijn alle andere vraagontwikkelingen gelijk aan scenario Decentrale Initiatieven van I13050.
2. **Nationaal Leiderschap met doorvoer stroom richting Duitsland en België.** Dit is het scenario waarbij extra elektrische aanlanding wordt gerealiseerd voor doorvoer richting Duitsland en België. De overige invulling van het scenario is gelijk aan het scenario Nationaal Leiderschap van I13050.

De opgestelde scenario's zullen worden gebruikt voor de analyses in Bijlage A.4 en Bijlage A.5. Al deze scenario's worden uitgewerkt voor 2040.

A.3 Rol flexibiliteit bij inpassing wind op zee

Richting 2040 zal flexibiliteit, zoals batterijen, elektrolyzers en interconnectie, noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Maar inzet van flexibiliteitsbronnen heeft ook impact op de aanlanding van wind op zee. Efficiënte inzet

van flexibiliteitsbronnen en het zo veel mogelijk direct gebruiken van windenergie op de aansluitlocatie, zorgt voor een reductie van de impact op de energie-infrastructuur op land. We hebben de belangrijkste bronnen van flexibiliteit die kunnen bijdragen aan de integratie van wind op zee in kaart gebracht. Voor elk van deze bronnen hebben we omschreven op welke manier deze kunnen bijdragen aan de integratie van wind op zee in het energiesysteem. Bij toepassing van systeemintegratie op zee en het realiseren van hybride aansluitingen (meer hierover in Paragraaf 2.1) wordt flexibiliteit geleverd door elektrolyzers op zee. Hier gaan we ook op in.

De impact van deze flexibiliteitsbronnen op de optimale benutting van windenergie en het verminderen van de impact op de energie-infrastructuur op land is in kaart gebracht bij de onderdelen *Benutting windenergie* (zie Bijlage A.4) en *Inpassing energiesysteem op land* (zie Bijlage A.5).

A.4 Benutting windenergie

Voor dit aspect is een energetisch en economisch efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof onderzocht, gegeven de ontwikkeling van de energievraag en productie andere energiebronnen.

De analyses in deze stap van het onderzoek hebben als doel om verdere onderbouwing te geven van het aantal verbindingen waar binnen pVAWOZ naar gezocht wordt voor de periode 2031-2040 (tien elektrisch, twee waterstof). Daarnaast geeft de analyse inzicht in de afwegingen rondom de verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof en de afhankelijkheid van ontwikkelingen van vraag en aanbod van overige energiebronnen (zoals wind op land en kernenergie).

Het bepalen van een maatschappelijk gunstige verhouding tussen elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen is een zeer complexe puzzel. Om toch een globale inschatting te maken van een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en directe omzetting naar waterstof te bepalen is een versimpelde economische afweging gemaakt op basis van de directe benutting van elektriciteit bij (extra) elektrische aanlanding enerzijds en de meerkosten voor elektrische aanlanding ten opzichte van waterstofaanlanding anderzijds. Om de analyse behapbaar en transparant te houden focussen we alleen op de belangrijkste economische en energetische aspecten en gaan we alleen uit van radiale aansluitingen. Wel geven we een kwalitatieve beschouwing op de mogelijke impact van hybride aansluitingen (verdere toelichting over deze concepten volgt in Paragraaf 2.1.2).

Op basis van deze verhouding rekenen we het energiesysteem door en maken we een inschatting hoe de 50 GW wind op zee in 2040 benut wordt, in elk van de scenario's. Een uitgebreide omschrijving van de methodiek en resultaten van dit onderdeel is te vinden in de bijgevoegde bijlage *Benutting Windenergie*.

A.5 Inpassing energiesysteem op land

Bij deze stap hebben we onderzocht hoe de elektrische aanlanding en waterstofaanlanding zo efficiënt mogelijk ingepast kan worden in het energiesysteem op land, zodat zo min mogelijk extra energie-infrastructuur op land noodzakelijk is. Hiervoor kijken we afzonderlijk naar de ontwikkelingen per regio en hebben we zowel voor elektriciteit als waterstof onderzocht hoeveel kan aanlanding bij elke aansluitlocatie mogelijk is voordat verzwaringen aan de achterliggende energie-infrastructuur op land noodzakelijk zijn.

Elektriciteit

Om een goede inschatting te maken van de impact van aanlanding van wind op zee op de hoogspanningsinfrastructuur is in principe een integrale doorrekening van de scenario's op uurbasis door TenneT noodzakelijk. Maar er is al veel informatie beschikbaar uit eerdere doorrekeningen die gedaan zijn in het Programma Energiehoofdstructuur (Pondera Consult & CE Delft, 2023), II3050 en de studie Systeemintegratie wind op zee 2030-2040 (Guidehouse & Berenschot, 2021) en doorrekeningen kosten veel tijd. Er is daarom gekozen om voor Fase A van het onderzoek voor systeemintegratie geen nieuwe doorrekening door TenneT te laten uitvoeren. In Fase B zullen naar verwachting wel doorrekeningen gedaan worden, onder meer om de meest recente inzichten mee te kunnen nemen.

In plaats van nieuwe doorrekeningen is per aansluitlocatie een inschatting gemaakt van de effecten van elektrische aanlanding op zee op basis van gegevens van de lokale elektriciteitsvraag en de productie van overige hernieuwbare bronnen (op uurbasis) en de afvoercapaciteit van het hoogspanningsnet. Met deze analyses is een inschatting gemaakt van de hoeveelheid windenergie die elektrisch kan aanlanden per aansluitlocatie voordat forse knelpunten ontstaan op het achterliggende hoogspanningsnet. Hierbij zijn we uitgegaan van realisatie van de plannen uit het investeringsplan IP2022 van TenneT (TenneT, 2022a). Naast de aansluitlocaties uit Tabel 2 hebben we ook gekeken naar de mogelijkheid voor realisatie van een DC-hub in Zuidwest-Nederland, voor elektrische aanlanding voor doorvoer richting België.

Deze analyse is uitgevoerd voor de situatie met én zonder inzet van flexibiliteitsbronnen, aangezien of deze bronnen op aansluitlocaties gerealiseerd worden en het nog onzeker is in hoeverre ze gaan bijdragen aan het verminderen van de lokale netbelasting²⁴.

Onzekerheden methodologie

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over deze 380 kV-verbindingen en de impact van (elektrische) aanlanding van wind op zee is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. In deze fase van het onderzoek zijn echter nog geen doorrekeningen uitgevoerd, aangezien het gaat om een eerste verkenning. Daarom is gekozen voor de beschreven alternatieve benadering.

Er zijn echter enkele relevante factoren voor de belasting op de 380 kV-verbindingen die bij de gekozen methodiek niet meegenomen worden:

- Impact dieper op het net. Met de gekozen methodiek kan alleen een inschatting gemaakt worden voor de afvoerende transportverbindingen in de directe omgeving van de aanlandclusters. Echter, aanlanding van wind op zee heeft ook impact dieper op het net, op de ring van het 380 kV-net. Er zit een onderlinge samenhang tussen aanlandingen in verschillende clusters. Op bepaalde punten van het hoogspanningsnet komen stromen vanuit verschillende clusters samen, dus de elektrische aanlanding in één cluster heeft impact op de hoeveelheid elektrische aanlanding die mogelijk is in een ander cluster. De impact dieper op het net kan alleen bepaald worden met een integrale doorrekening door TenneT.

²⁴ Het is wel al zeker dat flexibiliteitsbronnen op nationaal niveau noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Maar de impact op de lokale situatie is onzekerder.

- Transit-flows bij clusters. De belangrijkste beperking van de analyse is dat aangenomen is dat de meeste clusters op een uitloper van het 380 kV-net liggen en dat er geen doorvoer van elektriciteit is. Echter, in de praktijk zal dit alleen het geval zijn voor de kop van Noord-Holland en mogelijk Zeeland. In de andere gebieden zal in de praktijk ook doorvoer van elektriciteit plaatsvinden. Zo zal er bijvoorbeeld bij de Eemshaven naar verwachting doorvoer van elektriciteit zijn door import vanaf Duitsland bij Meeden. Het niet meenemen van de transit-flows heeft als implicatie dat de hoeveelheid (elektrische) aanlanding die mogelijk is per cluster overschat wordt.
- Effecten import/export elektriciteit. De impact van import en export van elektriciteit via DC-interconnectoren is meegenomen in de analyses. De impact van AC-interconnectoren niet, aangezien hiervoor een integrale doorrekening van TenneT met marktmodellering nodig is. Er zijn geen AC-interconnectoren bij de aanlandingslocaties, maar dit heeft wel impact op mogelijke transit-flows (zie voorgaand punt).
- Transportcapaciteit in periode van onderhoud. Het hoogspanningsnet moet bij normaal gebruik N-1 uitgelegd zijn. Echter, in periodes van onderhoud is ook N-1 redundantie noodzakelijk doordat in die periodes minder transportcapaciteit beschikbaar is. Om dit mee te nemen is een correctie uitgevoerd op de beschikbare transportcapaciteit per cluster (uitgegaan van N-1,5), maar deze aanname is een versimpeling van de werkelijke
- Relatie ENT en uitbreiding. In de analyse is aangenomen dat bij een ENT (Energy Not Transported) van meer van 0,5 TWh per jaar redispatch te duur wordt en nieuwe hoogspanningsverbindingen nodig zijn. Maar in de praktijk is dit projectafhankelijk en is het onzeker in hoe zich dit ontwikkelt richting de toekomst. Daarnaast moet er in de omgeving van de overbelaste verbinding ook voldoende regelbaar vermogen zijn om redispatch te kunnen toepassen en leidt redispatch in de praktijk vaak tot curtailment en mogelijk meer CO₂-uitstoot. Er is een gevoeligheidsanalyse gedaan (Paragraaf 6.1.5) voor een lagere grens om inzicht te geven in de effecten van deze onzekerheid.

Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380 kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van dit onderzoek, namelijk richting geven voor de ruimtelijke analyses. Het is de verwachting dat in Fase B wel een integrale doorrekening van TenneT uitgevoerd zal worden, om de effecten van (elektrische) aanlanding van wind op zee op de 380 kV-verbindingen beter in te schatten.

Waterstof

Op dit moment is er nog geen landelijk dekkende waterstofinfrastructuur. Dit zal in de periode tot 2030 gerealiseerd moeten worden. We nemen aan dat het Waterstofnetwerk Nederland tijdig op alle locaties voldoende capaciteit heeft om de geproduceerde waterstof te transporteren. Dit betekent dat dit hier naar verwachting weinig rekening mee gehouden hoeft te worden bij de keuze voor aansluitlocaties (Pondera Consult & CE Delft, 2023). Voor nu nemen we dit niet mee, maar in Fase B gaan we hier nog dieper op in.

Wel zijn er aanvoerleidingen vanaf de aansluitlocaties richting het landelijke waterstofnet noodzakelijk. Op dit moment is het nog onduidelijk in hoeverre bestaande aardgasleidingen voldoende capaciteit hebben om als aanvoerleiding richting het landelijke waterstofnet en of deze op tijd beschikbaar komen. Deze zaken worden de komende periode verder onderzocht door Gasunie. Daarom wordt voor nu een kwalitatieve beschouwing gegeven van de afwegingen per aansluitlocatie.

A.6 Terugkijken naar 2031 en vooruitkijken naar 2050

De bovenstaande analyses worden uitgevoerd voor de situatie in 2040. Maar voor pVAWOZ is het ook noodzakelijk om te weten wanneer bepaalde verbindingen gerealiseerd kunnen worden in de periode 2031-2040. Om hiervan een inschatting van te maken is een analyse gedaan naar de ontwikkeling van de vraag van energie, per energiedrager en per regio voor aanlanding, tussen 2031 en 2040. Hierbij is specifiek gekeken naar plannen voor de



verduurzaming van de industrie, bijvoorbeeld met maatwerkafspraken, in de CES'sen en het Nationaal Plan Verduurzaming Industrie.

Daarnaast is een doorkijk naar een klimaatneutraal eindbeeld in 2050 gedaan. Het is namelijk belangrijk dat de ontwikkelingen van wind op zee tussen 2031 en 2040 in lijn liggen met het eindbeeld in 2050.

A.7 Integratie elektriciteit en waterstof

In de toekomst wordt integratie tussen het elektriciteitssysteem en het nog te realiseren waterstofsysteem in toenemende mate van belang. Deze systemen zullen naar verwachting gekoppeld zijn, enerzijds door productie van waterstof met elektriciteit door elektrolyzers (bij overschotten van elektriciteitsproductie uit zon en wind) en anderzijds door productie van elektriciteit met waterstof door waterstofcentrales (bij een hogere vraag dan productie uit zon en wind). Daarom is in het onderzoek expliciet aandacht besteed aan de integratie van elektriciteit en waterstof.

Dit wordt geen aparte stap in het onderzoek, maar de wisselwerking tussen elektriciteit en waterstof is in elk van de voorgaande stappen meegenomen. Bij de analyses voor de inpassing van wind op zee met het energiesysteem op land zijn de waterstof- en elektriciteitsinfrastructuur integraal beschouwd.

B Scenario Krimp industrie





Systemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040

Bijlage Scenario Krimp Industrie



Committed to the Environment

Stysteemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040

Bijlage Scenario Krimp Industrie

Dit rapport is geschreven door:
Joeri Vendrik, Heleen Groenewegen

Delft, CE Delft, februari 2024

Publicatienummer: 24.220488.026b

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Joeri Vendrik (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

1	Inleiding	3
2	Motivatie scenario Krimp Industrie	4
3	Het scenario Decentrale Initiatieven van II3050	5
	3.1 Industrie in Decentrale Initiatieven	5
4	Verkenning van een fossielvrije industrie in 2037	7
	4.1 Bevindingen studie	7
	4.2 Energievraag per subsector in 2040	8
5	Invulling scenario Krimp Industrie	10
	5.1 Energievraag industrie	10
	5.2 Opstellen compleet scenario	12
	5.3 Doorkijk naar 2050	12
6	Referenties	13



1 Inleiding

In deze bijlage worden de aannames voor het scenario Krimp Industrie voor Fase A van de analyses systeemintegratie van pVAWOZ 2031-2040 toegelicht. Allereerst volgt een motivatie voor het meenemen van dit scenario in de analyses voor systeemintegratie. Vervolgens wordt een omschrijving gegeven van het scenario. De invulling van het scenario is gebaseerd op twee scenario's, het scenario Decentrale Initiatieven van I13050 (Netbeheer Nederland, 2023) en het scenario uit de Verkenning van een fossielvrije industrie in 2037 (CE Delft, 2023). Deze studies worden toegelicht, waarna een omschrijving voor het scenario Krimp Industrie voor Fase A systeemintegratie pVAWOZ 2031-2040 volgt.



2 Motivatie scenario Krimp Industrie

Welke industrie in de toekomst naar Nederland komt en/of in Nederland blijft, heeft een grote impact op de benodigde hoeveelheid duurzame opwek, flexibiliteitsmiddelen en infrastructuur en dus de wijze waarop we het klimaat neutrale energiesysteem tot aan 2050 vorm moeten geven. Voor het scenario Krimp Industrie gaan we uit van een extreem scenario voor de Nederlandse industrie. Het doel van dit scenario is dus niet om het meest waarschijnlijke toekomstbeeld te schetsen, maar een potentieel hoekpunt van de ontwikkeling van het energiesysteem.

De concurrentiepositie voor de Nederlandse industrie verandert wezenlijk door de transitie naar fossielvrij. In een wereld waarin alles hernieuwbaar is, is elektriciteit en waterstof in Nederland kostbaar ten opzichte van landen met meer zon- en/of winduren. Daarmee zal er in Nederland vooral plek zijn voor industrieën die veel toegevoegde waarde leveren aan de economie per gebruikte eenheid energie, terwijl energie-intensieve industrieën moeilijker hun toekomst kunnen veiligstellen. In het scenario Krimp Industrie wordt er daarom vanuit gegaan dat zeer energie-intensieve processen voor een deel verplaatsen naar regio's waar duurzame energie goedkoper is.

3 Het scenario Decentrale Initiatieven van II3050

In het scenario Decentrale Initiatieven van II3050 streeft Nederland naar regionale actie door de particuliere businesscase van klimaat neutrale technieken te ondersteunen. Burgers en lokale gemeenschappen hebben een hoge mate van autonomie en maken eigen keuzes binnen de opgave. Via diverse prikkels worden duurzame keuzes van consumenten en bedrijven ondersteund. Lokale overheden doen dit bijvoorbeeld met kennis en financiële stimulansen. Er ontstaat een groot aantal lokale initiatieven van vooruitstrevende burgercollectieven en bedrijven. Hierdoor worden lokale bronnen optimaal benut. Zonne- en windenergie op land zullen stevig groeien.

3.1 Industrie in Decentrale Initiatieven

De industrie transformeert naar meer gebruik van biobased en circulaire grondstoffen. Doordat duurzame energie vooral als variabel aanbod op grote schaal beschikbaar is, de acceptatie van CCS beperkt is en er verder beperkt sturing op de ontwikkeling van de industrie is, verdwijnt een beperkt deel van de energie-intensieve basisindustrie uit Nederland. Duurzame energie is ruim beschikbaar maar niet in een goedkope basislast, mede waardoor de energie-intensieve industrie gedeeltelijk uit Nederland wegtrekt, naast dat de overheid in dit wereldbeeld weinig gerichte sturing geeft om de basisindustrie specifiek hier te behouden.

De industriebedrijven die in Nederland blijven zullen elektrificeren in dit scenario. Daardoor stijgt de elektriciteitsvraag van de industrie alsnog fors in dit scenario, van 41 TWh in 2019 naar een ruime verdubbeling van bijna 93 TWh elektriciteitsvraag van de hele industrie in 2050. Naast sterke elektrificatie wordt er ook waterstof gebruikt in de industrie (47 TWh). Ter vergelijking, het scenario Nationaal Leiderschap, waarin uitgegaan wordt van nagenoeg geen krimp van de industrie, voorziet in 2050 een elektriciteitsverbruik van 140 TWh en een waterstofverbruik van 113 TWh. Alhoewel het scenario Decentrale Initiatieven dus een krimp voorspelt, is deze nog relatief beperkt. Dit aangezien in 2050 de meeste sectoren nog wel actief zullen zijn in Nederland, op de raffinage en chemie na.

3.1.1 Energievraag per sector in 2040

Tabel 1 geeft per sector aan hoe deze sector zich heeft ontwikkelt in 2040. Tabel 2 geeft vervolgens de totale elektriciteits- en waterstofvraag per sector voor 2040 weer. Onder 'overig' vallen uiteenlopende subsectoren: gaswinning, aluminium, overige metalen (o.a. de secundaire staalproductie, de productie van zink via elektrolyse of (ijzer)gieterij), bouw(materialen), machinerie, niet-metallische mineralen (glas, keramiek en asfalt), textiel, transportmiddelen en houtbewerking. Voor gaswinning is aangenomen dat deze sector krimpt en in 2050 niet meer bestaat. De overige sectoren zullen elektrificeren.



Tabel 1 - Aannames voor de industrie in 2040 op basis van scenario Decentrale Initiatieven.

Sector	Aannames voor 2040
Staal	Alle hoogovens zijn omgebouwd, DRI voornamelijk op methaan en aanvullend waterstof.
Chemie	Krimp van stoomkrakers, grotendeels elektrificatie.
Raffinage	Lichte krimp van raffinagesector en in 2050 zal er een sterke krimp zijn en is er geen productie van synfuels.
Kunstmest	Lichte krimp, weinig ammoniakimport, waterstofproductie nog met aardgas.
Voedsel	Substitutie van aardgas voor elektriciteit, 1,4% toename efficiëntie per jaar door warmtepomp, afbouw hybride warmte.
Papier	Substitutie van aardgas voor elektriciteit, 1,8% toename efficiëntie per jaar door warmtepomp, afbouw hybride warmte.
Datacenters	Een dynamische groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie en dalende stroomprijzen zorgen ervoor dat het aantrekkelijk blijft om ICT- en datacenterdiensten in Nederland te vestigen.
Overig	Algemeen: krimp energieverbruik door afname gaswinning, verregaande elektrificatie, aanvullend aardgas en waterstof. Het aandeel gerecycled aluminium is groter dan primaire productie, verregaande elektrificatie, aanvullend aardgas en waterstof.

Tabel 2 - Verwachte elektriciteits- en waterstofvraag in 2040 uitgesplitst per sector, scenario Decentrale Initiatieven

Sector	Electriciteitsvraag (TWh)	Waterstofvraag (TWh)
Staal	5,9	5,8
Chemie	33,1	11,4
Raffinage	3,0	20,1
Kunstmest	2,8	14,8
Voedsel	9,6	0,0
Papier	2,5	0,0
Datacenters	13,2	0,0
Overig	23,6	0,9
Totaal	93,5	52,9

4 Verkenning van een fossielvrije industrie in 2037

De Verkenning van een fossielvrije industrie in 2037, die CE Delft opgesteld heeft in opdracht van Natuur & Milieu, stelt een toekomstbeeld op van een fossielvrije Nederlandse industrie in 2037 (CE Delft, 2023). Dit toekomstbeeld heeft als doel inzicht te geven in welke industrie kansrijk is in Nederland binnen een fossielvrije wereld, en welke aanpassingen daarvoor nodig zijn. De studie is nadrukkelijk een visiedocument, een verkenning van de transitie naar fossielvrij voor de energie-intensieve industrie in Nederland. De verkenning gaat niet in op de maatschappelijk consequenties van de veranderingen.

4.1 Bevindingen studie

Het onderzoek laat zien dat een fossielvrije industrie in Nederland met bepaalde aanpassingen mogelijk is. De focus verschuift van basisindustrie naar nieuwe industrie en hoogwaardige productie. Nederland beschikt over hoogwaardige kennis en infrastructuur, een gunstige ligging en institutionele en staatsrechtelijke stabiliteit. De industriële processen die kansrijk zijn in Nederland zijn volgens deze studie gericht op energiebesparing, circulariteit en directe elektrificatie. Er is gekeken naar de economische toegevoegde waarde per energie en grondstoffenverbruik.

De toegevoegde waarde is laag indien industrieën relatief veel energie- en grondstoffen gebruiken, terwijl de bijdrage aan de economie beperkt is ten opzichte van dit gebruik. Een deel van bestaande processen in Nederland zijn daardoor minder kansrijk, omdat deze processen waarschijnlijk elders economisch gunstiger zijn door lokale goedkopere grondstoffen en energie (biomassa, elektriciteit en waterstof).

De nieuwe industrie waarvoor in de verkenning kansen naar voren komen zijn:

- **industrie voor levensduurverlenging** (bijvoorbeeld reparatie- en service-industrie);
- **recycling industrie**; waaronder **mechanische en hoogwaardige chemische recycling van kunststoffen**;
- **voedingsmiddelenindustrie**; bijvoorbeeld de verwerking van plantaardig voedsel;
- **maakindustrie** (bijvoorbeeld machinebouw, toeleverancier auto-industrie, fabrieken voor zonnepanelen en batterijen);
- **biobased producten en -brandstoffen** (in beperkte mate).

Een groot deel van de industrie zal in Nederland kunnen blijven bestaan in haar huidige vorm, mits de productie-installaties worden omgebouwd zodat het proces fossielvrij wordt. Dit geldt voor de volgende sectoren:

- **Groene waterstofproductie** (naast beperkte import).
- **Verwerking van energie-intensieve halffabricaten naar eindproducten.**
- Elektrificatie van **sectoren die relatief weinig energie-intensief zijn**. Voorbeelden zijn de papier- en voedselindustrie, of midden-klein-bedrijven zoals bijvoorbeeld drukkerijen, metaalbedrijven of producenten van plastic.

- Elektrificatie van **sectoren die wél energie-intensief zijn, maar hoge transportkosten hebben**. Voorbeelden zijn de keramische industrie (bakstenen, straatstenen, stoeptegels) en de glasindustrie (verpakkingen).

De productie van bepaalde halffabricaten, zoals bijvoorbeeld ruwijzer en aluminium kan (gemiddeld over een jaar) te duur worden in Nederland. Het is dan economisch voordeliger om halffabricaten te importeren. De minder energie-intensieve verwerking van half-fabricaat tot eindproduct kan wel competitief blijven in Noordwest-Europa. Het gaat om de volgende producten: **aluminium en zink; ruwijzer; ammoniak en methanol; synthetische brandstoffen en polymeren**.

Voor de **fossiele organische basischemie** veranderen de grondstoffen en processen zo, dat een groot deel van de productie naar verwachting naar het buitenland verplaatst. Nederland zal wel eigen secundaire grondstoffen en duurzame biomassa gebruiken voor de productie van hoogwaardige (biobased) materialen en daarnaast hernieuwbare grondstoffen importeren.

Fossiele raffinage verdwijnt naar verwachting uit Nederland omdat de huidige installaties niet geschikt zijn om de nieuwe biobased producten te produceren. De fossiele raffinage zal naar verwachting gedeeltelijk vervangen worden door bioraffinage (op beperkte schaal) en import van biobrandstoffen en synthetische brandstoffen.

4.2 Energievraag per subsector in 2040

De studie schetst een scenario voor de toekomst van verschillende industriële sectoren richting 2037, passend bij een fossielvrije en markt gestuurde industriële sector in Nederland. Het gaat hier om sectoren die voornamelijk een elektriciteitsvraag hebben en niet zo zeer een sterke waterstofvraag. Dit aangezien waterstof elders goedkoper geproduceerd kan worden.

Het onderzoek naar een fossielvrije industrie kwantificeert niet hoe het energiegebruik van de verschillende sectoren er in de toekomst uitziet. Voor dit scenario zijn daarom aannames gemaakt in overeenstemming met de auteurs van het rapport. Deze aannames zijn te vinden in Hoofdstuk 4.

De sectoren die behouden blijven in Nederland, zullen een gelijkblijvende energiebehoefte houden, al zal de energievraag ingevuld worden met andere energiedragers (met name elektriciteit). De sectoren die (deels) vertrekken zullen een krimp van de energievraag hebben. Tabel 3 geeft per sector de beoogde ontwikkeling op basis van de studie Verkenning van een fossielvrije industrie. Naast de bestaande sectoren zullen ook nieuwe sectoren ontstaan.

Tabel 3 - Huidige (2019) en toekomstige (2040) energiebehoefte van verschillende industriële sectoren. Het gaat hier om de vraag naar energie en niet om de grondstoffenvraag

Sector	Ontwikkeling sector richting 2037
Staal	Forse krimp en uitsluitend nog bewerking van staal & recycling.
Organische basischemie	Huidige industrie verdwijnt nagenoeg vanwege goedkope grondstoffen elders. Er ontstaat op kleine schaal productie van bioplastics.
Raffinage	Huidige industrie verdwijnt nagenoeg. Er ontstaat op kleine schaal productie van hernieuwbare brandstoffen.

Sector	Ontwikkeling sector richting 2037
Industriële gassen	Productie van luchtgassen (zuurstof, stikstof en argon) en koolmonoxide krimpt met de basischemie en raffinage mee.
Kunstmest	Forse krimp en alleen nog omzetting van ammoniak in kunstmest.
Voedsel	Substitutie naar elektrische voedingsmiddelenindustrie.
Papier	Substitutie naar elektrische papierindustrie.
Non-ferro metalen	Forse krimp en uitsluitend nog bewerking aluminium & recycling.
Keramische industrie	Substitutie naar elektrisch steenfabrieken.
Glasindustrie	Substitutie naar elektrische glasfabrieken.
Sector	Ontwikkeling sector richting 2037.

5 Invulling scenario Krimp Industrie

5.1 Energievraag industrie

Het is de verwachting dat deze industriële sectoren in 2040 nog deels actief zijn, aangezien nog niet alle bestaande installaties tegen die tijd afgeschakeld zijn. Daarnaast zal een deel van de processen in deze sectoren, met name de hoogwaardige processen, in Nederland blijven.

Het scenario Krimp Industrie voor de systeemintegratie van pVAWOZ is een extreem scenario voor krimp van de industrie in Nederland, gebaseerd op marktwerking en de beschikbaarheid van goedkope grondstoffen elders. Een groot deel van de industrie in Nederland is oorspronkelijk gevestigd vanwege de beschikbaarheid van goedkoop gas. Met de transitie naar een klimaat neutrale industrie in 2050 gaat dit argument niet meer op, wat voor verschuivingen in de industrie zorgt. Processen die niet kansrijk in Nederland worden geacht, omdat ze elders economisch gunstiger zijn vanwege lokale goedkopere grondstoffen zoals elektriciteit, waterstof en biomassa, zullen in dit scenario deels verdwijnen. De focus in Nederland verschuift hiermee van basisindustrie naar (nieuwe) industrieën op het gebied van circulariteit en hoogwaardige productie. De sectoren die in Nederland blijven focussen zich op energiebesparing en volledige elektrificatie.

Het scenario Krimp Industrie is een combinatie van de inzichten uit Verkenning van een fossielvrije industrie in 2037 en het scenario Decentrale Initiatieven uit I13050. Het scenario Krimp Industrie is een aanpassing op het originele scenario Decentrale Initiatieven van I13050, waarbij de elektriciteits- en waterstofvraag van de industrie aangepast wordt. Voor deze aanpassing baseren wij ons op de krimp en groei aannames van Verkenning van een fossielvrije industrie in 2037. Het is onze verwachting dat de industrie in 2040 nog niet volledig ontwikkeld is richting een fossielvrije industrie. Daarnaast zullen hoogwaardigere en minder energie-intensieve processen ook bij een forse krimp van de industrie in Nederland blijven. Daarom hanteren wij voor het Krimp Industrie scenario een krimpfactor van 25% ten opzichten van een verduurzaamde industrie, voor de sectoren die nagenoeg verdwijnen volgens Verkenning van een fossielvrije industrie in 2037. De verwachting vanuit het scenario Krimp Industrie is vervolgens wel dat richting 2050 deze sectoren alsnog nagenoeg verdwenen zijn, uitgaande van een volledig markt gestuurde industrie in Nederland. Met uitzondering van hoogwaardige processen en verwerking van halffabricaten tot eindproducten. De verdere invulling van het scenario Krimp Industrie is volledig identiek aan het scenario Decentrale Initiatieven uit I13050.

Voor de inschatting van de elektriciteits- en waterstofvraag van de industrie in dit scenario is gebruik gemaakt van de cijfers van de I13050-scenario's. In deze scenario's is het effect van verduurzaming van de industrie op de energie- en waterstofvraag van verschillende sectoren al meegenomen. Daardoor hoeft alleen een correctie uitgevoerd te worden voor een krimp van de omvang van de industrie. De krimpfactor van verschillende sectoren, zoals gegeven in Tabel 4, zijn toegepast op de cijfers van de energie- en waterstofvraag van de industriële sectoren van het scenario Decentrale Initiatieven. Indien er in het scenario Decentrale Initiatieven al een krimp van de omvang van de sectoren aangenomen is maken we gebruik van de cijfers van het scenario Nationaal Leiderschap, die geen krimp van de industrie heeft en waarin de energievraag van de industrie ook voornamelijk elektrificeert. Dit om te voorkomen dat de krimp van de industrie dubbel meegenomen wordt.



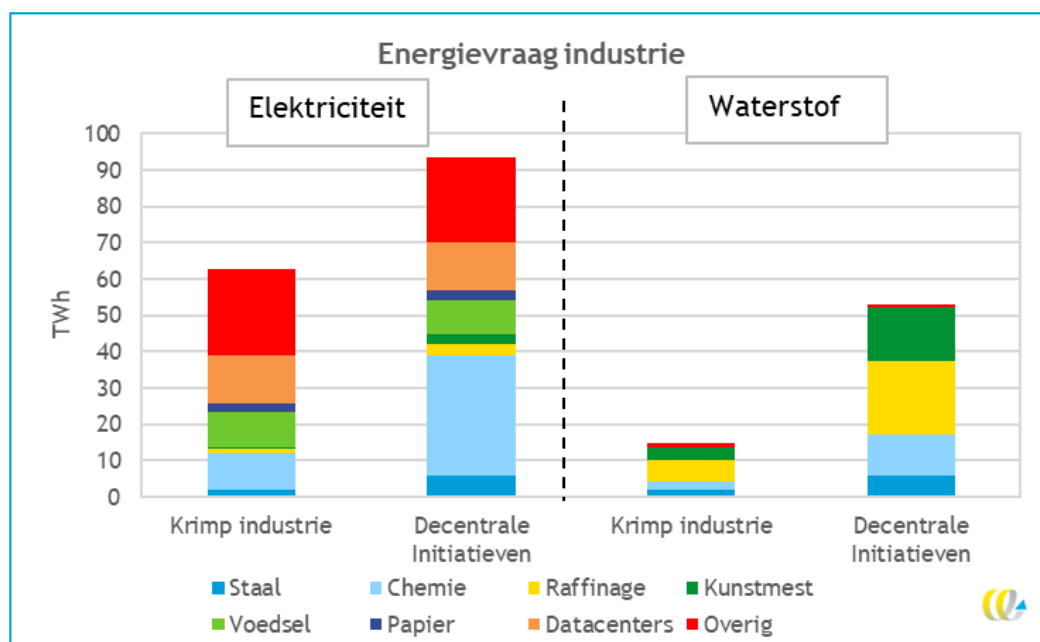
De elektriciteits- en waterstofvraag van de industrie voor 2040 voor het scenario Krimp Industrie zijn weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4 - Verwachte elektriciteits- en waterstofvraag in 2040 uitgesplitst per sector

Sector	Elektriciteitsvraag (TWh)	Waterstofvraag (TWh)	Verkleiningsfactor t.o.v. II3050
Staal	1,8	1,7	0,25
Chemie	10,3	2,6	0,25
Raffinage	1,0	5,7	0,25
Kunstmest	0,7	3,7	0,25
Voedsel	9,6	0,0	1
Papier	2,5	0,0	1
Datacenters	13,2	0,0	1
Overig	23,6	0,9	1
Totaal	62,6	14,6	

De elektriciteitsvraag daalt met ruim 30% ten opzichte van het oorspronkelijke scenario Decentrale Initiatieven (zie Figuur 1) van 93,5 TWh naar 62,6 TWh. De waterstofvraag van de industrie daalt met ruim 70% ten opzichte van het oorspronkelijke scenario.

Figuur 1 - Vergelijking energievraag industrie scenario Krimp Industrie met origineel scenario Decentrale Initiatieven



5.2 Opstellen compleet scenario

Een kleinere energievraag van de industrie heeft ook impact op de rest van het energie-scenario, bijvoorbeeld op de inzet van flexibiliteit. Om een scenario op te stellen dat in balans is hebben we een nieuw ETM-scenario gemaakt. Hierbij is naast de wijziging van de vraag van de industrie ook de verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding van wind op zee ingeschat voor het nieuwe scenario (zie bijlage *Benutting windenergie*) en is een nieuwe inschatting gemaakt van de inzet van flexibiliteit.

5.3 Doorkijk naar 2050

Het bovenstaande scenario is opgesteld voor het jaar 2040. De industrie zal dan nog niet volledig verduurzaamd zijn en verdere elektrificatie zal nog plaatsvinden. Dit zorgt voor een toename van de elektriciteits- en waterstofvraag. Daartegenover staat de verdere krimp van de energie-intensieve sectoren richting 2050 in dit scenario.

6 Referenties

CE Delft, 2023. *Verkenning van een fossielvrij industrie*, Delft.

Netbeheer Nederland, 2023. *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*, Den Haag: Netbeheer Nederland.



C Scenario Doorvoer naar buitenland





Systemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040

Bijlage Scenario Doorvoer naar
Buitenland



Stysteemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040

Bijlage Scenario Doorvoer naar Buitenland

Dit rapport is geschreven door:
Joeri Vendrik, Heleen Groenewegen

Delft, CE Delft, februari 2024

Publicatienummer: 24.220488.026c

Oprachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Joeri Vendrik (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

1	Inleiding	3
2	Motivatie scenario	4
3	Ontwikkeling vraag en aanbod in buurlanden	6
	3.1 België	6
	3.2 Duitsland	7
	3.3 Inschatting tekorten	9
4	Invulling scenario Doorvoer naar Buitenland	11
5	Referenties	12



1 Inleiding

In deze bijlage worden de aannames voor het scenario *Doorvoer naar buitenland* voor Fase A van de analyses systeemintegratie van pVAWOZ 2031-2040 toegelicht. Allereerst volgt een motivatie voor het meenemen van dit scenario in de analyses voor systeemintegratie. Vervolgens wordt een omschrijving gegeven van het scenario. De invulling van het scenario is gebaseerd op het onderzoek Target Grid van TenneT (TenneT, 2023).



2 Motivatie scenario

In 2050 moet 70 GW aan windparken op zee gerealiseerd zijn op de Noordzee. TenneT voorziet in de recente studie Target Grid dat hiervan 38 GW als elektriciteit zal aanlanden om aan de Nederlandse elektriciteitsvraag te voldoen (TenneT, 2023). Het resterende deel van de energie van de windparken op zee kan gebruikt worden voor productie van waterstof, maar het is ook mogelijk om een deel te gebruiken voor doorvoer van elektriciteit richting het buitenland.

Bij direct gebruik van elektriciteit vinden minder energieverliezen plaats in vergelijking met het (met conversieverliezen) omzetten van elektriciteit in waterstof. Duitsland en België hebben, ten opzichte van hun energievraag, relatief minder potentie voor hernieuwbare elektriciteitsproductie dan Nederland. Daarnaast hebben ze ook een grote industriële sector die zal elektrificeren. Door doorvoer van elektriciteit naar deze landen kan naar verwachting op sommige momenten voorkomen worden dat deze landen voor hun eigen energievoorziening waterstofcentrales moeten inzetten om van waterstof elektriciteit te maken (met aanzienlijke conversieverliezen), terwijl we op hetzelfde moment in Nederland waterstof maken van elektriciteit (ook met aanzienlijke conversieverliezen).

In het scenario *Doorvoer naar Buitenland* wordt daarom gekeken naar de doorvoer van een deel van de Nederlandse elektriciteitsproductie van wind op zee naar België en Duitsland. Om te bepalen of doorvoer van elektriciteit een goed idee is moet niet alleen naar de energieverliezen gekeken worden, maar is een integrale afweging nodig. In dit onderzoek gaan we niet in op deze afweging, we onderzoeken alleen de effecten op de aanlanding van wind op zee.

In de verschillende scenario's van I13050 wordt al rekening gehouden met doorvoer van elektriciteit naar het buitenland als deel van flexibiliteit. Het vergroten van de interconnectiecapaciteit tussen landen geeft de mogelijkheid om op elkaar terug te vallen bij tekorten en overschotten. Naarmate productiemiddelen en vraagprofielen tussen landen sterker van elkaar verschillen, is er een grotere flexibiliteitspotentie. In de scenario's worden tot en met 2050 de interconnectoren sterk uitgebreid naar 18-28 GW en voor een groot deel van het jaar gebruikt voor import en export van elektriciteit. In elk van de scenario's vindt import en export plaats van elektriciteit voor de balancerings van vraag en aanbod. Maar de aanlanding van wind op zee, en de verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding, wordt geoptimaliseerd voor binnenlands gebruik.

Voor het scenario *Doorvoer naar buitenland* kijken we specifiek naar de optie waarbij extra windenergie van de Noordzee als elektriciteit naar land wordt gebracht, specifiek voor export naar België en Duitsland. Het aan land brengen van extra elektriciteit heeft ook voor Nederland zelf voordelen, aangezien een deel van de aan land gebrachte stroom dan in Nederland gebruikt kan worden voor invulling van de elektriciteitsvraag en daardoor ook hier minder inzet van waterstofcentrales noodzakelijk is.

Voor dit scenario kijken we alleen naar doorvoer van elektriciteit voor directe inzet van elektriciteit in België en Duitsland. We nemen geen export van elektriciteit naar Duitsland en België voor productie van moleculen in die landen mee, aangezien het doel van dit scenario is om zoveel mogelijk opgewekte stroom direct te gebruiken als elektriciteit. Doorvoer van elektriciteit naar België en Duitsland met het doel om deze elektriciteit daar vervolgens om te zetten in moleculen ligt daarnaast ook niet voor de hand. In het geval van



omzetting naar moleculen is het logischer om de elektriciteit in Nederland om te zetten in moleculen en de energie in de vorm van moleculen door te voeren naar Duitsland en België.

Om na te gaan of er daadwerkelijk vraag is vanuit het buitenland naar doorvoer, wordt in Hoofdstuk 2 in kaart gebracht wat de toekomstige elektriciteitsvraag en -opwek naar verwachting zullen zijn in België en Duitsland. Hierbij is niet alleen de totale jaarlijkse omvang van vraag en opwek van belang, maar ook de tijdsfactor.

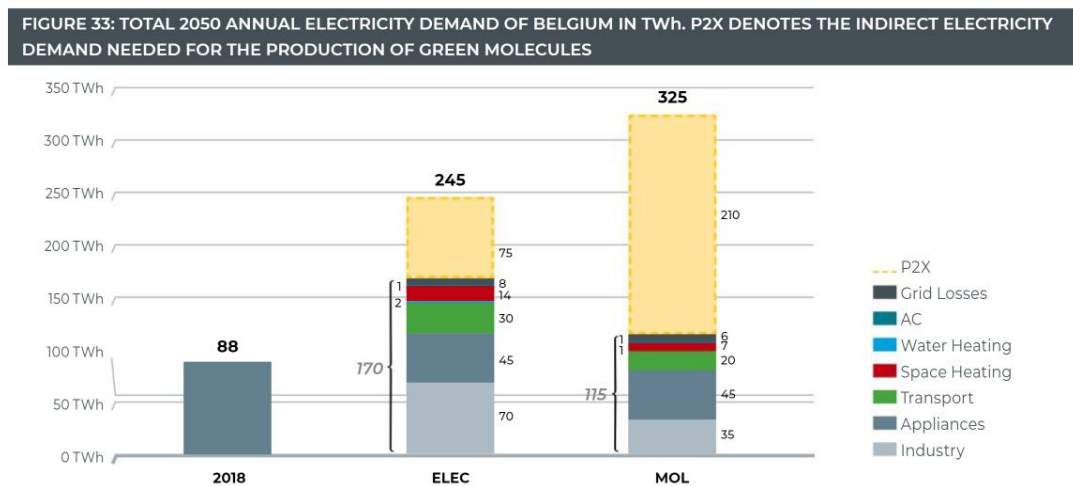
3 Ontwikkeling vraag en aanbod in buurlanden

3.1 België

3.1.1 Ontwikkeling elektriciteitsvraag

De jaarlijks elektriciteitsvraag van België in 2050 wordt door Elia geschat op 170 TWh, zie Figuur 1. Dit is louter elektriciteit voor de vraag naar elektriciteit en dus niet elektriciteit voor de productie van duurzame moleculen (Elia Group, 2021).

Figuur 1 - Elektriciteitsvraag België 2050

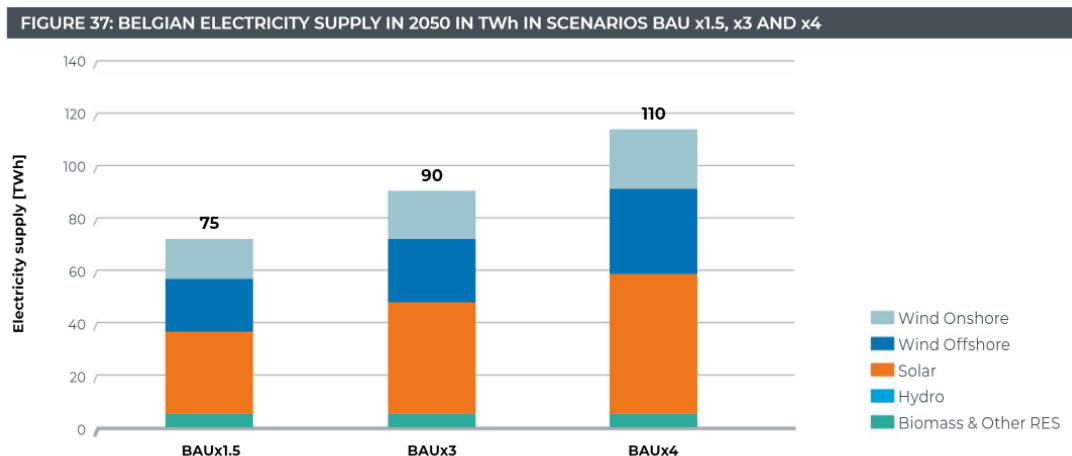


Bron: (Elia Group, 2021).

3.1.2 Ontwikkeling hernieuwbare opwek

De *Roadmap to net zero* van Elia veronderstelt drie scenario's voor de uitrol van duurzame energie. De scenario's weerspiegelen een versnelling van de business as usual rate (BAU) van wind- en zonne-energie met respectievelijk 50% (BAUx1.5), 200% (BAUx3) en met 300% (BAUx4) voor elk jaar tot 2050. De business as usual is gebaseerd op de gemiddelde jaarlijkse uitbreiding van Europese duurzame energie gedurende de laatste vijf jaar. De scenario's vertegenwoordigen niet de technische potentieel, maar nemen praktische beperkingen mee en houden rekening met bijbehorende uitdagingen. De scenario's voorspellen respectievelijk een aanbod van elektriciteit van 75, 90 en 110 TWh in België in 2050, zie ook Figuur 2 (Elia Group, 2021).

Figuur 2 - Aanbod van elektriciteit in België in 2050 voor drie scenario's



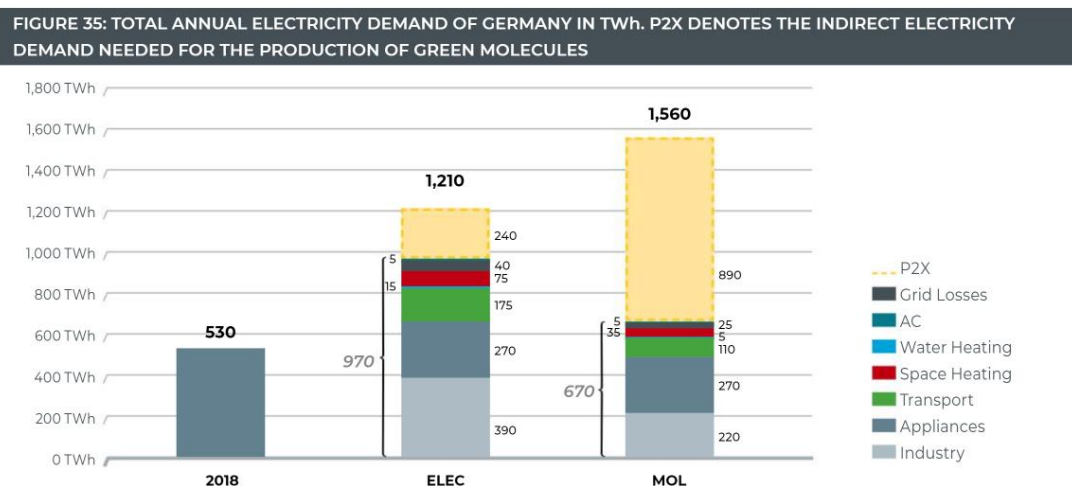
Bron: (Elia Group, 2021).

3.2 Duitsland

3.2.1 Ontwikkeling elektriciteitsvraag

De jaarlijks elektriciteitsvraag van Duitsland in 2050 wordt door Elia geschat op 970 TWh, zie Figuur 3. Dit is louter elektriciteit voor de vraag naar elektriciteit en dus niet elektriciteit voor de productie van duurzame moleculen (Elia Group, 2021).

Figuur 3 - Elektriciteitsvraag Duitsland 2050



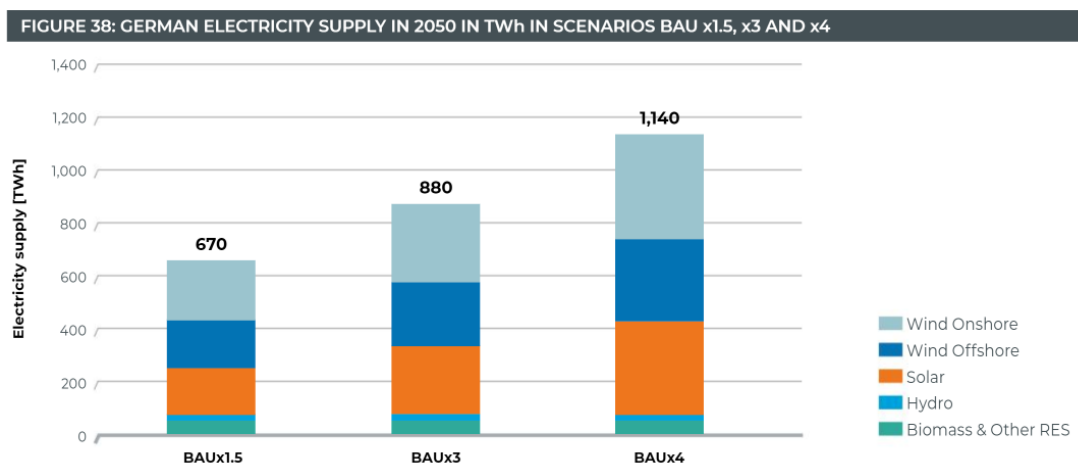
Bron: (Elia Group, 2021).

3.2.2 Ontwikkeling hernieuwbare opwek

De *Roadmap to net zero* van Elia veronderstelt drie scenario's voor de uitrol van duurzame energie. De scenario's weerspiegelen een versnelling van de business as usual rate (BAU) van wind- en zonne-energie met respectievelijk 50% (BAUx1.5), 200% (BAUx3) en met 300%

(BAUx4) voor elk jaar tot 2050. De business as usual is gebaseerd op de gemiddelde jaarlijkse uitbreiding van Europese duurzame energie gedurende de laatste vijf jaar. De scenario's vertegenwoordigen niet de technische potentieel, maar nemen praktische beperkingen mee en houden rekening met bijbehorende uitdagingen. De scenario's voorspellen respectievelijk een aanbod van elektriciteit van 670, 880 en 1.140 TWh in Duitsland in 2050, zie ook Figuur 4 (Elia Group, 2021).

Figuur 4 - Aanbod van elektriciteit in Duitsland in 2050 voor drie scenario's



Bron: (Elia Group, 2021).

3.2.3 Ontwikkelingen Noordrijn-Westfalen

Toepassing van elektriciteit van Nederlandse windparken op de Noordzee in Duitsland is met name kansrijk voor de regio Noordrijn-Westfalen. Noordrijn-Westfalen bevat het Ruhrgebied en is daarmee een van de meest geïndustrialiseerde regio's in Europa. Daardoor hebben ze een forse elektriciteitsvraag en deze elektriciteitsvraag zal door elektrificatie in de industrie alleen maar verder toenemen. Daarnaast grenst Noordrijn-Westfalen direct aan Nederland (vanaf Zuid-Limburg tot Twente).

Momenteel wordt de elektriciteitsvraag van deze industrie voornamelijk ingevuld met elektriciteitscentrales die draaien op bruinkool en steenkool. Deze kolencentrales moeten uiterlijk in 2038 gesloten zijn. Daarom zijn nieuwe, hernieuwbare, elektriciteitsbronnen nodig. De potentie voor hernieuwbare elektriciteitsbronnen is echter beperkt in deze regio. Er kan wat zon-pv en wind op land komen en er wordt voorzien dat een deel van de offshore wind van Duitsland hier aanlandt, maar dit is ruim onvoldoende om aan de totale elektriciteitsvraag te voorzien.

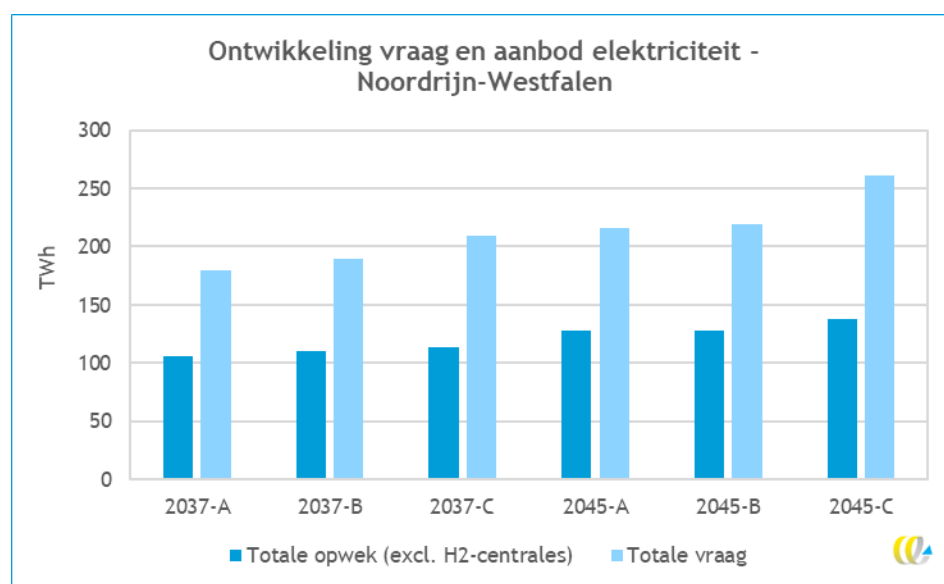
Het tekort aan stroom in Noordrijn-Westfalen kan aangevoerd worden vanuit andere regio's in Duitsland, bijvoorbeeld vanuit het noorden waar forse overschotten van elektriciteit zijn. Maar het is maar de vraag of er in andere regio's in Duitsland voldoende hernieuwbare energiebronnen zijn om ook in de elektriciteitsvraag van Noordrijn-Westfalen te voorzien, zoals geïllustreerd is in de vorige paragrafen¹. Daarnaast ontstaan er nu al forse congestieproblemen in Duitsland door het transport vanaf het noorden van Duitsland met forse hernieuwbare opwek naar het zuiden, waar het grootste deel van de elektriciteitsvraag zit.

¹ De hernieuwbare productie in het gemiddelde scenario (BAUx3) ligt een stuk lager dan de totale vraag.

Daarom is het een optie om een deel van het tekort van elektriciteit in Noordrijn-Westfalen in te vullen met elektriciteit van windparken op zee uit Nederland.

In het meest recente Netzenwicklungsplan van de gezamenlijke Duitse TSO's zijn scenario's gemaakt voor de ontwikkeling van vraag en aanbod van elektriciteit in Noordrijn-Westfalen in 2037 en 2045 (Amprion GmbH et al., 2023). Figuur 5 geeft het overzicht hiervan. Deze figuur laat zien dat er in 2037 een tekort van 75 tot 95 TWh aan elektriciteit en in 2045 een tekort van 90 tot 125 TWh in deze regio is. Dit komt overeen met de productie van 15-20 GW wind op zee in Nederland voor het tekort in 2037 en 18-25 GW wind op zee in Nederland voor het tekort in 2045.

Figuur 5 - Ontwikkeling vraag en aanbod elektriciteit (exclusief waterstofcentrales)



Bron: (Amprion GmbH et al., 2023).

3.3 Inschatting tekorten

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de tekorten aan elektriciteit in België en Noordrijn-Westfalen. We gaan voor België uit van scenario BAUx3, waarin de gemiddelde versnelling voor de uitrol van duurzame opwek plaatsvindt. BAU3x voorspelt een groei van 300% ten opzichten van de situatie over de afgelopen vijf jaar. Voor Duitsland kijken we specifiek naar de regio Noordrijn-Westfalen, aangezien deze regio met name kansrijk is voor doorvoer van elektriciteit van Nederlandse windparken op de Noordzee. Alhoewel de tekorten in de studies bepaald zijn voor respectievelijk 2050 en 2045 worden er in dezelfde orde van omvang tekorten verwacht in 2040, het zichtjaar van het scenario dat we opstellen.

Tabel 1 - Vraag en aanbod van elektriciteit voor België (2050) en Duitsland (2045).

	België (in TWh)	Noordrijn-Westfalen (in TWh)
Vraag	170	220-260
Aanbod	90	130-135
Tekort	80	90-125

Op jaarbasis zijn de tekorten in België en Noordrijn-Westfalen 170-205 TWh, wat fors minder is dan de hoeveelheid windstroom die Nederland zou kunnen doorvoeren. Echter, om deze tekorten in te kunnen vullen met Nederlandse wind op zee is ook de tijdsfactor van belang. Een groot deel van de tekorten zullen plaatsvinden op momenten met weinig wind op zee in België en Duitsland en ook in Nederland zal er op die momenten weinig wind zijn op de Noordzee. Op die momenten zal daardoor maar een zeer beperkte hoeveelheid export van elektriciteit plaatsvinden. Het is onduidelijk of er op de momenten met veel productie van wind op zee, en dus met veel export, ook tekorten zijn in België en Duitsland aangezien daar dan naar verwachting ook veel wind is.

Integrale doorrekeningen van TenneT in recente onderzoeken, zoals Target Grid (TenneT, 2023), de eerste iteratie van I13050 (Netbeheer Nederland, 2022) en de Integrale Effectenanalyse van het Programma Energiehoofdstructuur (Pondera Consult & CE Delft, 2023) laten echter zien dat er op momenten met veel wind op zee veel doorvoer van stroom richting België en Duitsland plaatsvindt, aangezien de elektriciteitsprijzen in Nederland op die momenten lager zijn. Dit geeft een indicatie dat in ieder geval een deel van de geëxporteerde elektriciteit op momenten met veel productie van wind op zee in Nederland in het buitenland benut kan worden voor het invullen van de elektriciteitsvraag. Verder onderzoek is nodig om te bepalen welk deel van de doorgevoerde stroom in het buitenland daadwerkelijk direct benut wordt voor het invullen van de elektriciteitsvraag.



4 Invulling scenario Doorvoer naar Buitenland

Het scenario *Doorvoer naar buitenland* is gebaseerd op het scenario Nationaal Leiderschap uit II3050. Voor het scenario *Doorvoer naar Buitenland* nemen we aan dat 12 GW (59 TWh) extra elektrische aanlanding van wind op zee gerealiseerd zal worden, deels voor de invulling van de binnenlandse elektriciteitsvraag maar voornamelijk voor export van elektriciteit naar België en Duitsland in 2040. We gaan uit van 6 GW extra elektrische aanlanding bij een DC-hub in Limburg (export naar België en Duitsland) en 6 GW bij een DC-hub in Zuidwest-Nederland (export naar België). De rest van het scenario zal volledig gelijk zijn aan het II3050-scenario Nationaal Leiderschap.

12 GW extra aanlanding voor doorvoer is conform de redeneerlijn van Target Grid. Target Grid kijkt vooral naar de periode 2040-2050 voor de doorvoer van 12 GW extra elektrische aanlanding (TenneT, 2023). Het is echter nuttig om ook al in de periode 2031-2040 elektrische aanlanding te kijken naar doorvoer. Dit aangezien windparken in de periode 2040-2050 verder van de kust af komen.

Voor de periode na 2040 kan eventueel ook nog overwogen worden om nog meer Nederlandse windenergie door te voeren, aangezien België en Duitsland tekorten aan elektriciteit zullen blijven hebben. Dit valt echter buiten de scope van pVAWOZ.

5 Referenties

- Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, & GmbH, H. T. (2023). *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023*.
- Elia Group. (2021). *Roadmap to Net Zero*. https://www.elia.be/en/news/press-releases/2021/11/20211119_elia-group-publishes-roadmap-to-net-zero
- Netbeheer Nederland. (2022). *Het Energiesysteem van de Toekomst: Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050*. Netbeheer Nederland. <https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/integrale-infrastructuurverkenning-2030-2050>
- Pondera Consult, & CE Delft. (2023). *Integrale Effectenanalyse Programma Energiehoofdstructuur*. <https://open.overheid.nl/documenten/af2a7ff5-9640-4f87-88f3-c2282653fac6/file>
- TenneT. (2023). *Target Grid*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/04/13/target-grid>

D Benutting windenergie





Systemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040

Bijlage Benutting Windenergie



CE Delft

Committed to the Environment

Systemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040

Bijlage Benutting Windenergie

Dit rapport is geschreven door:
Joeri Vendrik, Heleen Groenewegen

Delft, CE Delft, februari 2024

Publicatienummer: 24.220488.026d

Oprachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Joeri Vendrik (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

1	Inleiding	3
2	Afwegingen efficiënte verhouding elektriciteit/waterstof	4
	2.1 Welke factoren bepalen een efficiënte verhouding?	4
	2.2 Waar zit het omslagpunt?	5
3	Methodiek	7
	3.1 Inschatting verhouding elektrische aanlanding en waterstofaanlanding, per scenario	7
	3.2 Energetische uitwerking scenario's	8
	3.3 Gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen	8
4	Resultaten	11
	4.1 Inschatting verhouding elektrische aanlanding en waterstofaanlanding, per scenario	11
	4.2 Benutting windenergie	12
	4.3 Gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen	13
5	Referenties	15
A	Versimpelde kostenafweging omslagpunt	16
B	Energiemodel	19
C	Uitgebreide uitkomsten	21

1 Inleiding

In 2040 moet 50 GW wind op zee gerealiseerd zijn. Tot 2031 wordt het overgrote deel van de windparken met kabels aangesloten op het energiesysteem op land en dus als elektriciteit naar land gebracht. Maar richting 2040 wordt zoveel energie geproduceerd met de windparken op zee, dat het niet meer efficiënt om al deze energie als elektriciteit aan land te brengen. Een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding in de vorm van waterstof is noodzakelijk om de energieverliezen, de systeemkosten en de impact op de omgeving te minimaliseren. In deze bijlage gaan we hierop in.

De analyses in deze stap van het onderzoek hebben als doel om verdere onderbouwing te geven van het aantal verbindingen waar binnen pVAWOZ naar gezocht wordt voor de periode 2031-2040 (circa tien elektrisch, twee waterstof). Daarnaast geeft de analyse inzicht in de afwegingen rondom de verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof en de afhankelijkheid van ontwikkelingen van vraag en aanbod van overige energiebronnen (zoals wind op land en kernenergie).

De uitgevoerde analyses geven een globale eerste inschatting van een efficiënte verhouding. Voor de uiteindelijke keuze voor de verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding van waterstof zijn verdere analyses en onderzoek nodig. Deze keuze wordt gemaakt in het Energie Infrastructuur Plan Noordzee (EIPN).

Eerst bespreken we welke factoren van belang zijn voor de afweging tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Vervolgens maken we voor elk scenario inschatting van een economisch/energetisch efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Op basis van deze verhouding rekenen we het energiesysteem door en maken we een inschatting hoe de 50 GW wind op zee in 2040 benut wordt, in elk van de scenario's. Een uitgebreide omschrijving van de methodiek en resultaten van dit onderdeel is te vinden in de bijgevoegde bijlage Benutting Windenergie.

2 Afwegingen efficiënte verhouding elektriciteit/waterstof

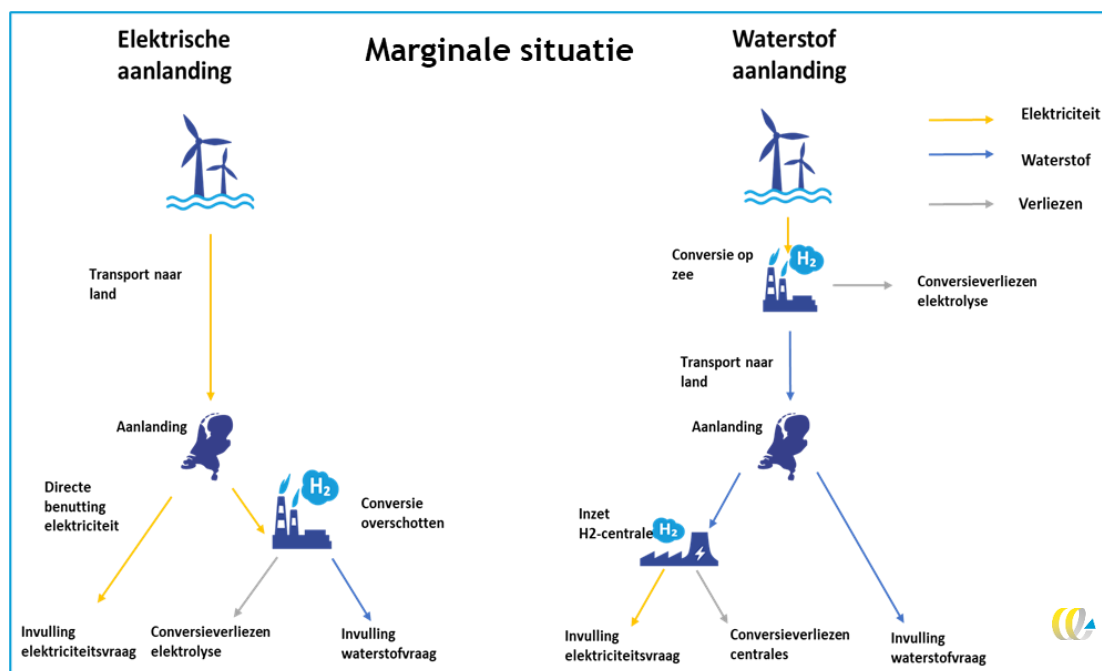
2.1 Welke factoren bepalen een efficiënte verhouding?

Bij het bepalen van een maatschappelijk wenselijke verhouding tussen aanlanding van elektriciteit en waterstof zijn vele aspecten van belang. Energie-efficiëntie, en daarmee het minimaliseren van energieverliezen, is een belangrijke factor maar zeker niet de enige (en wordt richting een klimaatneutraal energiesysteem ook minder cruciaal). Kosten zijn naast energie-efficiëntie ook een belangrijke factor. Daarbij zijn niet alleen naar de kosten voor opwek van belang, maar ook de kosten voor transport en opslag zijn hierbij van belang. Daarnaast zijn de ontwikkelingen rondom waterstof, de ruimtelijke mogelijkheden en de effecten van de aanlandingen (elektrisch of waterstof) op de omgeving van belang. Voor een goede afweging dienen al deze aspecten integraal gewogen te worden. In die afweging moet ook de verschillende mogelijke configuraties op zee, zoals energiehubs, afgewogen worden.

Bovenstaande aspecten zorgen ervoor dat het bepalen van een maatschappelijk gunstige verhouding tussen elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen een zeer complexe puzzel is. Het kraken van deze volledige complexe puzzel gaat voorbij de scope van dit onderzoek. Om toch een globale inschatting te maken van een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en directe omzetting naar waterstof te bepalen is een versimpelde economische afweging gemaakt op basis van de directe benutting van elektriciteit bij (extra) elektrische aanlanding enerzijds en de meerkosten voor elektrische aanlanding ten opzichte van waterstofaanlanding anderzijds. Om de analyse behapbaar en transparant te houden focussen we alleen op de belangrijkste economische en energetische aspecten en gaan we alleen uit van radiale aansluitingen. Wel doen we een gevoeligheidsanalyse (zie Paragrafen 3.3 en 4.3).

Bij direct gebruiken van elektriciteit treden minder energieverliezen op. Als windenergie in de vorm van elektriciteit aan land gebracht wordt, dan kan op land een keuze gemaakt worden hoe deze elektriciteit benut wordt. Een deel van de windenergie wordt gebruikt voor de invulling van de elektriciteitsvraag. Flexibiliteitsbronnen zoals vraagsturing of batterijen kunnen ervoor zorgen dat zo veel mogelijk elektriciteit direct benut kan worden. Hier zit echter een grens aan, dus een deel van de windenergie die als elektriciteit aan land komt zal naar verwachting op land omgezet worden in waterstof. Wanneer windenergie op zee omgezet wordt in waterstof en in die vorm aan land gebracht wordt verlies je die flexibiliteit. Dan is er bij voorbaat al een keuze gemaakt om al deze elektriciteit om te zetten in waterstof en dan kan deze elektriciteit niet meer direct gebruikt worden voor de invulling van de elektriciteitsvraag. Dit wordt in Figuur 1 geïllustreerd. Bij hybride aansluitingen kan de hoeveelheid elektriciteit die naar land verder geoptimaliseerd worden, maar zoals eerder benoemd nemen we dit in deze analyses niet mee.

Figuur 1 - Illustratie energiestromen elektrische aanlanding en waterstof aanlanding



Als windenergie in de vorm van elektriciteit naar land gebracht wordt, dan kan een maximale hoeveelheid elektriciteit direct benut worden en wordt alleen elektriciteit omgezet naar waterstof als er sprake is van overschotten. Hiermee worden conversieverliezen van energie geminimaliseerd. Het transport van windenergie naar de kust in de vorm van elektronen is echter een stuk duurder dan transport naar de kust in de vorm van moleculen, ongeveer een Factor tien keer zo duur (Guidehouse & Berenschot, 2021).

Dit betekent dat de vraag rondom elektrische aanlanding of aanlanding in de vorm van waterstof in essentie neerkomt op een afweging tussen hogere directe benutting van elektriciteit (bij elektrische aanlanding) en lagere transportkosten vanaf de windparken naar de kust (bij waterstof aanlanding). Bij een lage marginale benutting van de elektriciteit weegt het voordeel van extra directe benutting van elektriciteit niet meer op tegen de hogere transportkosten. De cruciale vraag is waar het omslagpunt zit.

Een andere afwegingen rondom het aan land brengen van de windenergie kan ook zijn om de elektriciteit direct te kunnen benutten in het buitenland. Het is een optie om te kiezen voor extra elektrische aanlanding om in export van elektriciteit naar het buitenland te voorzien. Deze optie beschouwen we in het scenario Doorvoer naar buitenland. Bij de overige scenario's kijken we naar optimale benutting van de windenergie binnen Nederland.

2.2 Waar zit het omslagpunt?

Om een inschatting te maken bij welke marginale benutting de hogere directe benutting van elektriciteit niet meer opweegt tegen de extra transportkosten is een versimpelde kostenberekening gemaakt voor de **marginale situatie** met aanlanding van één extra windpark. Dit komt overeen met de situatie in Figuur 1.

Voor beide transportroutes is een inschatting gemaakt van de totale energieverliezen. Bij elektrische aanlanding kan een deel van de aangelande elektriciteit direct gebruikt worden voor invulling van de elektriciteitsvraag, de marginale benutting. Hierbij nemen we inzet van vraagsturing mee, aangezien dit zorgt voor extra directe benutting van elektriciteit. We nemen hierbij geen overige flexibiliteitsbronnen mee, aangezien we aannemen dat er bij de afweging niet gekozen wordt om extra elektrische aanlanding te realiseren voor opslag, conversie op land of export (met uitzondering van het scenario *Doorvoer naar buitenland*).

Voor een eerlijke vergelijking gaan we bij aanlanding van waterstof uit van een gelijke hoeveelheid elektriciteitsvraag die ingevuld moet worden met dit windpark. Hiervoor moet een deel van de aangelande waterstof omgezet worden in elektriciteit in waterstofcentrales. Doordat er bij aanlanding in de vorm van waterstof meer energieverliezen zijn is de hoeveelheid waterstof die overblijft voor de invulling van de waterstofvraag niet gelijk bij beide opties.

De energieverliezen bij beide transportroutes, en de verschillen daartussen, zijn afhankelijk van hoeveel elektriciteit direct benut kan worden. De economische waarde van de energieverliezen van beide routes is bepaald op basis van de Levelised Cost of Electricity (LCOE) van wind op zee¹. Daarnaast zijn voor beide transportroutes de kosten voor het transport van energie naar land bepaald. Vervolgens is bepaald bij welke marginale benutting het omslagpunt tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding zit.

Uit de kostenanalyse volgt dat dit omslagpunt naar verwachting bij een marginale benutting van elektriciteit tussen de 15 en 20% zit. Dit betekent dat het bij deze benadering nuttig is om elektrisch aan te landen, totdat de directe benutting van elektriciteit van het laatste windpark onder de 15 tot 20% komt. Vanaf dat punt is het, volgens onze analyse, economisch gunstiger om de windenergie op zee om te zetten in waterstof en via een buisleiding naar land te brengen. De berekeningen van dit omslagpunt is te vinden in Bijlage 1.

¹ De Levelised Costs of Electricity is een maat voor de gemiddelde kosten voor productie van elektriciteit gedurende de volledige levensduur.



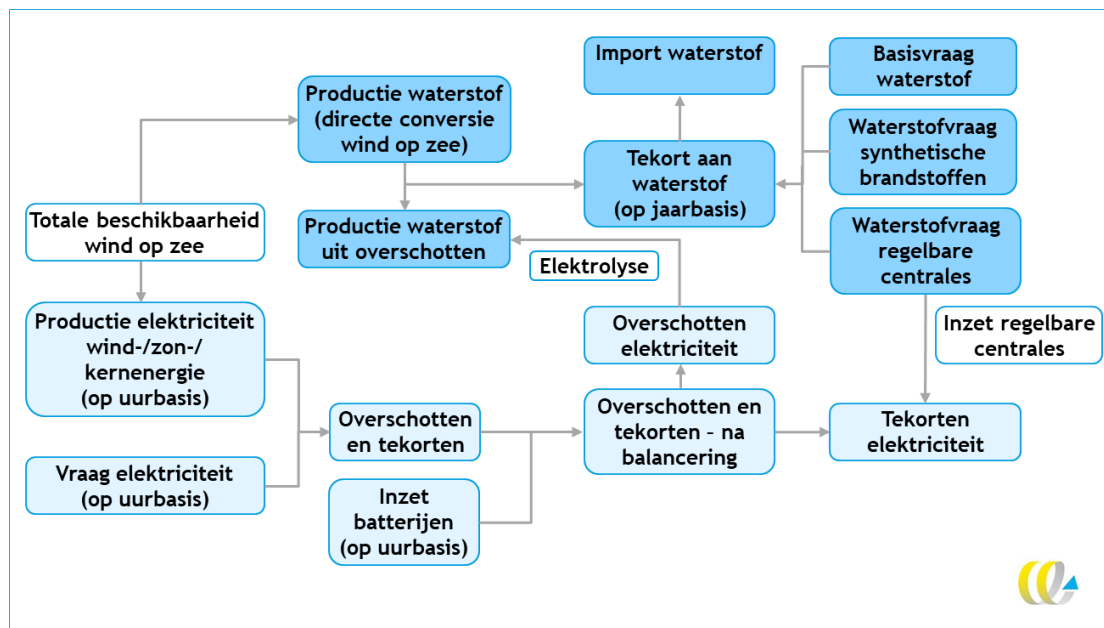
3 Methodiek

3.1 Inschatting verhouding elektrische aanlanding en waterstofaanlanding, per scenario

Voor elk van de zes scenario's is een inschatting gemaakt van de verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Voor elk van de scenario's wordt uitgegaan van in totaal 50 GW wind op zee in 2040, conform de opgave van pVAWOZ. Voor de inschatting van de verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding is, op basis van de voorgaande analyse, aangenomen dat tot een marginale benutting van 15-20% windenergie in de vorm van elektriciteit aan land gebracht wordt. Bij het resterende gedeelte van de windparken wordt de geproduceerde elektriciteit op zee omgezet naar waterstof en via buisleidingen getransporteerd naar de kust.

Voor het bepalen van de marginale benutting van de windenergie worden de elektriciteitsvoorziening en waterstofvoorziening integraal doorgerekend met het integrale CE-energiemodel. Figuur 2 geeft een schematische weergave van de modellering van de elektriciteitsvoorziening en de waterstofvoorziening. De elektriciteitsvoorziening rekenen we door op uurbasis. Dit is noodzakelijk om de ongelijktijdigheid van vraag en productie en de effecten daarvan op de inzet van waterstofcentrales en elektrolyzers goed mee te nemen. Een uitgebreide omschrijving van het model is te vinden in Bijlage 2.

Figuur 2 - Schematische weergave integrale CE-energiemodel



Voor elk van de zes scenario's voor 2040 is de vraag naar elektriciteit op uurbasis bepaald. Hiervoor zijn de uitwerkingen van de I13050-scenario's in het Energietransitiemodel (ETM) gebruikt. Voor de twee extra scenario's (*Krimp Industrie* en *Doorvoer naar buitenland*) zijn nieuwe scenario's in het ETM opgesteld. Voor elk van de zes scenario's is ook de inzet van overige niet-regelbare energiebronnen (zon-pv, wind op land en kernenergie) op uurbasis bepaald. Vervolgens wordt bij een opnemend vermogen aan elektrische aanlanding van



windparken op zee de marginale benutting bepaald, startend bij de startsituatie in 2031 met 21 GW elektrische aanlanding.

Bij de optimalisatie van wind op zee kijken we dus naar de **marginale benutting** van de elektriciteitsproductie. Bij de marginale benutting bepalen we welk deel van de productie van de laatste elektrische verbinding (de marginale verbinding) gebruikt kan worden voor invulling van de elektriciteitsvraag. Hierbij nemen we inzet van vraagsturing mee, aangezien dit zorgt voor extra directe benutting van elektriciteit. We nemen hierbij geen overige flexibiliteitsbronnen mee, aangezien we aannemen dat er bij de afweging niet gekozen wordt om extra elektrische aanlanding te realiseren voor opslag, conversie op land of export (met uitzondering van het scenario *Doorvoer naar buitenland*).

Het overige deel van de additionele productie is overschot en kan worden weggegooid, opgeslagen in batterijen of omgezet worden in waterstof. Voor de inschatting van de verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding is, op basis van de voorgaande analyse, aangenomen dat tot een marginale benutting van 15%-20% windenergie in de vorm van elektriciteit aan land gebracht wordt. Bij het resterende gedeelte van de windparken wordt de geproduceerde elektriciteit op zee omgezet naar waterstof en via buisleidingen getransporteerd naar de kust.

Bij het scenario *Doorvoer naar buitenland* nemen we aan dat 12 GW extra elektrische aanlanding gerealiseerd wordt voor doorvoer. Voor deze 12 GW extra elektrische aanlanding hebben we niet specifiek naar de kostenafweging gekeken.

3.2 Energetische uitwerking scenario's

Voor elk van bovenstaande scenario's is, met de bepaalde verhouding tussen elektrische aanlanding en aanlanding in de vorm van waterstof², het energiesysteem doorgerekend volledig doorgerekend met het energiemodel. Hierin is ook de inzet van flexibiliteit meegenomen, zoals gemodelleerd in het ETM³. Op basis van de modellering van de scenario's is voor elk van de scenario's bepaald waar de windenergie voor gebruikt wordt. Daarnaast is de nationale energiebalans (alleen elektriciteit en waterstof) bepaald voor elk van de scenario's. Deze inzichten kunnen gebruikt worden bij de afweging hoe de windenergie benut moet worden en daarmee hoeveel windenergie elektrisch aan land wordt gebracht.

3.3 Gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen

Na 2030 is het een mogelijkheid om energiehubs te realiseren waarbij meerdere kabels op zee samenkomen bij een hub waar vervolgens elektrolyse toegepast wordt. Vanaf deze energiehubs wordt vervolgens elektriciteit en waterstof richting de kust getransporteerd. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aansluitingen. Door het realiseren van een energiehubs vindt systeemintegratie op zee plaats, en kan op zee de conversie van elektriciteit naar waterstof al geoptimaliseerd worden waardoor de elektrische verbindingen een hogere benuttingsgraad hebben. Systeemintegratie op zee heeft impact op de afweging rondom de verhouding elektrische verbindingen en waterstofverbindingen, onder meer doordat de benuttingsgraad van elektrische verbindingen hoger wordt.

² Hierbij gaan we uit van de ondergrens van de range voor de elektrische aanlanding per scenario.

³ Er zijn nieuwe scenario's gemaakt met aangepaste (elektrische) vermogens wind op zee om de juiste inzet van flexibiliteit te bepalen.

In de bovenstaande analyses zijn we uitgegaan van radiale verbindingen. Systeemintegratie op zee en hybride aansluitingen kunnen in potentie effect hebben op de volgende aspecten:

- **Kostenafweging tussen elektrische verbinding en waterstofverbinding.** In de analyses van Paragraaf 3.1 hebben we door middel van een versimpelde economische analyse, een inschatting gemaakt van de kostenafweging. Op basis daarvan hebben we een inschatting gemaakt bij welke marginale benutting de hogere directe benutting van elektriciteit niet meer opweegt tegen de extra transportkosten. Doordat bij hybride aansluitingen de configuratie van de energie-infrastructuur op zee verandert, veranderen ook de kosten.
Hierdoor verandert de economische afweging en mogelijk het omslagpunt tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Om hier een goede inschatting van te maken is een integrale kostenvergelijking tussen de verschillende configuraties nodig. Dit is niet gedaan in dit onderzoek.
- **Marginale benutting van elektriciteit als functie van extra elektrische verbindingen.** In de bovenstaande analyse onderzoeken we de marginale benutting van elektriciteit bij een toenemend aantal extra elektrische verbindingen, voor de verschillende scenario's. Hiermee is een inschatting gemaakt van een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding (op basis van de versimpelde economische afweging).
Door systeemintegratie op zee en hybride aansluitingen neemt de benuttingsgraad van elektrische verbindingen richting de kust toe, wat ook impact heeft op de marginale benutting en mogelijk op de bepaling van een efficiënte verhouding tussen elektrische verbindingen en waterstofverbindingen. Hiervoor hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd, voor het scenario Nationaal Leiderschap (volgt hieronder).
- **Benutting windenergie.** Voor de verschillende scenario's hebben we een inschatting gemaakt van de benutting van de windenergie, bij de ingeschatte efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding. Systeemintegratie op zee en de hogere benuttingsgraad van elektrische verbindingen heeft impact op de hoeveelheid elektriciteit die direct benut kan worden. Ook dit is meegenomen in de gevoeligheidsanalyse voor het scenario Nationaal Leiderschap.

Het is niet direct te redeneren wat de impact van hybride aansluitingen op de marginale benutting van elektriciteit bij een toenemend vermogen aan elektrische verbindingen en een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen is. Enerzijds zorgen hybride aansluitingen voor een hogere benuttingsgraad en daarmee een vlakker productieprofiel wat beter aansluit bij de vraag, waardoor een groter aandeel van de stroom benut kan worden (hogere marginale benutting). Anderzijds zijn minder elektrische verbindingen nodig om een groot deel van de elektriciteitsvraag in te vullen, waardoor de marginale benutting sneller afneemt bij een hoger aantal elektrische verbindingen.

Om het effect van hybride aansluitingen op een efficiënte verhouding tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding en de benutting van windenergie te bepalen hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Voor de gevoeligheidsanalyse hebben we aangenomen dat alle extra verbindingen na 2030 hybride aansluitingen zijn. We gaan uit van één 2 GW elektrische verbinding per 4 GW aan windparken, dus een verhouding 1:2. Hierdoor gaat de benuttingsgraad van de verbinding richting de kust omhoog van 55% (4.900 vollasturen per jaar) naar 75% (6.600 vollasturen per jaar). Deze gevoeligheidsanalyse hebben we uitgevoerd voor het scenario Nationaal Leiderschap.

Bij deze gevoeligheidsanalyse gaan we uit dat de economische afweging tussen elektrische aanlanding en waterstofaanlanding (bij 15-20% marginale benutting omslagpunt) nog steeds

geldig is. De verdere analyse is daardoor gelijk aan de methodiek beschreven in Paragraaf 3.1. Wederom hebben we bij een opnemend vermogen aan elektrische aanlanding van windparken op zee de marginale benutting van elektriciteit bepaald, startend bij de startsituatie in 2031 met 21 GW elektrische aanlanding en tot het punt waar de marginale benutting van elektriciteit onder de 15-20% komt.

Ook hebben we een inschatting gemaakt van de effecten van de hybride aansluitingen op de benutting van windenergie. Daarvoor hebben we ook een scenario met hybride aansluitingen doorgerekend in het energiemodel dat beschreven wordt in Paragraaf 3.2 en Bijlage 2.

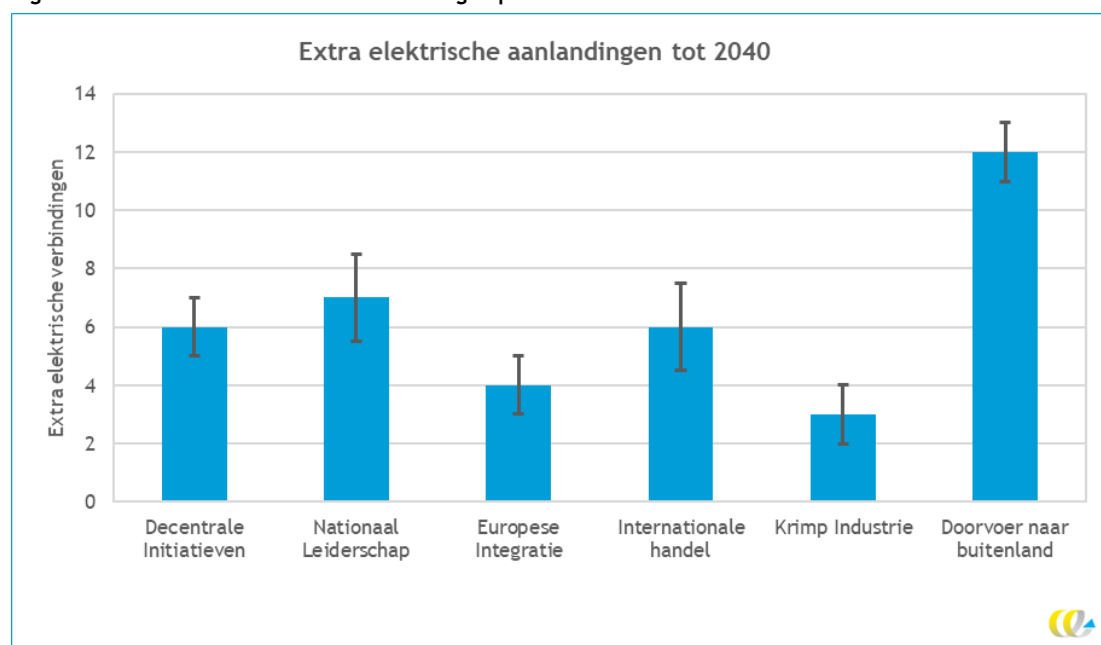
De resultaten van de gevoeligheidsanalyse zijn te vinden in Paragraaf 4.3.

4 Resultaten

4.1 Inschatting verhouding elektrische aanlanding en waterstofaanlanding, per scenario

Figuur 3 geeft een overzicht van de hoeveelheid extra elektrische aanlandingen tot 2040, volgend uit bovenstaande analyse. De figuur laat zien dat er een flinke bandbreedte zit in de hoeveel extra elektrische aanlanding efficiënt is per scenario. Dit is afhankelijk van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag in Nederland, de uitrol van andere energiebronnen (zoals wind op land en kernenergie) en het wel of niet elektrisch aanlanden van windenergie voor doorvoer richting het buitenland.

Figuur 3 - Totaal extra elektrische verbindingen per scenario



Uit de uitkomsten kan geconcludeerd worden dat het in 2040 in **totaal**, ten opzicht van 2031, gaat het om **minimaal twee extra elektrische verbindingen** van 2 GW (bij het scenario Decentraal - Krimp industrie) en **maximaal dertien extra elektrische verbindingen** van 2 GW (bij het scenario doorvoer België/Duitsland).

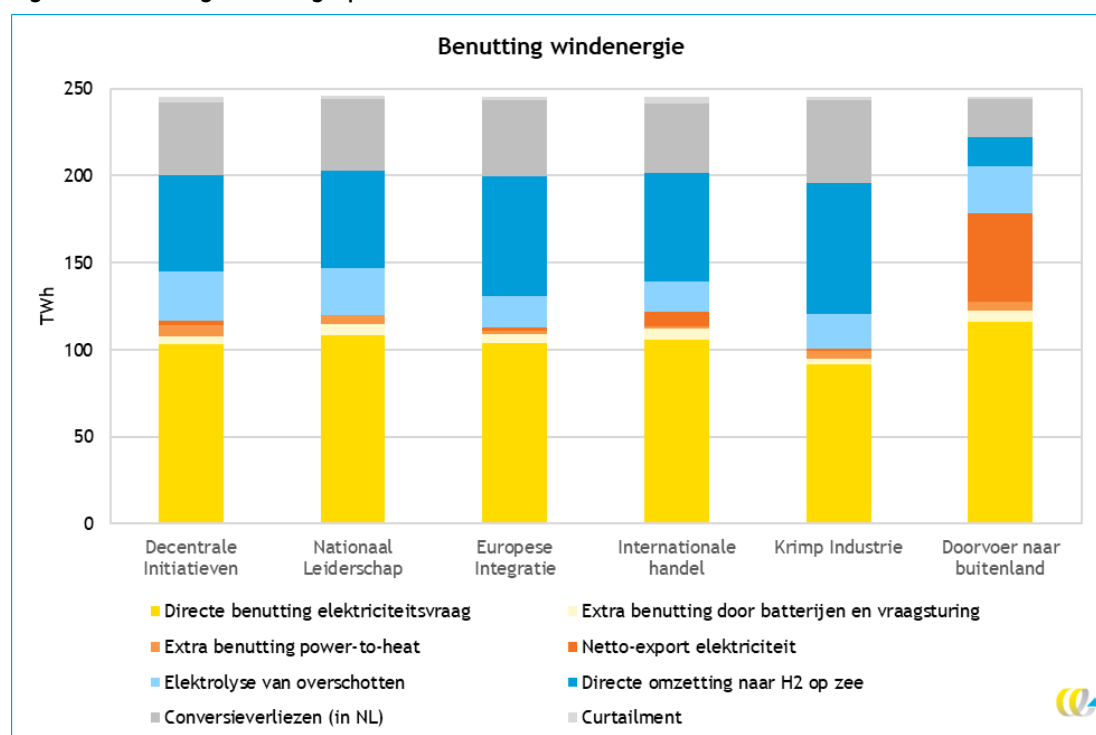
De tien elektrische verbindingen die onderzocht worden in pVAWOZ vallen binnen de bandbreedte van de scenario's. In het scenario *Doorvoer naar buitenland* zijn meer dan tien extra verbindingen nodig. In de overige scenario's zijn minder dan tien extra verbindingen van 2 GW nodig (twee tot zeven). Dit betekent dat de tien extra verbindingen waarnaar gezocht wordt in de meeste gevallen voldoende zijn, maar dat het wel belangrijk is om goed na te denken waar de elektriciteit voor gebruikt wordt voordat er daadwerkelijk een keuze gemaakt wordt over het aantal elektrische verbindingen dat gerealiseerd gaat worden.

Voor de overige windparken op zee wordt, volgens de gehanteerde methodiek, waterstof-aanlanding toegepast. Dit betekent dat de geproduceerde elektriciteit offshore omgezet wordt in waterstof en in die vorm via buisleiding naar land getransporteerd wordt). Het gaat in de verschillende scenario's om **minimaal 3 GW (één verbinding) waterstof-aanlanding** (bij het scenario doorvoer België/Duitsland) en **maximaal 25 GW (twee verbindingen) waterstofaanlanding** (bij het scenario Decentraal - Krimp industrie).

4.2 Benutting windenergie

Figuur 4 geeft een overzicht van de benutting van windenergie voor elk van de scenario's.

Figuur 4 - Benutting windenergie per scenario



Uit deze figuur kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- Tussen de 35 en 45% van de windenergie kan direct gebruikt worden voor invulling van de elektriciteitsvraag in Nederland. Met inzet van verschillende flexibiliteitsbronnen (batterijen, vraagsturing, power-to-heat) kan tussen de 40 en 50% van de windenergie benut worden in de vorm van elektriciteit in Nederland.
- In elk scenario wordt ongeveer 1% van de totale productie van de windparken op zee gecurtaild omdat het niet rendabel is om flexibiliteit te realiseren voor het benutten van deze energie.
- In het scenario *Doorvoer naar buitenland* wordt een deel van de extra 12 GW elektrische aanlanding benut voor het invullen van de elektriciteitsvraag in Nederland, waardoor het aandeel directe benutting in Nederland iets hoger ligt dan bij de andere scenario's.
- In het scenario *Doorvoer naar buitenland* vindt aanzienlijke export van elektriciteit plaats. Deze elektriciteit kan in het buitenland naar verwachting in ieder geval deels direct benut worden (meer hierover in bijlage *Scenario Doorvoer naar buitenland*).

- Het overige deel van de windenergie wordt omgezet in waterstof. Een deel van de windenergie wordt wel aan land gebracht in de vorm van elektriciteit en daar omgezet naar waterstof op momenten van overschotten van elektriciteit. Daarnaast wordt in elk scenario een deel van de windenergie direct omgezet naar waterstof op zee. In het scenario *Nationaal - Export BE en DE* wordt 15% van de windenergie direct op zee omgezet in waterstof. In de overige scenario's tussen de 40 en 50%.
- In het scenario *Nationaal - Export BE en DE* wordt het kleinste aandeel van de geproduceerde elektriciteit omgezet in waterstof in Nederland, waardoor dat scenario de minste conversieverliezen in Nederland heeft. Er vinden in dit scenario wel conversieverliezen in het buitenland plaats, aangezien naar verwachting niet alle geëxporteerde elektriciteit in het buitenland direct benut kan worden.

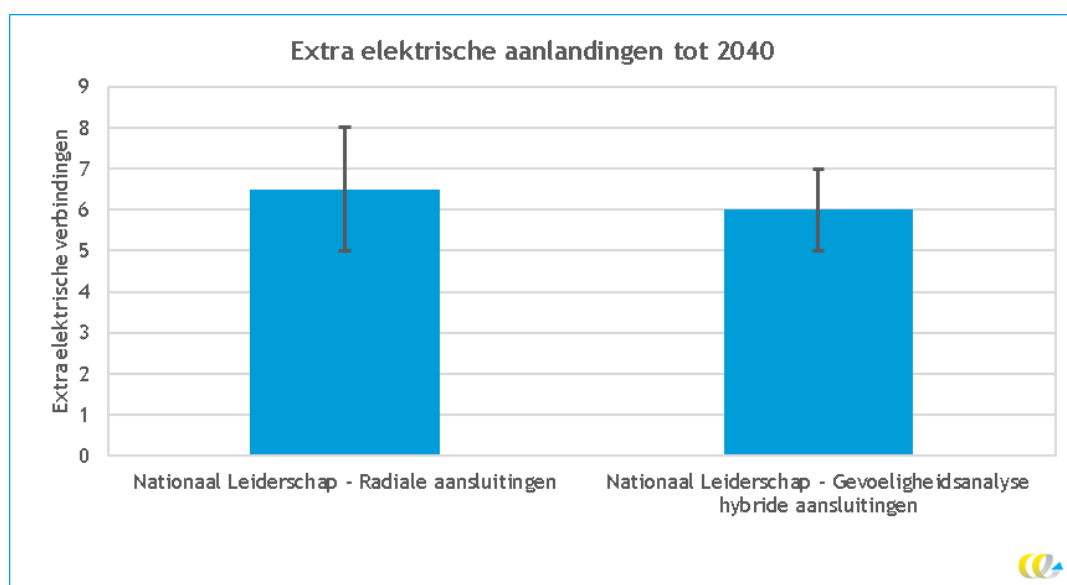
Zoals eerder benoemd hebben we voor elk van de scenario's de volledige elektriciteitsvoorziening en waterstofvoorziening integraal doorgerekend. Daarbij nemen we dus niet alleen de energie van windparken op zee mee, maar ook van andere bronnen zoals zon-pv, kernenergie en wind op land. Hieruit volgt dat Nederland in vijf van de zes scenario's is Nederland netto-exporteur van energie in de vorm van elektriciteit en waterstof is. Alleen in het scenario Internationale Handel is Nederland er sprake van een kleine netto-import. In het scenario *Doorvoer naar buitenland* is het vooral export van elektriciteit, in de overige scenario's vooral export van waterstof.

Het is wel belangrijk om te benoemen dat dit kan veranderen richting 2050 doordat een aanzienlijk deel van de energievraag in 2040 nog fossiel is. Hierdoor ontstaat tussen 2040 en 2050 nog extra elektriciteits- en waterstofvraag.

4.3 Gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen

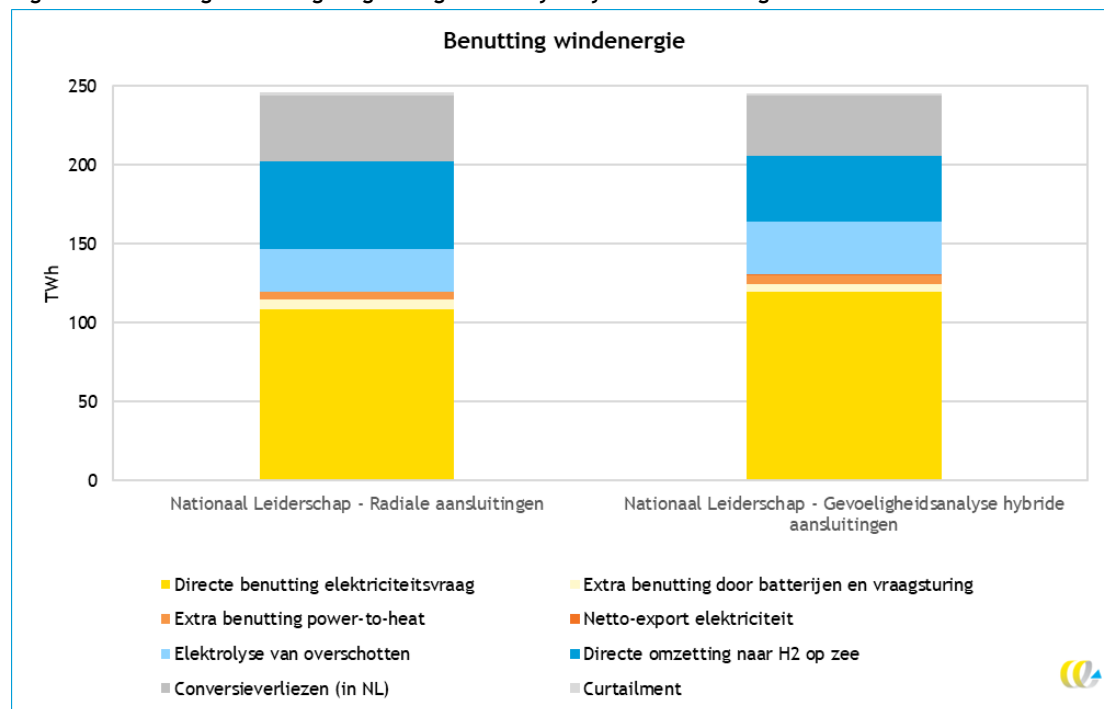
Figuur 5 geeft een overzicht van de uitgevoerde gevoeligheidsanalyse, voor het scenario Nationaal Leiderschap. Uit deze gevoeligheidsanalyse volgt dat het bij hybride aansluitingen naar verwachting efficiënt om iets minder elektrische verbindingen richting de kust te realiseren, maar het verschil is klein (5-8 bij radiale aansluitingen, 5-7 bij hybride aansluitingen).

Figuur 5 - Totaal extra elektrische verbindingen - gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen



Hybride aansluitingen zorgen ervoor dat meer elektriciteit naar land getransporteerd wordt per verbinding. Vooral op uren met weinig productie van wind op zee neemt het transport van elektriciteit richting de kust toe (aangezien meerdere windparken aangesloten zijn op één verbinding). Op die uren kan daardoor meer windenergie gebruikt worden voor directe benutting van de elektriciteitsvraag. Figuur 6 laat zien dat daardoor een groter deel van de productie op zee gebruikt wordt voor directe benutting van de elektriciteitsvraag, waardoor er ook minder conversieverliezen zijn.

Figuur 6 - Benutting windenergie - gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen



5 Referenties

- Ardelean, M., & Minnebo, P. (2015). *HVDC Submarine Power Cables in the World*. Guidehouse, & Berenschot. (2021). *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040*. <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-39a57614254aef46d047e1de1a9fd6c48938f50b/pdf>
- Miao, B., Giordano, L., & Chan, S. H. (2021). Long-distance renewable hydrogen transmission via cables and pipelines. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(36), 18699-18718. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.06>
- Netbeheer Nederland. (2021). *Het Energiesysteem van de Toekomst: Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050*. Netbeheer Nederland.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*. <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-7219ac2558977a6050ac4db764d2ddeb156df32/pdf>

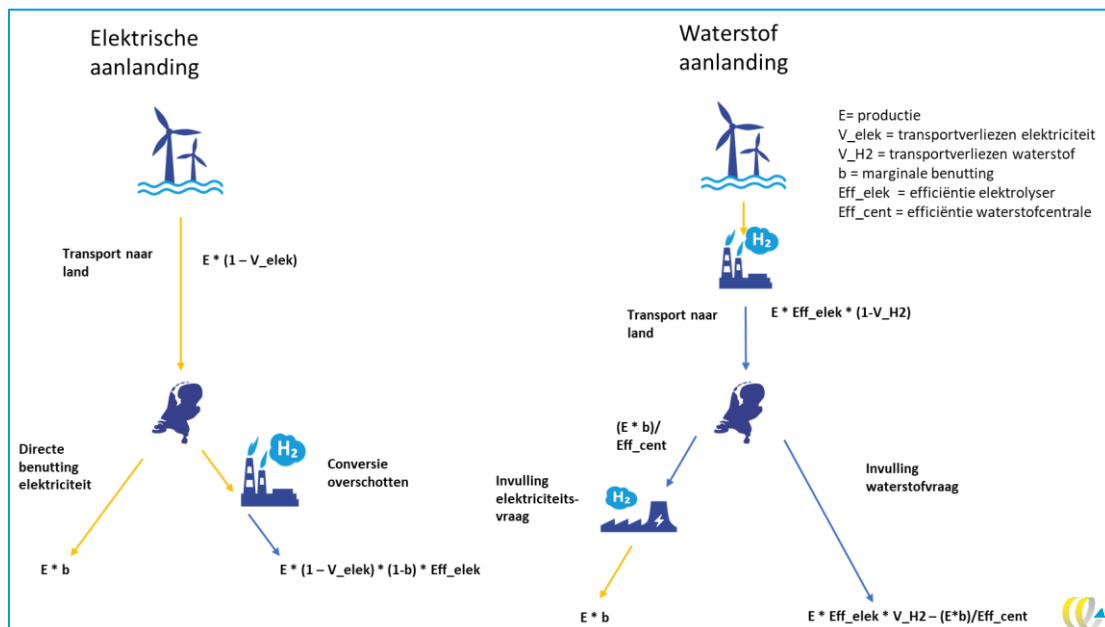
A Versimpelde kostenafweging omslagpunt

Om een inschatting te maken bij welke marginale benutting de hogere directe benutting van elektriciteit niet meer opweegt tegen de extra transportkosten is een versimpelde kostenberekening gemaakt voor de **marginale situatie** met aanlanding van één extra windpark.

Bij elektrische aanlanding kan een deel van de aangelande elektriciteit direct gebruikt worden voor invulling van de elektriciteitsvraag, de marginale benutting. Hierbij nemen we inzet van vraagsturing mee, aangezien dit zorgt voor extra directe benutting van elektriciteit. We nemen hierbij geen overige flexibiliteitsbronnen mee, aangezien we aannemen dat er bij de afweging niet gekozen wordt om extra elektrische aanlanding te realiseren voor opslag, conversie op land of export (met uitzondering van het scenario *Doorvoer naar buitenland*).

Figuur 7 geeft een overzicht van de energiestromen bij beide transportroutes. Voor beide transportroutes is een inschatting gemaakt van de totale energieverliezen, bij een variërend aandeel directe benutting van elektriciteit. Vervolgens is een inschatting gemaakt van de totale kosten voor transport van energie en de energieverliezen, voor dit marginale windpark. Tabel 1 geeft een overzicht van de parameters die gehanteerd zijn voor de inschatting van de kosten.

Figuur 7 - Energieverliezen beide transportroutes

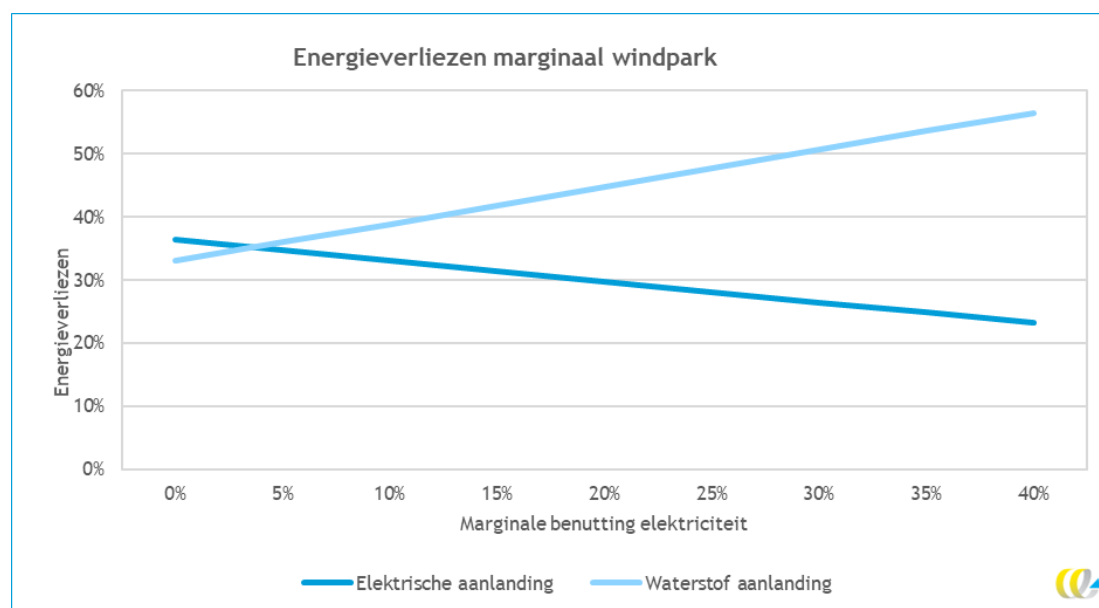


Tabel 1 - Parameters kostenberekening

Parameter	Waarde	Eenheid	Toelichting	Bron
Investering kabel	1.100	Mln €	Aanname 500 km, 2 GW, 1,1 Mln €/km	(Guidehouse & Berenschot, 2021)
Investering buisleiding	195	Mln €	Aanname nieuwe buisleiding 500 km, 36 inch, 0.065 Mln €/inch/km. Omgerekend naar 2 GW (36 inch is 12-14 GW)	(Guidehouse & Berenschot, 2021)
WACC	4%			(Guidehouse & Berenschot, 2021)
LCOE elektriciteit wind op zee	35	€/MWh	Aanname waarde elektriciteit gelijk aan LCOE	(Guidehouse & Berenschot, 2021)
Transportverliezen elektriciteit	5%		Bij HVDC	(Ardelean & Minnebo, 2015)
Transportverliezen waterstof	0%		Uit literatuur volgt dat dit onder de 0,1% ligt, dus verwaarloosbaar	(Miao et al., 2021)
Efficiëntie elektrolyse	67%			(Netbeheer Nederland, 2021)
Efficiëntie waterstofcentrale	63%			(Netbeheer Nederland, 2021)

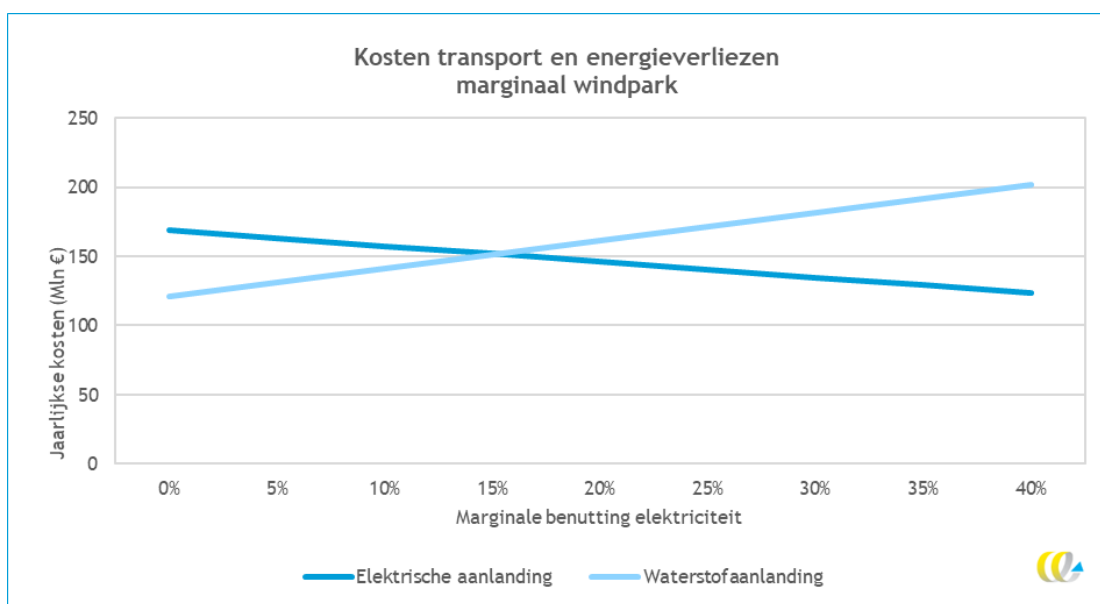
Figuur 8 geeft een overzicht van de energieverliezen voor een marginaal windpark bij beide transportopties, bij een variërende marginale benutting van elektriciteit. De figuur laat zien dat de energieverliezen bij een waterstofaanlanding steeds verder toenemen bij meer marginale benutting van elektriciteit, aangezien dan meer waterstof omgezet moet worden in elektriciteit. De energieverliezen nemen bij elektrische aanlanding juist af bij een toenemende marginale benutting van elektriciteit, aangezien meer elektriciteit dan direct benut kan worden.

Figuur 8 - Energieverliezen marginaal windpark als functie van marginale benutting elektriciteit, voor beide transportroutes



Figuur 9 geeft een overzicht van de jaarlijkse kosten voor transport van energie en energieverliezen voor een marginaal windpark bij beide transportopties, bij een variërende marginale benutting van elektriciteit. De figuur laat zien dat de jaarlijkse kosten voor elektrische aanlanding afnemen bij een toenemende marginale benutting van elektriciteit, doordat de energieverliezen afnemen. Bij waterstof aanlanding nemen de energieverliezen toe en nemen de kosten dus ook toe bij een toenemende marginale benutting van elektriciteit. Het omslagpunt zit tussen de 15 en 20% marginale benutting. Op dat punt wegen de lagere kosten door energieverliezen voor elektrische aanlanding precies op tegen de hogere kosten voor transport.

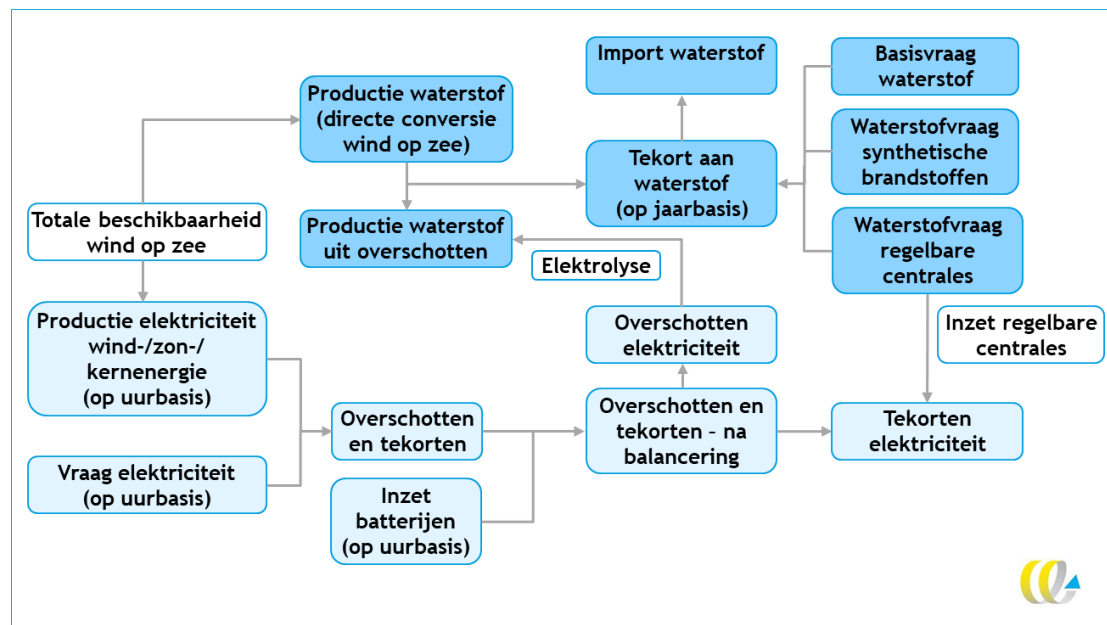
Figuur 9 - Kosten transport en energieverliezen voor marginaal windpark



B Energiemodel

Figuur 10 geeft een schematische weergave van de modellering van de elektriciteitsvoorziening en de waterstofvoorziening. De elektriciteitsvoorziening rekenen we door op uurbasis. Dit is noodzakelijk om de ongelijktijdigheid van vraag en productie en de effecten daarvan op de inzet van waterstofcentrales en elektrolyzers goed mee te nemen. Bij waterstof is er ook ongelijktijdigheid tussen vraag en aanbod, maar het is de verwachting dat daar vraag en aanbod gebalanceerd kan worden met waterstofopslag, zonder dat dit grote effecten heeft op de energiebalans (alleen kleine energieverliezen bij opslag). Daarom is het daar niet noodzakelijk om een doorrekening op uurbasis te maken.

Figuur 10 - Schematische weergave energiemodel elektriciteit en waterstof



Het doel van het model is om de inzet van verschillende productiebronnen voor het invullen van de energievraag te bepalen. Het model balanceert vraag en aanbod van elektriciteit op uurbasis en vraag en aanbod van waterstof op jaarbasis.

Het model heeft enkele inputs:

- De vraag naar elektriciteit (op uurbasis) en waterstof op jaarbasis is een input voor het model. Hiervoor zijn de I13050-scenario's in het ETM⁴ gebruikt (Netbeheer Nederland, 2023). De uurlijkse elektriciteitsvraag is gebaseerd op het weerjaar 2012. Het gaat hier om de directe vraag naar elektriciteit en waterstof. De vraag naar waterstof voor elektriciteitsproductie (met regelbare centrales) en de vraag naar elektriciteit voor waterstofproductie (met elektrolyse) worden berekend in het model en zijn afhankelijk van de productie.

⁴ Energietransitiemodel.

- Vermogens van niet-regelbare elektriciteitsproductie (wind op zee, wind op land, zon op dak/infra, zonneparken, kernenergie).
- Productieprofielen voor alle niet-regelbare bronnen, uit het ETM (Netbeheer Nederland, 2023). Deze productieprofielen zijn ook gebaseerd op het weerjaar 2012.
- Het totale beschikbare vermogen voor wind op zee. Dit is 50 GW voor 2040.

Hierna geven we een omschrijving van de stappen die doorlopen worden in het model:

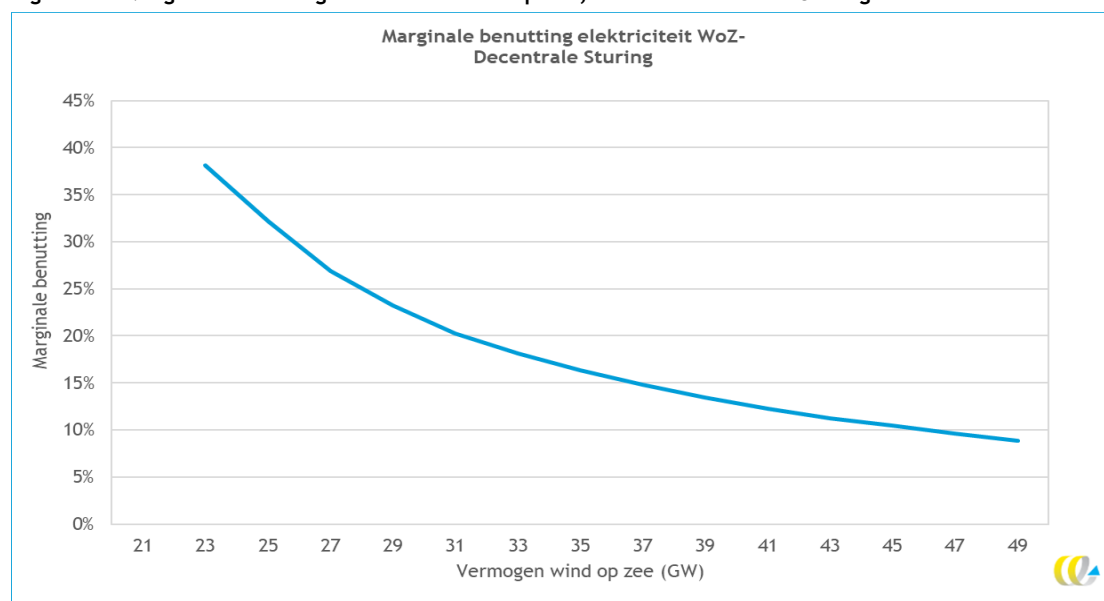
- Op basis van de vermogens van niet-regelbare elektriciteitsproductie en de productieprofielen van al deze bronnen, wordt de productie van niet-regelbare elektriciteitsbronnen per uur berekend. Dit wordt gecombineerd met de elektriciteitsproductie per uur. Per uur wordt zo berekend of er overschotten of tekorten van elektriciteit zijn en wat de omvang daarvan is.
- Bij de inputs is bepaald welk vermogen aan windparken op zee ingezet wordt voor productie van elektriciteit. De rest van de windenergie wordt ingezet voor waterstofproductie. Op basis van het totale beschikbare vermogen voor wind op zee (50 GW) en het vermogen wind op zee voor elektriciteitsproductie wordt bepaald hoeveel vermogen wind op zee ingezet wordt voor waterstofproductie op zee. Hier gaat een deel van de energie verloren. We gaan uit van een efficiëntie van 67%, conform I13050 (Netbeheer Nederland, 2021).
- Voor de inzet van flexibiliteitsbronnen wordt aangesloten bij de modellering van het ETM. Eerst wordt een optimalisatie gedaan van de hoeveelheid elektrische aanlanding op basis van het oorspronkelijke scenario. Vervolgens wordt, met deze nieuwe aanname, een aangepast scenario gemaakt in het ETM met een andere inzet van flexibiliteitsbronnen.
- Met elektrolyse worden overschotten van elektriciteit (deels) omgezet in waterstof. Dit wordt meegenomen als aanbod aan de waterstofkant van het model. Hier gaat een deel van de energie verloren.
- De tekorten van elektriciteit moeten deels worden ingevuld met productie van waterstofvraag. Dit wordt meegenomen als vraag aan de waterstofkant van het model.
- Vervolgens wordt de energiebalans van waterstof opgemaakt. Het verschil tussen de vraag naar waterstof (directe vraag en vraag waterstofcentrales) en het aanbod van waterstof (elektrolyse met overschotten elektriciteit en directe conversie van wind op zee). Het verschil tussen de vraag en aanbod van waterstof wordt ingevuld met import. Bij meer aanbod dan vraag is sprake van export.



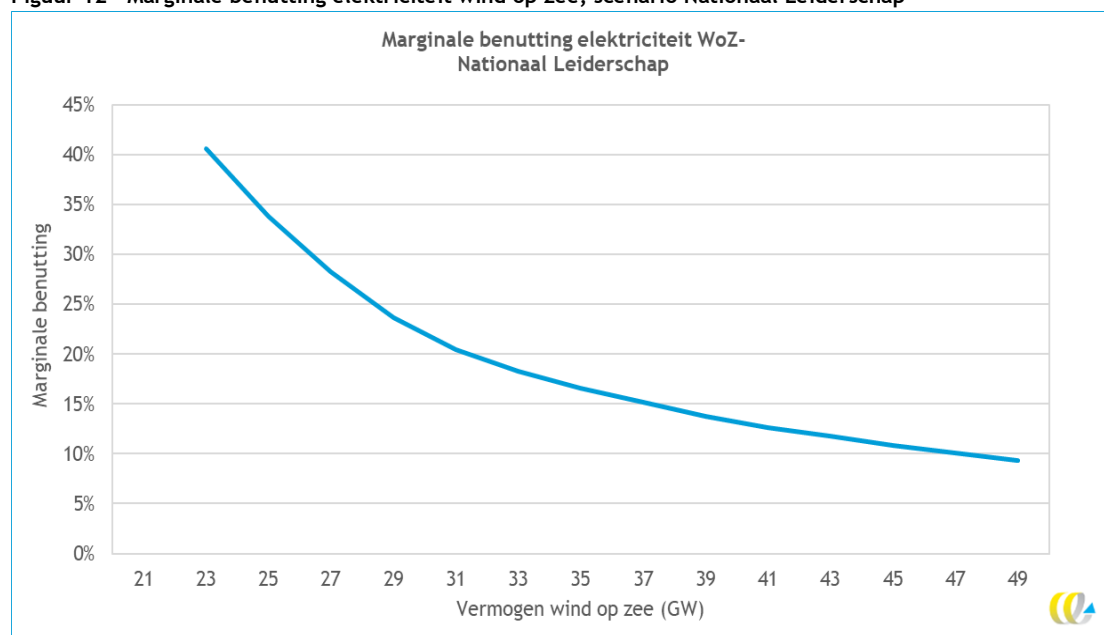
C Uitgebreide uitkomsten

De volgende figuren geven voor elk scenario een overzicht van de marginale benutting van elektriciteit van windparken op zee, als functie van het vermogen elektrische aanlanding. Voor het scenario *Doorvoer naar buitenland* is aangenomen dat 12 GW elektrische aanlanding extra direct doorgevoerd wordt naar België en Duitsland. Verder zijn de resultaten voor dit scenario gelijk aan het scenario *Nationaal Leiderschap*.

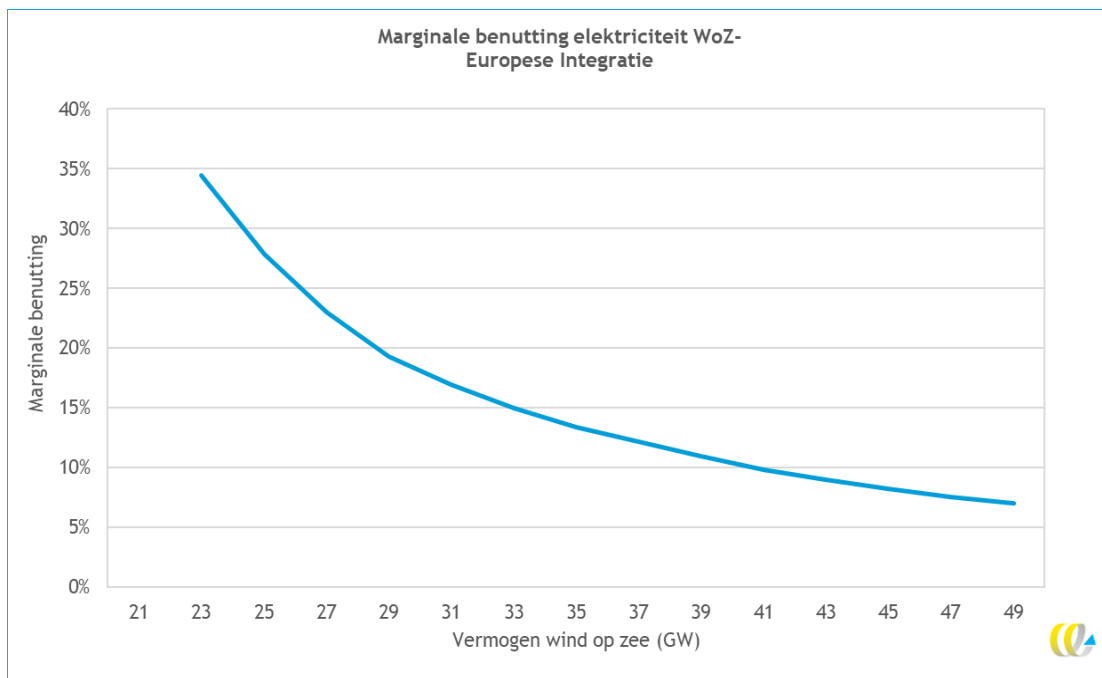
Figuur 11 - Marginale benutting elektriciteit wind op zee, scenario Decentrale Sturing



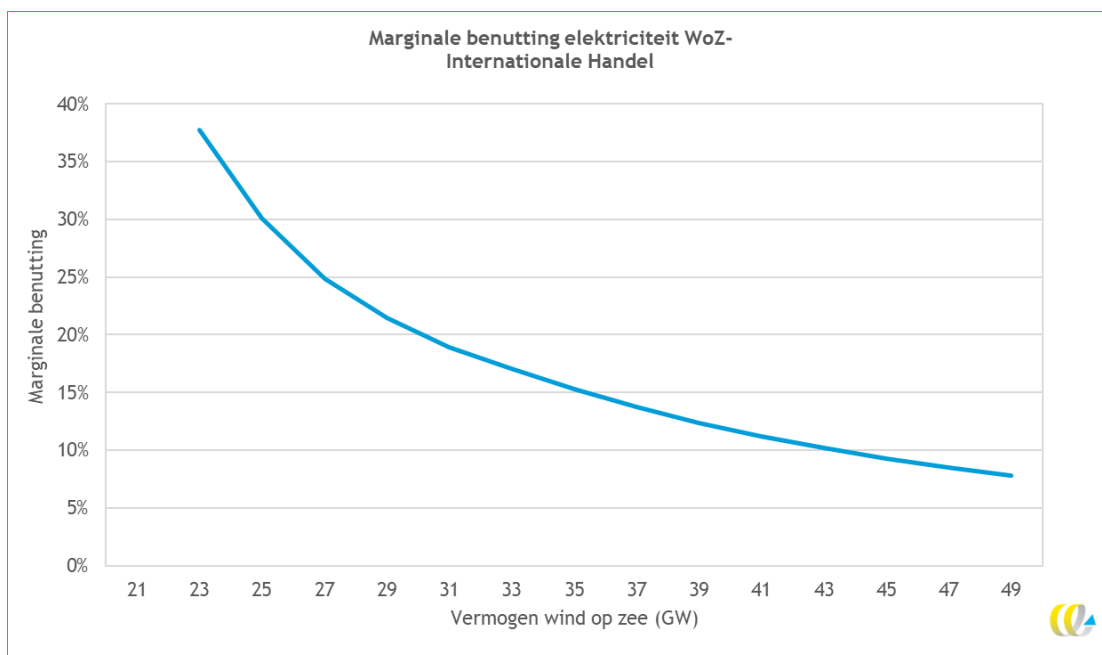
Figuur 12 - Marginale benutting elektriciteit wind op zee, scenario Nationaal Leiderschap



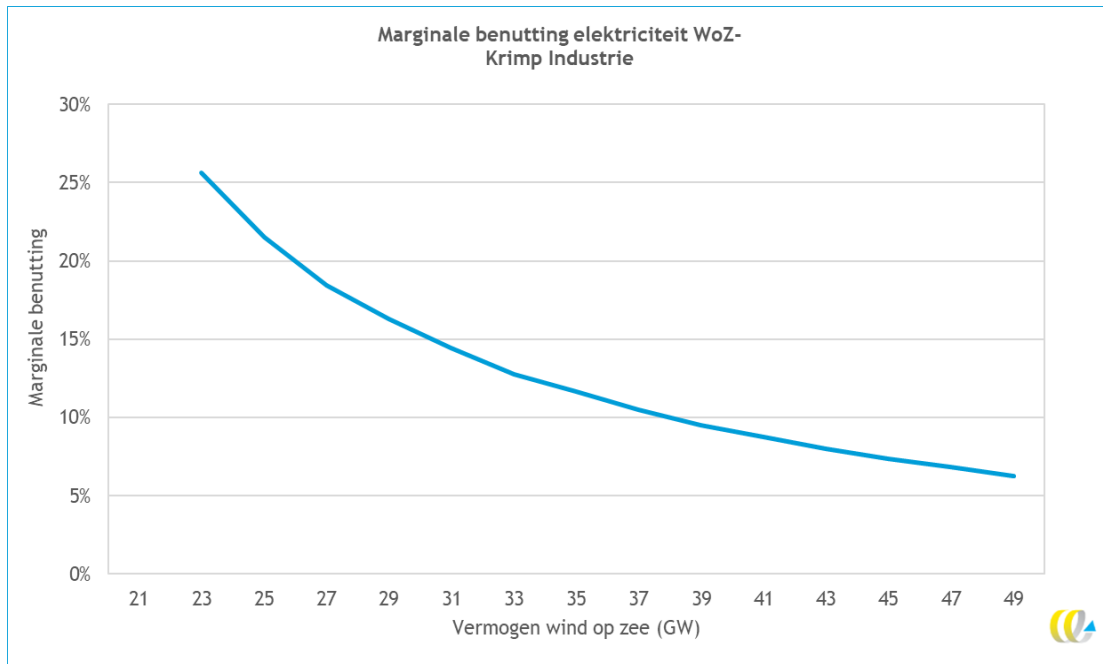
Figuur 13 - Marginale benutting elektriciteit wind op zee, scenario Europese Integratie



Figuur 14 - Marginale benutting elektriciteit wind op zee, scenario Internationale Handel



Figuur 15 - Marginale benutting elektriciteit wind op zee, scenario Krimp Industrie



E Integratie elektrische aanlanding





Systemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040

Bijlage Integratie elektrische aanlanding



Stysteemintegratie wind op zee

Fase A pVAWOZ 2031-2040

Bijlage Integratie elektrische aanlanding

Dit rapport is geschreven door:
Joeri Vendrik, Heleen Groenewegen

Delft, CE Delft, februari 2024

Publicatienummer: 23.220488.026e

Oprachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Joeri Vendrik (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	3
1	Introductie	5
2	Afwegingen bij verdeling elektrische aanlanding	6
	2.1 Impact op elektriciteitsinfrastructuur	8
	2.2 Impact op waterstofinfrastructuur	9
3	Methodiek inpassing elektrische aanlanding	11
	3.1 Clusters op uitlopers van het hoogspanningsnet	12
	3.2 Overige clusters	14
4	Resultaten integratie elektrische aanlanding	17
	4.1 Resultaten per cluster	17
	4.2 Totaaloverzicht	24
	4.3 Conclusies	26
5	Beschouwing impact flexibiliteitsbronnen	28
	5.1 Welke flexibiliteitsbronnen hebben impact op elektrische aanlanding?	28
	5.2 Wat is de impact van de verschillende flexibiliteitsbronnen?	29
	5.3 Wat is de gezamenlijke impact van de flexibiliteitsbronnen?	31
6	Referenties	32
A	Kerncijfers vraag en aanbod elektriciteit, flexibiliteit en transportcapaciteit per cluster en scenario	33
	A.1 Vraag en aanbod elektriciteit (exclusief WoZ) per cluster en per scenario	33
	A.2 Vermogens flexibiliteit per cluster en per scenario	33
	A.3 Transportcapaciteit per cluster	35



Samenvatting

Een efficiënte verdeling van de elektrische aanlanding over de verschillende aansluitlocaties is noodzakelijk om ervoor te zorgen dat zo min mogelijk uitbreidingen aan de hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn. Voor clusters van aansluitlocaties is bepaald hoeveel extra elektrische aanlanding mogelijk is na 2031, voordat extra hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn. De resultaten zijn te vinden in Tabel 1.

Onzekerheden methodologie

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over deze 380 kV-verbindingen en de impact van (elektrische) aanlanding van wind op zee is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. In deze fase van het onderzoek zijn echter nog geen doorrekeningen uitgevoerd, aangezien het gaat om een eerste verkenning. Het is de verwachting dat in Fase B wel een integrale doorrekening van TenneT uitgevoerd zal worden, om de exacte effecten van (elektrische) aanlanding van wind op zee op de 380 kV-verbindingen in te schatten.

Er zijn echter enkele relevante factoren voor de belasting op de 380 kV-verbindingen die bij de gekozen methodiek niet meegenomen worden zoals, de impact dieper op het net, transit-flows bij de clusters, de effecten van import/export elektriciteit, transportcapaciteit in periode van onderhoud en de inschatting wanneer uitbreidingen noodzakelijk zijn. Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380 kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van dit onderzoek, namelijk richting geven voor de ruimtelijke analyses.

Tabel 1 - Totaaloverzicht extra elektrische aanlanding mogelijk per cluster, met inzet flexibiliteitsbronnen

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen (exclusief flexibiliteitsbronnen)	Aantal elektrische aansluitingen (inclusief flexibiliteitsbronnen)
Groningen	Twee tot drie extra verbindingen	Drie tot vier extra verbindingen
Noord-Holland (kop van Noord-Holland + NZKG)	Twee tot drie extra verbindingen	Vier extra verbindingen
Rotterdam	Geen extra verbinding mogelijk	Nul tot twee extra verbindingen
Zeeland	Nul tot één extra verbindingen	Nul tot twee extra verbindingen
Noord-Brabant	Onbekend	Onbekend
Limburg	Maximaal drie verbindingen	Maximaal drie verbindingen
DC Hub Zuidwest-Nederland	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders 0	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders 0
Totaal	Acht tot elf extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)	Tien tot achttien extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)

Uit de analyses rondom inpassing van elektrische aanlanding kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- In Groningen, Noord-Holland en Limburg zijn de vermogens voor extra elektrische aanlanding die mogelijk zijn vrij robuust in de verschillende scenario's.
- In Rotterdam en Zeeland is de hoeveelheid extra elektrische aanlanding die mogelijk is erg afhankelijk van met name de ontwikkeling van de industrie en het wel of niet plaatsen van kerncentrales.
- In totaal kan door de inzet van flexibiliteitsbronnen tussen twee en zeven extra elektrische verbindingen gerealiseerd worden tot 2040, afhankelijk van het scenario. Dit benadrukt de belangrijke rol van flexibiliteitsbronnen bij het integreren van elektriciteit

van windparken op zee in het energiesysteem op land. Dit geldt met name voor elektrolyzers.

- De som van het aantal verbindingen dat per locatie mogelijk is, is groter dan het totaal aan extra elektrische verbindingen dat nodig is in de verschillende scenario's (zie bijlage *Benutting windenergie*) en de circa tien elektrische verbindingen waar in pVAWOZ 2031-2040 naar gezocht wordt. Dit impliceert dat het, zonder inachtneming van de ruimtelijke beperkingen, de aansluitcapaciteit en de effecten dieper op het net (zie volgend punt), in principe mogelijk is om alle extra elektrische aanlanding tot 2040 te faciliteren zonder dat extra 380 kV-verbindingen noodzakelijk zijn bovenop de geplande uitbreidingen.
- In de praktijk is het niet mogelijk om simpelweg de mogelijke aanlanding per cluster op te tellen. Er zit een onderlinge samenhang tussen aanlandingen in verschillende clusters. Op bepaalde punten van het hoogspanningsnet komen stromen vanuit verschillende clusters samen, bijvoorbeeld in Noord-Brabant (waar elektriciteit uit aanlanding in Zeeland, Rotterdam en Noord-Brabant samenkomen). Daarom is het de verwachting dat spreiding van aanlandingen voordelig kan zijn, al moet dat ook in samenhang met vraagontwikkeling in de clusters en de belasting op het hele netwerk gezien worden. De integrale doorrekeningen door TenneT in Fase B is noodzakelijk om hier uitsluitsel over te geven.

1 Introductie

In deze bijlage brengen we het effect van elektrische aanlanding van wind op zee op de energie-infrastructuur op land in kaart. Hiervoor kijken we afzonderlijk naar de ontwikkelingen in elke regio en kijken we hoeveel wind op zee elektrisch kan aanlanden bij elke aansluitlocatie voordat verzwaringen aan de achterliggende energie-infrastructuur op land noodzakelijk is.

We kijken hoeveel elektrische aanlanding mogelijk is, bovenop de bestaande plannen tot 2031. Tabel 2 geeft een overzicht van de geplande aanlandingen.

Tabel 2 - Geplande aanlandingen wind op zee tot 2031

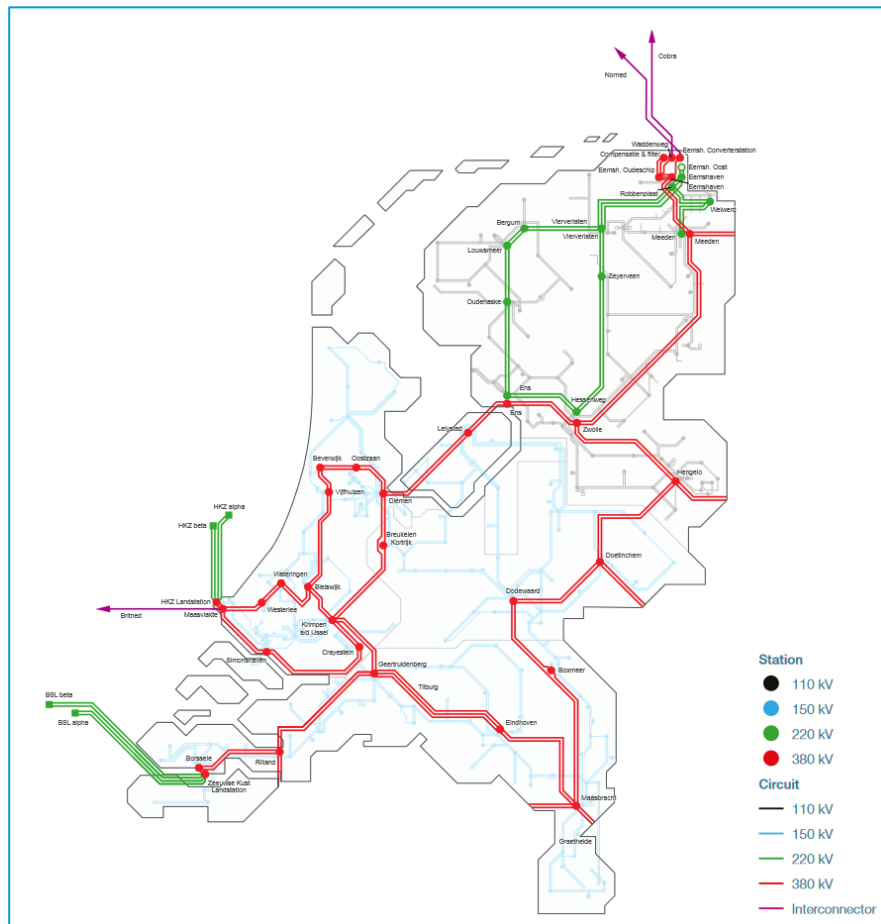
Aansluitlocatie	Gerealiseerd en restant routekaart wind op zee	Aanvullende routekaart wind op zee
Maasvlakte	3,4 GW	4 GW
Eemshaven	0,7 GW	4,5 GW (waarvan 0,5 GW waterstof)
Beverwijk	2,1 GW	0 GW
Borssele	3,4 GW	2 GW
Geertruidenberg	0 GW	2 GW
Overig	0,4 GW	

2 Afwegingen bij verdeling elektrische aanlanding

Elektrische aanlanding van wind op zee heeft een forse impact op het elektriciteitssysteem op land. Elektrische aanlanding van wind op zee zal plaatsvinden op enkele aansluitlocaties, die voornamelijk aan de kust liggen. Op deze aansluitlocaties zal een deel van de extra elektriciteit direct gebruikt kunnen worden, door de lokale energievragers en flexibiliteitsbronnen, maar een groot deel zal doorgevoerd worden richting de rest van Nederland.

Er zullen dus forse hoeveelheden elektriciteitstransport noodzakelijk zijn vanaf de aansluitlocaties (met name aan de kust) richting de rest van Nederland. Hiervoor is voldoende **transportcapaciteit** nodig van de hoogspanningsverbindingen. Figuur 1 geeft een overzicht van de huidige hoogspanningsverbindingen, **exclusief geplande uitbreidingen uit het IP2022**.

Figuur 1 - Huidige hoogspanningsverbindingen



Een efficiënte verdeling van de elektrische aanlanding over de verschillende aansluitlocaties is noodzakelijk om ervoor te zorgen dat zo min mogelijk uitbreidingen aan de hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn, bovenop de geplande uitbreidingen uit het IP2022 van TenneT. Hierbij zijn de volgende zaken van belang:

- **Elektrische aanlanding tot en met 2031.** Op enkele aansluitlocaties wordt al elektrische aanlanding gerealiseerd tot en met 2031. Dit heeft impact op de hoeveelheid elektrische aanlanding die na 2031 nog mogelijk is.
- **Directe benutting elektriciteit bij aansluitlocatie,** met name vanuit de industrie. Hoe meer elektriciteit direct benut kan worden, hoe minder afgevoerd hoeft te worden met de hoogspanningsinfrastructuur. Hierbij is zowel de omvang van de elektriciteitsvraag en productie als de (on)gelijktijdigheid van belang.
- **Inzet flexibiliteit op aansluitlocatie** voor het opvangen van overschotten van elektriciteit. Indien deze overschotten op de aansluitlocatie zelf opgevangen worden, met bijvoorbeeld elektrolyzers, vraagsturing of batterijen, dan hoeft minder elektriciteit afgevoerd te worden met de hoogspanningsinfrastructuur.
- **Productie overige elektriciteitsbronnen bij aansluitlocatie.** Forse productie van andere (niet regelbare) bronnen, zoals kernenergie of hernieuwbare opwek op land, in de nabijheid van de aansluitlocatie heeft impact op de lokale overschotten aan elektriciteit die ontstaan en daarmee op de benodigde afvoer van elektriciteit via het hoogspanningsnet. Hoe meer productie van overige elektriciteitsbronnen, hoe minder wind op zee elektrisch kan aanlanden op die locatie zonder uitbreidingen aan achterliggende hoogspanningsinfrastructuur. Hierbij zijn met name productie van kernenergie en wind op land relevant. Productie van zon-pv en regelbare centrales hebben minder impact vanwege de grote mate van ongelijktijdigheid van de productie van die bronnen met productie van windparken op zee.
- **Locatie aansluitlocatie in hoogspanningsinfrastructuur op land.** Een deel van de (potentiële) aansluitlocaties aan de kust liggen op uitlopers van de 380 kV-infrastructuur. Het gaat dan om de kop van Noord-Holland, Zeeland, Groningen en Rotterdam. In dat geval is de impact van elektrische aanlanding van wind op zee op het transport van elektriciteit vrij makkelijk te bepalen. Indien er lokaal overschotten zijn, dan moeten deze afgevoerd worden, en indien er tekorten zijn moeten deze aangevoerd worden. Dit komt overeen met de situatie in Figuur 2.
- De situatie is wezenlijk anders indien de aansluitlocatie niet op een uitloper van het 380 kV-net op land ligt. Dan kan er zowel aanvoer als afvoer van elektriciteit zijn vanaf de aansluitlocatie of afvoer van elektriciteit in meerdere richtingen.
- **Transportcapaciteit hoogspanningsverbindingen (huidig en gepland).** Hoe meer capaciteit de hoogspanningsverbindingen bij een aansluitlocatie hebben, hoe meer elektriciteit kan worden afgevoerd zonder dat nieuwe uitbreidingen noodzakelijk zijn. Bepalend is dan de reeds aanwezige/geplande aanlanding van de windparken tot 2031.

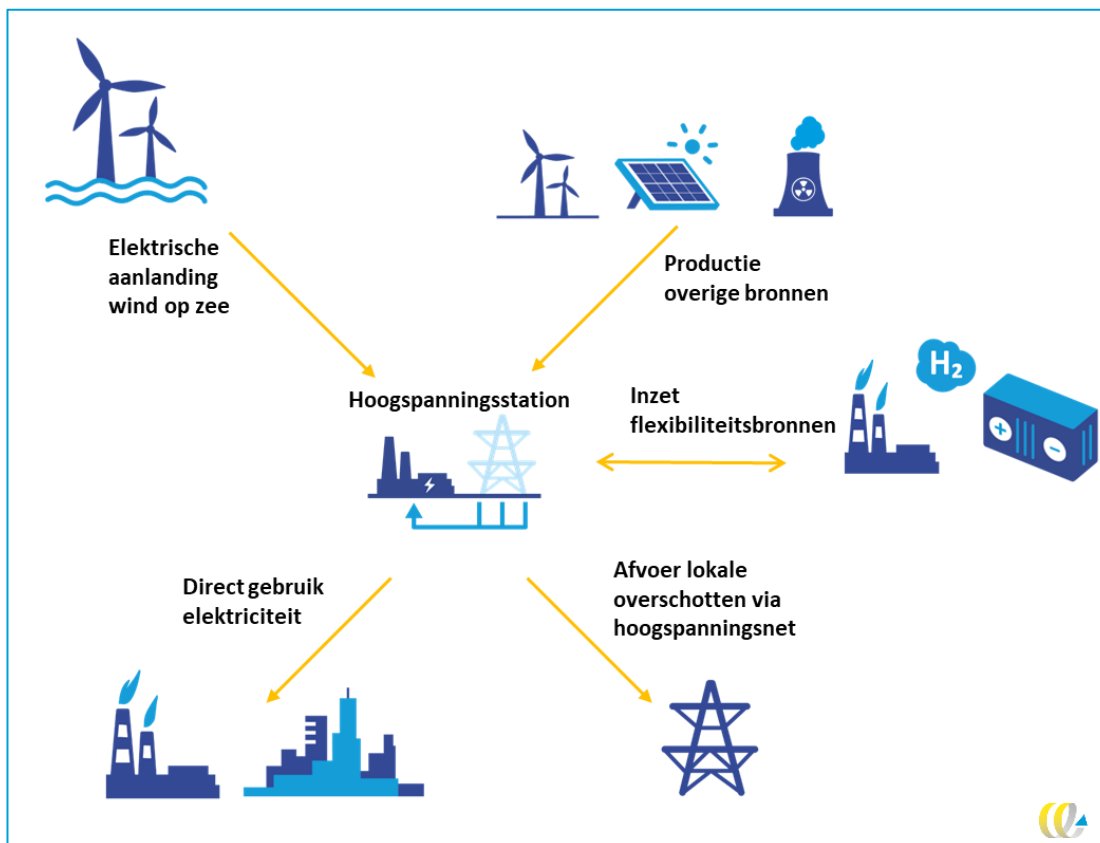
De kabels vanaf windparken op zee moeten aangesloten worden op het hoogspanningsnet op land bij hoogspanningsstations. Hier is **aansluitcapaciteit** voor nodig. Indien een station vol is, moet een nieuw station gerealiseerd worden voor extra aansluitingen van wind op zee en voor mogelijke flexibiliteitsbronnen. In principe is er vanuit het energiesysteem geen beperking op het aantal stations dat gerealiseerd kan worden op aansluitlocaties en dus op de maximale aansluitcapaciteit. Maar er moet wel voldoende ruimte beschikbaar zijn voor een nieuw station en de aanleg van een nieuw station kost veel tijd (7-10 jaar).

Additionele elektrische aanlanding van wind op zee heeft indirect ook impact op de waterstof-infrastructuur op land. Op de aansluitlocaties zullen naar verwachting elektrolyzers gerealiseerd worden. De waterstof die geproduceerd wordt door deze elektrolyzers moet direct benut of getransporteerd worden.

2.1 Impact op elektriciteitsinfrastructuur

Figuur 2 geeft een weergave van de energiestromen van elektriciteit bij elektrische aanlanding bij een uitloper van het 380 kV-net aan de kust^{1,2}. De kabel van de elektrische aanlanding van wind op zee, grootschalige overige productiebronnen, grootschalige flexibiliteitsbronnen en grootschalige afnemers moeten worden aangesloten op een hoogspanningsstation. Hier is aansluitcapaciteit op dit station voor nodig. Daarnaast is transportcapaciteit van hoogspanningsverbindingen nodig om lokale overschotten af te voeren.

Figuur 2 - Illustratie energiestromen elektrische aanlanding bij uitloper aan de kust



2.1.1 Aansluitcapaciteit

De kabels vanaf de windparken op zee moeten aangesloten worden op het hoogspanningsnet op land. Deze kabels worden aangesloten op vrije velden van 380 kV-stations. Er kan een gelimiteerd vermogen per station aangesloten worden, op een bepaald moment is het station vol. Per station kan maximaal 6 GW opwek aangesloten worden volgens Europese regelgeving. Daarnaast kan een station ook vol zijn indien er geen fysieke ruimte meer beschikbaar is voor verdere uitbreidingen.

¹ Niet alle producenten, afnemers en flexibiliteitsbronnen hoeven direct aangesloten te zijn op het hoogspanningsstation. Ze kunnen ook op lagere netvlakken aangesloten zijn. Maar dan komen deze energiestromen alsnog samen bij het hoogspanningsstation.

² Op sommige uren, met weinig wind op zee, zal sprake zijn van aanvoer van elektriciteit via het hoogspanningsnet. Maar het grootste deel van het jaar is sprake van overschotten die afgevoerd worden en dit zijn de momenten die ervoor zorgen dat knelpunten op de hoogspanningsverbindingen ontstaan.

Indien een station vol is, moet een nieuw station gerealiseerd worden voor extra aansluitingen van wind op zee en voor mogelijke flexibilitetsbronnen. In principe is er vanuit het energiesysteem geen beperking op het aantal stations dat gerealiseerd kan worden op aansluitlocaties en dus op de maximale aansluitcapaciteit. Maar er moet wel voldoende ruimte beschikbaar zijn voor een nieuw station en de aanleg van een nieuw station kost veel tijd (7-10 jaar).

2.1.2 Transportcapaciteit

Wanneer het vermogen dat afgevoerd moet worden met het achterliggende hoogspanningsnet groter is dan de beschikbare transportcapaciteit is sprake van een knelpunt. Voor elk knelpunt is een oplossing noodzakelijk. Het is echter niet zo dat voor elk knelpunt nieuwe hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn.

Grofweg zijn er de volgende oplossingen voor knelpunten:

- **Redispatch.** Bij redispatch betaalt TenneT afnemers of producenten van elektriciteit om hun productie of afname te verminderen of juist toe te laten nemen zodat minder transport nodig is op een verbinding waar een knelpunt dreigt op te treden. Als er slechts op enkele momenten in het jaar knelpunten optreden op een bepaalde verbinding is dit goedkoper dan het aanleggen van nieuwe infrastructuur.
- **Verzwarend.** Bij verzwarend worden de geleiders van bestaande verbindingen opgewaardeerd naar 4kA-geleiders, waardoor deze meer elektriciteit kunnen transporteren. Deze maatregel heeft geen significante ruimtelijke consequenties, maar wel financiële consequenties. Het is de verwachting dat alle 380 kV-verbindingen verzwaard worden door inzet van 4kA-geleiders richting 2040. Dit is conform de plannen van TenneT.
- **Nieuwe infrastructuur.** Als een forse hoeveelheid energie op jaarbasis niet getransporteerd kan worden zijn nieuwe hoogspanningsverbindingen noodzakelijk.

Een maat voor de ernst van een knelpunt is de energie die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden, de ENT (Energy Not Transported). Deze maat bevat zowel de omvang van de knelpunten (aantal MW tekort aan transportcapaciteit) als het aantal uren in het jaar dat knelpunten optreden en komt ook overeen met de opgave voor TenneT om redispatch toe te passen. Indien grote hoeveelheden elektriciteit niet getransporteerd kunnen op jaarbasis, en dus als de ENT hoog is, dan wordt het voor TenneT goedkoper om nieuwe verbindingen aan te leggen. In de praktijk verschilt het per specifieke situatie bij welke ENT een nieuwe verbinding goedkoper wordt dan redispatch, maar in dit onderzoek nemen we aan dat het omslagpunt ligt bij een ENT van 0,5 TWh per jaar, voor alle verbindingen. Deze waarde is bepaald in samenspraak met TenneT.

2.2 Impact op waterstofinfrastructuur

Elektrische aanlanding van wind op zee heeft indirect ook impact op de waterstofinfrastructuur op land. Op de aansluitlocaties zullen naar verwachting elektrolyzers gerealiseerd worden. De waterstof die geproduceerd wordt door deze elektrolyzers kan in sommige gevallen deels direct benut worden, maar een deel zal ook getransporteerd moeten worden richting het landelijke waterstofnetwerk. Het landelijke waterstofnetwerk heeft naar verwachting voldoende capaciteit voor het transport van de geproduceerde waterstof, maar er zijn wel aansluitleidingen nodig vanaf de elektrolyzers richting dit landelijke netwerk. In sommige gevallen kan hiervoor gebruik gemaakt worden van bestaande aardgasleidingen, maar indien deze niet (op tijd) beschikbaar zijn of onvoldoende capaciteit hebben zijn nieuwe waterstofleidingen noodzakelijk.

Elektrische aanlanding van wind op zee kan dus mogelijk wel wat impact hebben op de waterstofinfrastructuur op land. Maar in vergelijking met de elektriciteitsinfrastructuur is

deze impact beperkt en daarom beschouwen we dit als geen doorslaggevende factor bij de afweging rondom locaties voor elektrische aanlanding. Daarom nemen we de impact op waterstofinfrastructuur niet mee bij in de verdere analyses voor elektrische aanlanding. De impact op de waterstofinfrastructuur wordt uiteraard wel meegewogen bij de aanlanding van windenergie in de vorm van waterstof.



3 Methodiek inpassing elektrische aanlanding

We hebben voor de potentiële aansluitlocaties onderzocht hoeveel wind op zee elektrisch kan aanlanden bij elke aansluitlocatie voordat verzwaringen aan de achterliggende energie-infrastructuur op land noodzakelijk is. Hierbij hebben we alleen gekeken naar de impact op de elektriciteitsinfrastructuur, aangezien de impact op de waterstofinfrastructuur minder relevant is voor de afweging bij elektrische aanlanding.

Om te bepalen hoeveel elektrische aanlanding per locatie mogelijk is, hebben we bepaald hoeveel wind op zee elektrisch kan aanlanden voordat de transportcapaciteit onvoldoende is en nieuwe hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn. In de analyses houden we voor nu geen rekening met de beschikbare aansluitcapaciteit, aangezien we aannemen dat het in alle gevallen richting 2040 nieuwe stations en daarmee extra aansluitcapaciteit gerealiseerd kunnen worden. Uiteindelijk zal per locatie een inschatting gemaakt moeten worden of dit ruimtelijk haalbaar is.

Voor de potentiële aansluitlocaties wordt een inschatting gemaakt van de transportcapaciteit van de nabijgelegen hoogspanningsverbindingen. Hiervoor wordt uitgegaan van realisatie van de geplande uitbreidingen van de hoogspanningsinfrastructuur van het meest recente investeringsplan van TenneT, het IP2022 (TenneT, 2022). Bij de bepaling van de transportcapaciteit wordt rekening gehouden met redundantie en onderhoud. Voor een verbinding van vier circuits nemen we aan dat gemiddeld 2,5 ten alle tijden gebruikt kunnen worden (n-1 en correctie van een 0,5 voor onderhoud). Voor een verbinding van twee circuits nemen we aan dat gemiddeld 1 circuit gebruikt kan worden (n-1).

We kijken in de analyses niet naar individuele aansluitlocaties, maar naar clusters van aansluitlocaties. Voor de impact op de achterliggende hoogspanningsverbindingen is de precieze aansluitlocatie namelijk van beperkt belang. Aansluiting op de Maasvlakte heeft grofweg eenzelfde impact op de hoogspanningsverbindingen als aansluiting bij Europoort. De exacte locatie is wel van belang voor de aansluitcapaciteit. Tabel 3 geeft een overzicht van de clusters met bijbehorende potentiële aansluitlocaties.

Tabel 3 - Clusters van aansluitlocaties

Cluster	Aansluitlocaties
Kop van Noord Holland	Middenmeer, Den Helder
Noordzeekanaalgebied (NZKG)	Vijfhuizen, Velsen, Spaarndam/A10 Noordoost/Weesp, Westelijk deel NZKG
Rotterdam	Bleiswijk, Wateringen, Simonshaven, Maasvlakte/Europoort
Zeeland	Borssele/Sloegebied, Terneuzen
Groningen	Eemshaven
Noord-Brabant	Moerdijk, Tilburg
Limburg	Maasbracht/Graetheide

Voor elk van de clusters bepalen we de impact van een variërend vermogen aan elektrische aanlanding van wind op zee op de belasting op de hoogspanningsverbindingen, om te



bepalen hoeveel elektrische aanlanding mogelijk is per cluster voordat nieuwe verbindingen noodzakelijk zijn. Voor deze analyse maken we onderscheid tussen clusters die op een uitloper van het 380 kV-net liggen en clusters waarvoor dit niet het geval is.

3.1 Clusters op uitlopers van het hoogspanningsnet

Een deel van de (potentiële) clusters van aansluitlocaties liggen op uitlopers van de 380 kV-infrastructuur. Het gaat dan om de kop van Noord-Holland, Zeeland, Groningen en Rotterdam. In dat geval is de impact van elektrische aanlanding van wind op zee op het transport van elektriciteit vrij makkelijk te bepalen. Indien er lokaal overschotten zijn, dan moeten deze afgevoerd worden, en indien er tekorten zijn moeten deze aangevoerd worden. Dit komt overeen met de situatie in Figuur 2.

In de analyses houden we nu geen rekening met de beschikbare aansluitcapaciteit, aangezien we aannemen dat in alle gevallen richting 2040 nieuwe stations, en daarmee extra aansluitcapaciteit, gerealiseerd kunnen worden. Uiteindelijk zal per locatie een inschatting gemaakt moeten worden of aansluitcapaciteit beschikbaar is of dat er ruimte is voor aanleg van uitbreiding van een bestaand of aanleg van een nieuw station.

Om te bepalen hoeveel elektrische aanlanding van wind op zee per cluster mogelijk is doorlopen we de volgende stappen:

1. Voor elk van deze clusters wordt de vraag naar elektriciteit en aanbod (bij variërend vermogen elektrische aanlanding WoZ) op uurbasis bepaald. Daarnaast wordt op uurbasis de inzet van flexibiliteitsbronnen in de clusters bepaald. Dit doen we voor elk scenario. Hiervoor passen we de regionalisatie³ van de oorspronkelijke I13050-scenario's toe op de scenario's die we eerder in het onderzoek opgesteld hebben (vier I13050-scenario's plus twee varianten, elk met in totaal 50 GW wind op zee in 2040)⁴. Voor de twee nieuwe scenario's gebruiken we de regionalisatie van de oorspronkelijke I13050-scenario's waarop de varianten gebaseerd zijn (Decentrale Sturing voor scenario Krimp Industrie en Nationaal Leiderschap voor Doorvoer naar België en Duitsland). De kerncijfers voor elk cluster zijn te vinden in Paragraaf 4.1.
2. Op basis van vraag, aanbod en de inzet van flexibiliteitsbronnen bepalen we voor elk uur hoeveel elektriciteit moet worden afgevoerd of aangevoerd via het hoogspanningsnet.
3. We bepalen vervolgens hoeveel energie op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (ENT), door per uurbasis de transportbehoefte te vergelijken met de beschikbare transportcapaciteit. De beschikbare transportcapaciteit is inclusief geplande uitbreidingen uit het IP2022 van TenneT (TenneT, 2022). De aannames rondom de beschikbare transportcapaciteit per cluster zijn te vinden in 0.
4. We nemen aan dat elektrische aanlanding mogelijk is totdat een nieuwe hoogspanningsverbinding gerealiseerd moet worden, dus als de jaarlijkse ENT hoger is dan 0,5 TWh (zie ook Paragraaf 2.1.2). We bepalen voor elk cluster en voor elk scenario hoeveel

³ Bij de regionalisatie is bepaald hoe energievraag, het energieaanbod en de flexibiliteitsbronnen ruimtelijk neerslaan (bijvoorbeeld x% in de Eemshaven). Voor alle onderdelen van het energiesysteem is in elk van de scenario's de regionalisatie bepaald.

⁴ In de praktijk verandert niet alleen de inzet van flexibiliteitsbronnen door het aanpassen van de scenario's (meer wind op zee en aanpassingen bij twee varianten), maar ook de regionalisatie van flexibiliteitsbronnen. De elektrolysecapaciteit in het cluster schalen we daarom mee met het vermogen elektrische aanlanding. We nemen aan dat de regionalisatie van de overige flexibiliteitsbronnen weinig veranderd door de wijzigingen in de scenario's.



elektrische aanlanding van wind op zee maximaal mogelijk is totdat de jaarlijkse ENT boven de 0,5 TWh komt. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 3. In dit voorbeeld (Rotterdam, scenario Decentrale Initiatieven) is 0,7 GW extra elektrische aanlanding mogelijk zonder inzet van flexibiliteitsbronnen en 2,7 GW extra elektrische aanlanding mogelijk met inzet van flexibiliteitsbronnen.

5. Bovenstaande analyse voeren we uit voor twee situaties:

- **Zonder inzet flexibiliteitsbronnen.** We bepalen eerst hoeveel elektrische aanlanding per cluster mogelijk is zonder inzet van flexibiliteitsbronnen. Richting 2040 zal inzet van flexibiliteitsbronnen noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Naar verwachting zal de inzet van flexibiliteitsbronnen bijdragen aan het verminderen van de belasting op het hoogspanningsnet en er daarmee voor zorgen dat er meer elektrische aanlanding mogelijk is per cluster, maar dit is geen zekerheid. Daarom wordt een situatie zonder inzet van flexibiliteitsbronnen in het cluster doorgerekend.
- **Met inzet flexibiliteitsbronnen.** We bepalen vervolgens hoeveel elektrische aanlanding per cluster mogelijk is inclusief inzet van flexibiliteitsbronnen. Bij meer elektrische aanlanding van wind op zee is het aannemelijk dat er ook meer flexibiliteitsbronnen gerealiseerd zullen worden op die locatie. Daarom schalen we het opgesteld vermogen aan flexibiliteitsbronnen mee met het vermogen elektrische aanlanding. Hierbij schalen we alleen het vermogen van elektrolyzers mee met het vermogen elektrische aanlanding, aangezien dit het meest direct gerelateerd is aan aanlanding van wind op zee en ook elektrolyzers ook de meeste impact hebben op het verminderen van de belasting op de hoogspanningsverbindingen.

Onzekerheden methodologie

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over deze 380 kV-verbindingen en de impact van (elektrische) aanlanding van wind op zee is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. In deze fase van het onderzoek zijn echter nog geen doorrekeningen uitgevoerd, aangezien het gaat om een eerste verkenning. Daarom is gekozen voor de beschreven alternatieve benadering.

Er zijn echter enkele relevante factoren voor de belasting op de 380 kV-verbindingen die bij de gekozen methodiek niet meegenomen worden:

- **Impact dieper op het net.** Met de gekozen methodiek kan alleen een inschatting gemaakt worden voor de afvoerende transportverbindingen in de directe omgeving van de aanlandclusters. Echter, aanlanding van wind op zee heeft ook impact dieper op het net, op de ring van het 380 kV-net. Er zit een onderlinge samenhang tussen aanlandingen in verschillende clusters. Op bepaalde punten van het hoogspanningsnet komen stromen vanuit verschillende clusters samen, dus de elektrische aanlanding in één cluster heeft impact op de hoeveelheid elektrische aanlanding die mogelijk is in een ander cluster. De impact dieper op het net kan alleen bepaald worden met een integrale doorrekening door TenneT.
- **Transit-flows bij clusters.** De belangrijkste beperking van de analyse is dat aangenomen is dat de meeste clusters op een uitloper van het 380 kV-net liggen en dat er geen doorvoer van elektriciteit is. Echter, in de praktijk zal dit alleen het geval zijn voor de kop van Noord-Holland en mogelijk Zeeland. In de andere gebieden zal in de praktijk ook doorvoer van elektriciteit plaatsvinden. Zo zal er bijvoorbeeld bij de Eemshaven naar verwachting doorvoer van elektriciteit zijn door import vanaf Duitsland bij Meeden. Het niet meenemen van de transit-flows heeft als implicatie dat de hoeveelheid (elektrische) aanlanding die mogelijk is per cluster overschat wordt.
- **Effecten import/export elektriciteit.** De impact van import en export van elektriciteit via DC-interconnectoren is meegenomen in de analyses. De impact van AC-interconnectoren niet, aangezien hiervoor een integrale doorrekening van TenneT met marktmodellering nodig is. Er zijn geen AC-interconnectoren bij de aanlandingslocaties, maar dit heeft wel impact op mogelijke transit-flows (zie voorgaand punt).
- **Transportcapaciteit in periode van onderhoud.** Het hoogspanningsnet moet bij normaal gebruik N-1 uitgelegd zijn. Echter, in periodes van onderhoud is ook N-1 redundantie noodzakelijk doordat in die

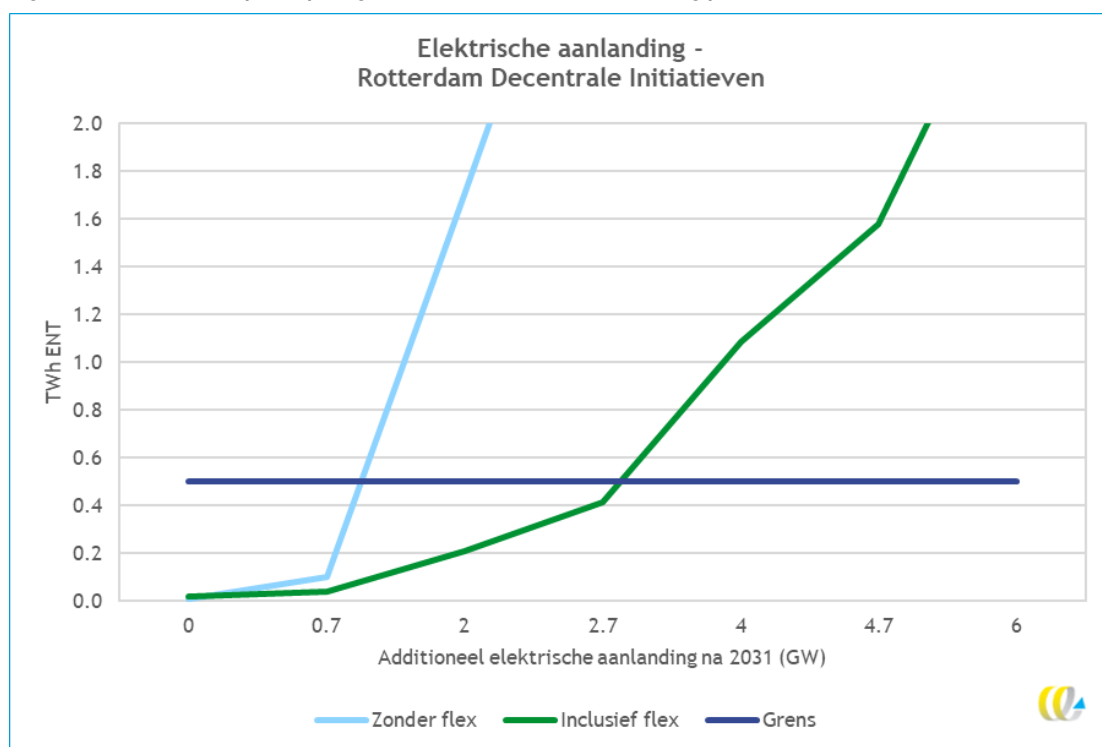


periodes minder transportcapaciteit beschikbaar is. Om dit mee te nemen is een correctie uitgevoerd op de beschikbare transportcapaciteit per cluster (uitgegaan van N-1,5), maar deze aanname is een versimpeling van de werkelijke

- **Relatie ENT en uitbreiding.** In de analyse is aangenomen dat bij een ENT (Energy Not Transported) van meer van 0,5 TWh per jaar redispatch te duur wordt en nieuwe hoogspanningsverbindingen nodig zijn. Maar in de praktijk is dit projectafhankelijk en is het onzeker in hoe zich dit ontwikkelt richting de toekomst. Er is een gevoeligheidsanalyse gedaan (Paragraaf 4.2.1) voor een lagere grens om inzicht te geven in de effecten van deze onzekerheid.

Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380 kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van dit onderzoek, namelijk richting geven voor de ruimtelijke analyses. Het is de verwachting dat in Fase B wel een integrale doorrekening van TenneT uitgevoerd zal worden, om de exacte effecten van (elektrische) aanlanding van wind op zee op de 380 kV-verbindingen in te schatten.

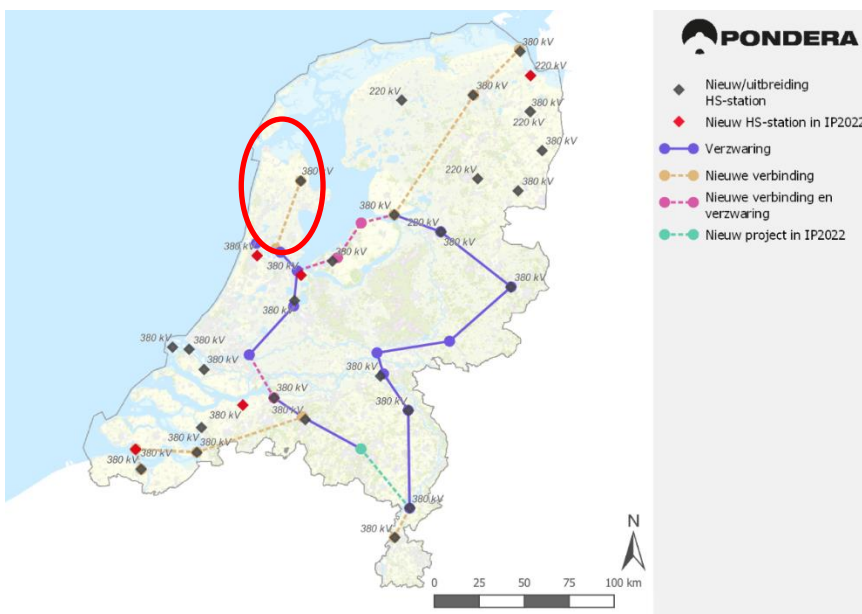
Figuur 3 - Illustratie stap 4 bepaling maximale elektrische aanlanding per cluster



3.2 Overige clusters

Er zijn drie clusters van aansluitlocaties die niet op een uitloper van het hoogspanningsnet liggen, namelijk het Noordzeekanaalgebied (NZKG), Noord-Brabant en Limburg. Het NZKG ligt aan de kust en is momenteel een uitloper van het 380 kV-net. Maar richting begin jaren 30 zal een 380 kV-verbinding vanaf het NZKG richting de kop van Noord-Holland aangelegd worden. Dit wordt geïllustreerd in de onderstaande figuur met de geplande uitbreidingen van de 380 kV-infrastructuur.

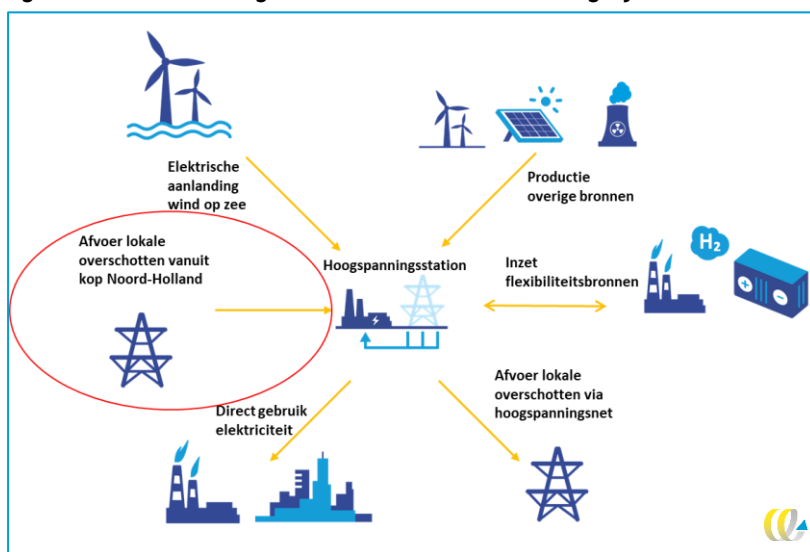
Figuur 4 - Aanpassingen in het hoogspanningsnet tussen nu en 2030 volgens de investeringsplannen van TenneT



Het NZKG is dan niet meer een uitloper en de lokale overschotten en tekorten van de kop van Noord-Holland zullen via het NZKG richting de rest van Nederland getransporteerd worden. Daarom zullen we de transportstromen vanaf de kop van Noord-Holland (met name door WoZ) optellen bij de belasting door aanlanding van wind op zee in het NZKG. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 5.

Bovenstaande betekent dat er een wisselwerking is tussen de hoeveelheid elektrische aanlanding in de kop van Noord-Holland en de elektrische aanlanding in het NZKG. Hoe meer elektrische aanlanding in de kop van Noord-Holland, hoe minder elektrische aanlanding mogelijk in het NZKG. In essentie kijken we dus naar deze twee gebieden in samenhang en kijken we hoeveel in Noord-Holland in totaal aangeland kan worden.

Figuur 5 - Illustratie energiestromen elektrische aanlanding bij NZKG



Voor de clusters Noord-Brabant en Limburg is het niet mogelijk om met de hiervoor genoemde methodologie een goede inschatting te maken van de impact van elektrische aanlanding van wind op zee op de belasting op de hoogspanningsinfrastructuur. Hiervoor liggen deze locaties te diep in het net. Daarom zal voor deze locaties een kwalitatieve analyse gedaan worden op basis van eerdere integrale doorrekeningen van de hoogspanningsinfrastructuur voor de studie Systeemintegratie Wind op Zee 2030-2040 en de Integrale Effectenanalyse van het Programma Energiehoofdstructuur. Daarnaast zal de impact van aanlanding op deze locaties mogelijk onderzocht worden met een integrale doorrekening van de hoogspanningsinfrastructuur door TenneT in Fase B van de analyses voor Systeemintegratie.



4 Resultaten integratie elektrische aanlanding

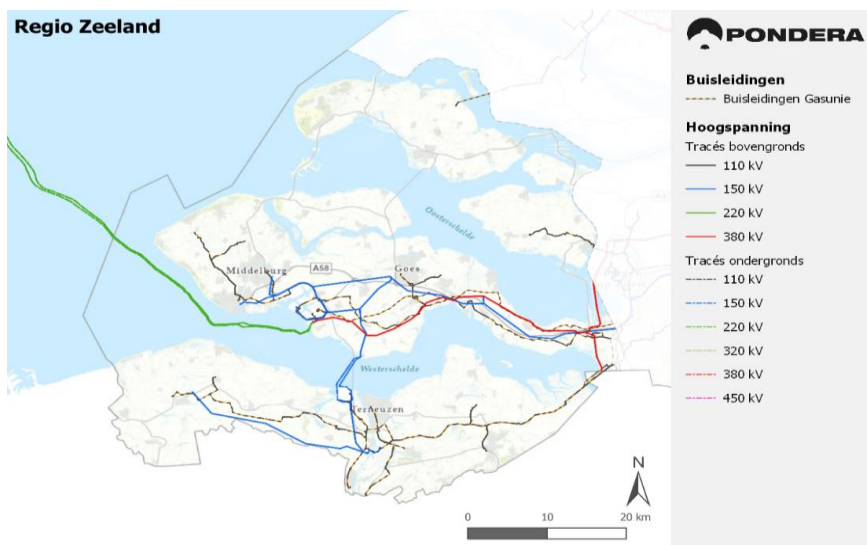
Hieronder bespreken we per hoeveel elektrische aanlanding van wind op zee mogelijk is per locatie en per scenario, voordat nieuwe hoogspanningsverbindingen aangelegd moeten worden. Eerst bespreken we de uitkomsten per cluster van aansluitlocaties. Daarna geven we een totaaloverzicht en tot slot bespreken we de samenhang tussen aanlandingen in verschillende clusters.

4.1 Resultaten per cluster

4.1.1 Zeeland

Onder het cluster Zeeland vallen de potentiële aansluitlocaties Borssele en Terneuzen. Tussen Borssele en Terneuzen zal een 380 kV-verbinding gerealiseerd worden. Vanaf Borssele lopen in 2031 vier 380 kV-circuits richting Rilland, die de overschotten afvoeren richting Noord-Brabant en de rest van Nederland. De vraag voor Zeeland is hoeveel elektrische aanlanding van wind op zee mogelijk is voordat nieuwe circuits nodig zijn bij deze verbinding. Zeeland zal in 2031 5,5 GW elektrische aanlanding van wind op zee hebben, allemaal in Borssele.

Figuur 6 - Hoogspanningsinfrastructuur Zeeland



In totaal zijn in Zeeland nul tot één extra verbindingen mogelijk tussen 2031 en 2040, zonder inzet van flexibele bronnen, en nul tot twee extra verbindingen met inzet van flexibele bronnen.

De verschillen tussen de scenario's hebben twee belangrijke oorzaken:

- **Kernenergie.** Het wel of niet plaatsen van extra kerncentrales heeft een forse impact op hoeveel elektrische aanlanding mogelijk is in Zeeland. In het scenario Europese

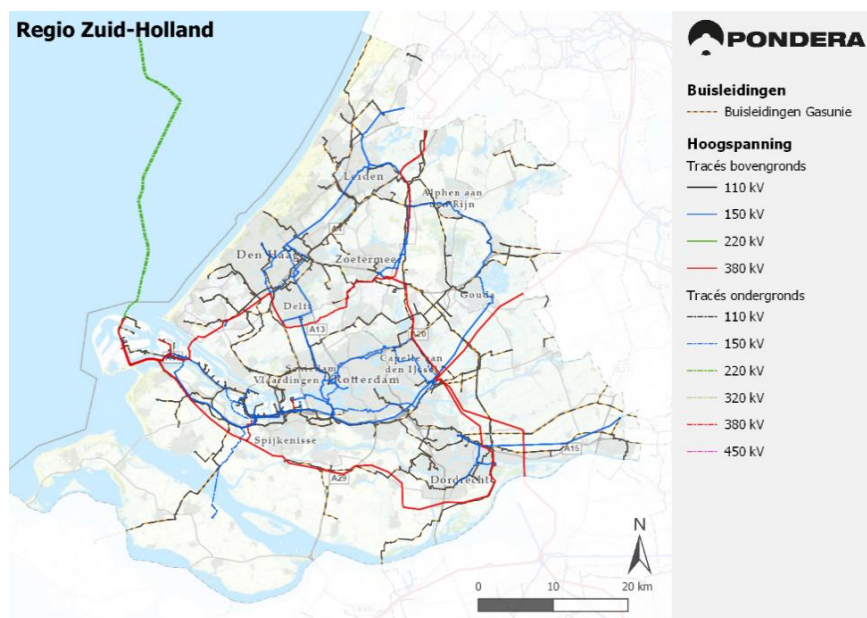
Integratie, met 3,8 GW kernenergie (conform de bestaande plannen)⁵, is naar verwachting geen extra elektrische aanlanding mogelijk. Zonder inzet van flexibiliteitsbronnen zijn met de huidige plannen voor aanlanding van wind op zee tot 2031 al nieuwe hoogspanningsverbindingen noodzakelijk. Ook in het scenario Nationaal Leiderschap is er wat kernenergie in Zeeland (1 GW). Vanwege het kleinere vermogen zijn de effecten van kernenergie in dit scenario op de elektrische aanlanding die mogelijk is in Zeeland minder groot.

- **Omvang industrie.** Hoe groter de elektriciteitsvraag van de industrie, hoe meer directe benutting van elektriciteit en hoe meer elektrische aanlanding mogelijk is. Er is een forse energie-intensieve industrie in Zeeland. Als een deel van deze energie-intensieve industrie verdwijnt, in het scenario *Krimp industrie*, is minder elektrische aanlanding van wind op zee in Zeeland mogelijk.
- In het scenario *Doorvoer naar buitenland* worden extra elektrische aanlandingen gerealiseerd voor de doorvoer na stroom naar België en Duitsland. De doorvoer naar België kan mogelijk via een DC-hub in de regio Zeeland lopen, conform de verhaallijn van Target Grid. In dat geval zouden tot drie extra verbindingen mogelijk zijn in Zeeland.

4.1.2 Rotterdam

Onder het cluster Rotterdam vallen de aansluitlocaties Maasvlakte, Europoort, Simonshaven, Bleiswijk en Wateringen. Vanaf de Maasvlakte lopen twee 380 kV-circuits richting Wateringen en Bleiswijk en twee circuits via Simonshaven en Crayestein naar Krimpen. In totaal zijn er dus vier 380 kV-circuits die stroom afvoeren vanuit het cluster. De stations Europoort, Bleiswijk en Wateringen liggen op de verbinding tussen de Maasvlakte en Bleiswijk, het station Simonshaven op de verbinding naar Krimpen.

Figuur 7 - Hoogspanningsinfrastructuur cluster Rotterdam



⁵ In het oorspronkelijke I13050-scenario was er minder kernenergie geprojecteerd in Zeeland. Dit is aangepast naar 3,8 GW (twee nieuwe centrales à 1,65 GW en bestaande centrale 0,5 GW) om de impact van de huidige plannen voor twee nieuwe kerncentrales in Zeeland in te kunnen schatten.

De vraag voor het cluster Rotterdam is hoeveel elektrische aanlanding mogelijk is voordat de afvoercapaciteit van de in totaal vier 380 kV-circuits onvoldoende is. In de praktijk maakt het verschil op welk station in het cluster de elektrische aanlanding plaatsvindt aangezien de stations op verschillende verbindingen en een redelijk stuk uit elkaar liggen. Maar voor deze eerste analyses maken we hier geen onderscheid tussen.

Voor 2031 staat 7,5 GW elektrische aanlanding gepland in dit cluster, allemaal op de Maasvlakte. Vanwege beperkte aansluitcapaciteit en beperkte beschikbare ruimte, wordt na 2031 ook naar de andere 380 kV-stations in de buurt gekeken.

Zonder inzet van flexibele bronnen zijn naar verwachting geen extra verbindingen mogelijk na 2031. Met inzet van flexibele bronnen zijn naar verwachting nul tot twee extra verbindingen mogelijk.

Hoeveel elektrische aanlanding mogelijk is in Rotterdam is met name afhankelijk van de ontwikkeling van de energie-intensieve industrie en kernenergie. Bij toepassing van kernenergie in Rotterdam (scenario *Europese Integratie*) en bij krimp van de energie-intensieve industrie (scenario *Krimp industrie*) zijn geen extra verbindingen mogelijk, ook niet bij inzet van flexibele bronnen. Bij veel elektrificatie in de industrie en geen krimp (scenario's *Nationaal Leiderschap* en *Doorvoer naar buitenland*) zijn tot twee extra verbindingen mogelijk met inzet van flexibele bronnen.

4.1.3 Kop van Noord-Holland

Onder de kop van Noord-Holland vallen de potentiële aansluitlocaties Den Helder en Middenmeer. Tot 2031 is geen aanlanding van wind op zee gepland in de kop van Noord-Holland, aangezien tot dan geen 380 kV-infrastructuur aanwezig is. Momenteel loopt een ruimtelijke procedure voor een 380 kV-verbinding vanaf de 380 kV-verbinding tussen Beverwijk en Diemen naar de kop van Noord-Holland (nog niet duidelijk vanaf welk station). Dit maakt aanlanding van wind op zee bij Middenmeer mogelijk. Voor aanlanding bij Den Helder moet de 380 kV-verbinding vanaf Middenmeer doorgetrokken worden naar Den Helder.

Het is op dit moment nog onduidelijk of de verbinding richting Middenmeer twee of vier circuits zal krijgen. In de ruimtelijke procedure worden beide opties onderzocht. De uiteindelijke keuze tussen twee of vier circuits is afhankelijk van de hoeveelheid wind op zee die elektrisch aanlandt in de kop van Noord-Holland en is daarmee afhankelijk van de uitkomsten van dit programma. Voor systeemintegratie zullen we zowel de optie met twee circuits als de optie met vier circuits onderzoeken.

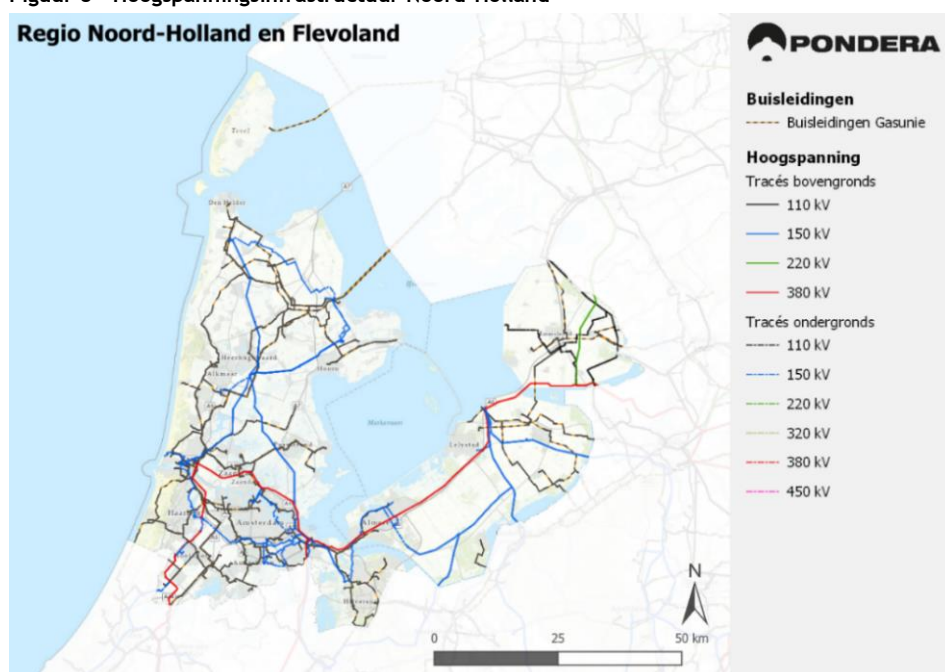
Het is onzeker of het daadwerkelijk mogelijk is om verbindingen in de kop van NH te realiseren bij twee circuits, aangezien er ook voldoende zekerheid van levering moet zijn bij periodes van onderhoud.

Bij vier circuits kunnen drie verbindingen gerealiseerd worden zonder inzet van flexibiliteit en vier tot vijf verbindingen met inzet van flexibiliteit. De resultaten zijn behoorlijk robuust voor de kop van Noord-Holland, er zit weinig verschil tussen de uitkomsten van de verschillende scenario's. Dit betekent dat de onzekerheid van de mogelijke ontwikkelingen in deze regio weinig impact heeft op de hoeveelheid wind op zee die hier elektrisch kan aanlanden.

4.1.4 NZKG

Onder het Noordzeekanaalgebied vallen de potentiële aansluitlocaties Vijfhuizen, Velsen, Spaarndam/A10 Noord-Oost/Weesp, Westelijk deel NZKG. Vanaf Beverwijk loopt een 380 kV-verbinding met twee circuits richting Diemen door het NZKG. Bij Diemen takt deze verbinding aan op de lus van het 380 kV-net. Daarnaast loopt een 380 kV-verbinding vanaf Diemen richting Vijfhuizen en Bleiswijk. Rond 2030 wordt een 380 kV-verbinding van de kop van Noord-Holland richting het NZKG gerealiseerd (zie vorige paragraaf). De vraag voor het cluster NZKG is hoeveel elektrische aanlanding mogelijk is voordat de afvoercapaciteit van deze 380 kV-circuits onvoldoende is. Hierbij moet meegenomen dat de overschotten vanaf de kop van Noord-Holland via het NZKG naar de rest van Nederland getransporteerd worden (zie Paragraaf 3.2). In het NZKG zal tot 2031 ruim 2 GW elektrische aanlanding van wind op zee gerealiseerd worden, bij Beverwijk.

Figuur 8 - Hoogspanningsinfrastructuur Noord-Holland



Hoeveel extra verbindingen mogelijk zijn in het NZKG na 2031 is afhankelijk van de hoeveelheid elektrische aanlanding die gerealiseerd wordt in de kop van Noord-Holland. Daarom maken we een inschatting hoeveel extra elektrische verbindingen in totaal gerealiseerd kunnen worden in Noord-Holland. In totaal kunnen twee tot drie extra verbindingen gerealiseerd worden in Noord-Holland zonder inzet van flexibele bronnen en vier extra verbindingen met gunstige inzet van flexibiliteitsbronnen.

4.1.5 Groningen

Onder Groningen valt de aansluitlocatie Eemshaven. Vanaf de Eemshaven loopt een 380 kV-verbinding met twee circuits richting Meeden en vervolgens richting Zwolle. Daarnaast wordt een 380 kV-verbinding gerealiseerd vanaf de Eemshaven richting Vierverlaten en vervolgens richting Ens. Deze verbinding krijgt vier circuits tot Vierverlaten en vanaf Vierverlaten twee circuits. In totaal zijn er dus zes afvoerende 380 kV-circuits tot Vierverlaten en vier 380 kV-circuits vanaf Vierverlaten.

De vraag voor het cluster Groningen is hoeveel elektrische aanlanding mogelijk is voordat de afvoercapaciteit van deze 380 kV-circuits onvoldoende is. De Eemshaven zal in 2031 4,7 GW elektrische aanlanding van wind op zee hebben.

Rol interconnectie Meeden-Duitsland

Bij Meeden is het Nederlandse hoogspanningsnet verbonden met het Duitse hoogspanningsnet via een AC-interconnectie. De uitwisseling van elektriciteit met Duitsland via deze interconnectie heeft impact op de belasting op de 380 kV-verbinding vanaf de Eemshaven naar Meeden en Zwolle. Deze uitwisseling is echter niet meegenomen in de analyse, aangezien deze bepaald moet worden door middel van een integrale modellering van de scenario's door TenneT. De interconnectie bij Meeden kan ervoor zorgen dat meer elektrische aanlanding mogelijk is in de Eemshaven, als op momenten met veel productie van wind op zee export richting Duitsland plaatsvindt. Maar het kan ook zo zijn dat minder elektrische aanlanding mogelijk is, als op momenten met veel productie van wind op zee import vanuit Duitsland plaatsvindt. Daarmee is dit een onzekerheid in de resultaten. Naar verwachting kunnen de bovenstaande resultaten voor de elektrische aanlanding die mogelijk is in de Eemshaven met maximaal 1 kabel van 2 GW afwijken. Een integrale doorrekening van de hoogspanningsinfrastructuur is noodzakelijk om de exacte impact van deze interconnectie te bepalen.

In de Eemshaven zijn daarnaast ook twee DC-interconnecties aanwezig, één naar Denemarken en één naar Noorwegen. De uitwisseling van elektriciteit via deze kabels is wel meegenomen in de modellering, aangezien deze inzet bepaald kan worden in het Energietransitiemodel en hiervoor geen integrale modellering door TenneT noodzakelijk is.

Figuur 9 - Hoogspanningsinfrastructuur Groningen



Zonder inzet van flexibiliteitsbronnen kunnen naar verwachting twee tot drie extra verbindingen gerealiseerd worden en met gunstige inzet van flexibele bronnen drie tot vier extra verbindingen. Bij een grotere rol voor elektrificatie (in de scenario's *Nationaal Leiderschap* en *Doorvoer naar buitenland*) kunnen vier extra verbindingen gerealiseerd worden, anders drie.

Haalbaarheid doelstelling 33% aanlanding in Groningen

Er is toegezegd dat van de nog aan te leggen capaciteit richting 2050 tenminste 33% in de provincie Groningen zal worden aangeland. Voorwaarden voor deze aanlanding zijn een goede ruimtelijke inpassing en de uitkomsten van het lopende onderzoek naar aanlandingsmogelijkheden in Eemshaven (Programma Aansluiting Wind Op Zee - Eemshaven).

Tot 2040 kunnen, met inzet van flexibiliteitsbronnen, vanuit het perspectief van systeemintegratie drie tot vier extra elektrische verbindingen (6-8 GW) gerealiseerd worden. Inclusief de bestaande plannen gaat het dan om in totaal 10,7 tot 12,7 GW in 2040. Richting 2040 kan mogelijk nog extra elektrische aanlanding gerealiseerd worden.

Daarnaast zijn er plannen voor de ontwikkeling van pilot voor 500 MW offshore elektrolyse, waarvan de geproduceerde waterstof aan zal landen in de Eemshaven. De buisleiding voor waterstofaanlanding bij de Eemshaven zal overgedimensioneerd worden. Deze buisleiding zal naar verwachting een capaciteit krijgen van minimaal 10-15 GW waterstof. Dit betekent dat na 2031 nog andere windparken in combinatie met offshore elektrolyse aan kunnen takken op deze buisleiding. Uitgaande van een efficiëntie van 67% (Netbeheer Nederland, 2023) kan tussen de 15 en 22 GW aan windparken op zee aan land gebracht worden bij de Eemshaven met deze buisleiding.

Samen is dit veel meer dan de 23 GW aanlanding die overeenkomt met 33% van de totale energie van 70 GW windparken op zee in 2050. Dus vanuit het perspectief van systeemintegratie lijkt dit besluit haalbaar te zijn. Verder onderzoek zal noodzakelijk zijn om in te schatten of dit ook ruimtelijk haalbaar is.

De resultaten zijn behoorlijk robuust voor de Eemshaven, er zit weinig verschil tussen de uitkomsten van de verschillende scenario's. Dit betekent dat de onzekerheid van de mogelijke ontwikkelingen in deze regio weinig impact heeft op de hoeveelheid wind op zee die hier elektrisch kan aanlanden.

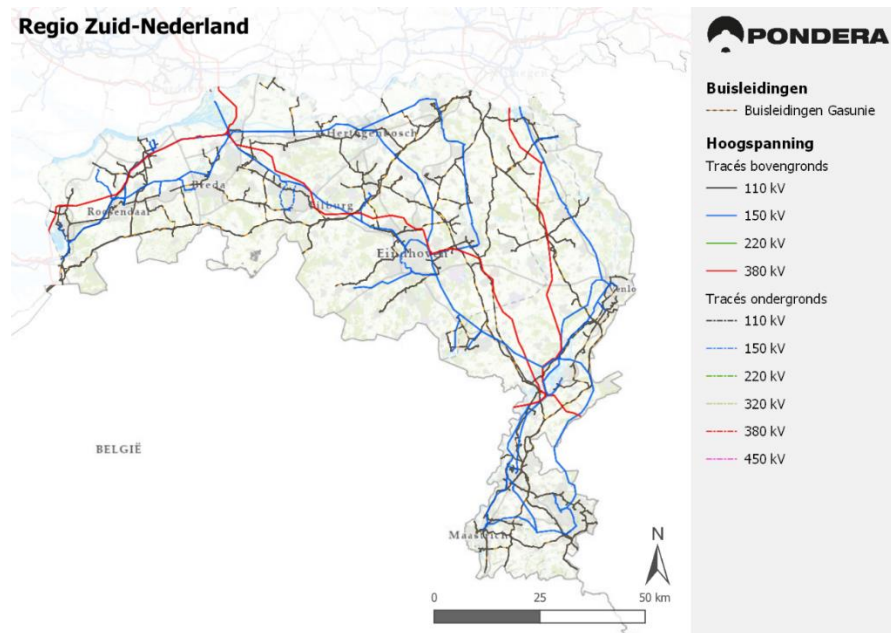
4.1.6 Noord-Brabant en Limburg

In het cluster Noord-Brabant wordt gekeken naar de aansluitlocaties Moerdijk en Tilburg. Op beide stations is nu geen 380 kV-station aanwezig, maar wordt dit gerealiseerd richting 2030. Momenteel loopt één 380 kV-verbinding met twee circuits vanaf Zeeland, via Moerdijk, naar Geertruidenberg.

Er loopt momenteel een procedure voor een tweede 380 kV-verbinding met twee circuits vanaf Zeeland naar Tilburg. Daarnaast loopt een 380 kV-verbinding vanaf Krimpen in Zuid-Holland naar Geertruidenberg. In Noord-Brabant komen dus 380 kV-verbindingen vanaf Zeeland en Zuid-Holland samen. Vanaf Geertruidenberg loopt een 380 kV-verbinding via Tilburg naar Eindhoven en verder naar Limburg (tot Tilburg drie circuits, daarna twee).



Figuur 10 - Hoogspanningsinfrastructuur Zuid-Nederland



Aangezien de locaties Moerdijk en Tilburg niet op uitlopers in het hoogspanningsnet liggen is het met onze methodiek niet mogelijk om te bepalen hoeveel elektrische aanlanding op deze locaties mogelijk is, daar is een integrale doorrekening van de hoogspanningsinfrastructuur voor nodig. In plaats daarvan zullen we een kwalitatieve beschouwing doen en daarbij putten uit uitkomsten van eerdere onderzoeken. In de volgende fase van het onderzoek kunnen deze uitkomsten mogelijk verrijkt worden door een integrale doorrekening door TenneT.

Tot 2031 vindt 2 GW elektrische aanlanding van wind op zee in Noord-Brabant plaats, naar verwachting bij Moerdijk. Extra aanlanding van windenergie op zee in Noord-Brabant kan twee effecten hebben op de 380 kV-verbindingen (Pondera Consult & CE Delft, 2023):

1. De belasting op het 380 kV-net tussen de Maasvlakte en Noord-Brabant wordt naar verwachting minder als aanlanding van windenergie op zee in Noord-Brabant in de plaats komt van aanlanding op de Maasvlakte. Dit komt doordat een deel van de elektriciteit van windparken op zee doorgevoerd wordt richting Limburg en België en Duitsland en het transport van deze elektriciteit vanaf de Maasvlakte naar Brabant loopt. De belasting op het 380 kV-net tussen Borssele/Sloegebied en Noord-Brabant neemt af als aanlanding van windenergie op zee in Noord-Brabant in de plaats komt van aanlanding in Zeeland.
2. Er kunnen mogelijk nieuwe knelpunten op 380 kV-verbindingen ontstaan rondom Moerdijk en Tilburg bij grote vermogens elektrische aanlanding.

Vanuit het hoogspanningsnet is het dus mogelijk gunstig als elektrische aanlanding plaatsvindt in Noord-Brabant in plaats van in Zeeland of Zuid-Holland. Maar hoeveel verbindingen mogelijk zijn voordat nieuwe knelpunten ontstaan is onduidelijk. Hoeveel elektrische aanlanding in Noord-Brabant mogelijk is, is ook in grote mate afhankelijk van de hoeveelheid elektrische aanlanding in Zuid-Holland en Zeeland vanwege de doorvoer van elektriciteit vanaf deze kustlocaties naar Limburg en het buitenland.

In Limburg wordt gekeken naar de aansluitlocaties Maasbracht en Chemelot. Bij aanlanding van Limburg zouden HVDC-kabels vanaf de kust, via de Delta Rhine Corridor, richting Limburg getrokken worden. We kijken naar drie verbindingen in Limburg, aangezien dat naar verwachting het maximaal haalbare is binnen de ruimte van de Delta Rhine Corridor.

Er is naar verwachting veel transport van elektriciteit nodig richting Limburg door de elektriciteitsvraag van Chemelot en mogelijke export van elektriciteit richting België en Duitsland. Door diepe aanlanding in Limburg kan de belasting op de bovengrondse 380 kV-verbindingen vanaf de kust, via Noord-Brabant, naar Limburg verminderd worden. Echter, bij teveel elektrische aanlanding in Maasbracht kunnen nieuwe knelpunten ontstaan.

Aangezien Maasbracht en Chemelot op een uitloper van het hoogspanningsnet liggen, kan met de methodiek die gehanteerd is voor de aansluitlocaties aan de kust een inschatting gemaakt worden van de hoeveelheid elektrische aanlanding die mogelijk is. Uit die analyse volgt dat in elk van de scenario's voor 2040 drie extra verbindingen in Limburg mogelijk zijn. Daarbij moet wel de kanttekening geplaatst worden dat in deze analyse geen import en export naar Duitsland meegenomen is, ondanks dat het bij deze locatie wel een belangrijke rol speelt. Het is op dit moment namelijk niet mogelijk om een inschatting te maken van de import en export van elektriciteit vanuit Maasbracht in elk van de scenario's. Hier is een integrale doorrekening van de scenario's, inclusief modellering van het buitenland, door TenneT noodzakelijk. Het is echter de verwachting dat er op momenten met veel productie van wind op zee meestal export van elektriciteit plaatsvindt, en dat daarmee juist meer elektrische aanlanding van wind op zee mogelijk is. Daarom is het de verwachting dat in elk van de scenario's 6 GW elektrische aanlanding in Maasbracht mogelijk is.

In de Integrale Effectenanalyse van het Programma Energiehoofdstructuur zijn de effecten van diepe aanlanding in Maasbracht op de hoogspanningsinfrastructuur onderzocht. In dat onderzoek is voor 2050 een scenario met 6 GW elektrische aanlanding in Maasbracht doorgerekend door TenneT. Uit die doorrekening volgt dat in 2050 6 GW elektrische aanlanding in Maasbracht mogelijk is, zonder dat nieuwe knelpunten op de hoogspanningsinfrastructuur ontstaan (Pondera Consult & CE Delft, 2023). Dit versterkt de verwachting dat drie verbindingen in Limburg mogelijk zijn.

4.2 Totaaloverzicht

De onderstaande tabel geeft een totaaloverzicht van de elektrische aanlanding die mogelijk is per regio, zonder en met inzet van flexibele bronnen. In deze tabel zijn de kop van Noord-Holland en het NZKG samengepakt, aangezien er een directe relatie zit tussen de elektrische aanlandingen die mogelijk zijn op deze locaties.

Tabel 4 - Totaaloverzicht extra elektrische aanlanding mogelijk per cluster, met inzet flexibiliteitsbronnen

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen (exclusief flexibiliteitsbronnen)	Aantal elektrische aansluitingen (inclusief flexibiliteitsbronnen)
Groningen	Twee tot drie extra verbindingen	Drie tot vier extra verbindingen
Noord-Holland (kop NH + NZKG)	Twee tot drie extra verbindingen	Vier extra verbindingen
Rotterdam	Geen extra verbinding mogelijk	Nul tot twee extra verbindingen
Zeeland	Nul tot één extra verbindingen	Nul tot twee extra verbindingen
Noord-Brabant	Onbekend	Onbekend
Limburg	Maximaal drie verbindingen	Maximaal drie verbindingen

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen (exclusief flexibiliteitsbronnen)	Aantal elektrische aansluitingen (inclusief flexibiliteitsbronnen)
DC Hub Zuidwest-Nederland	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders nul	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders nul
Totaal	Acht tot elf extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)	Tien tot achttien extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)

4.2.1 Gevoeligheidsanalyse lagere ENT

In de bovenstaande analyses is aangenomen dat bij een ENT (Energy Not Transported) van meer van 0,5 TWh per jaar redispatch te duur wordt en nieuwe hoogspanningsverbindingen nodig zijn. Maar in de praktijk is dit projectafhankelijk en is het onzeker in hoe zich dit ontwikkelt richting de toekomst. Daarnaast is het wenselijk om de kosten voor redispatch zo laag mogelijk te houden. Daarom hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij we de bovenstaande analyses uitvoeren voor een maximale ENT van 0,1 TWh per jaar in plaats van 0,5 TWh per jaar. De volgende tabellen geven de uitkomsten hiervan.

Tabel 5 - Totaaloverzicht extra elektrische aanlanding mogelijk per cluster, zonder inzet flexibiliteitsbronnen - gevoeligheidsanalyse maximale ENT 0,1 TWh per jaar

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen (exclusief flexibiliteitsbronnen)	Aantal elektrische aansluitingen (inclusief flexibiliteitsbronnen)
Groningen	Twee extra verbindingen	Twee tot drie extra verbindingen
Noord-Holland (kop Noord-Holland + NZKG)	Twee extra verbindingen	Drie tot vier extra verbindingen
Rotterdam	Geen extra verbinding mogelijk	Nul tot één extra verbindingen
Zeeland	Geen extra verbinding mogelijk	Nul tot één extra verbindingen
Noord-Brabant	Onbekend	Onbekend
Limburg	Maximaal drie verbindingen	Maximaal drie verbindingen
DC Hub Zuidwest Nederland	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders nul	Drie verbindingen bij scenario doorvoer naar buitenland, anders nul
Totaal	Zeven tot tien extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)	Acht tot vijftien extra verbindingen (exclusief Noord-Brabant)

4.2.2 Gevoeligheidsanalyse hybride aansluitingen

Na 2030 is het een mogelijkheid om energiehubs te realiseren waarbij meerdere kabels op zee samenkomen bij een energiehubs waar vervolgens elektrolyse toegepast wordt. Vanaf deze energiehubs wordt vervolgens elektriciteit en waterstof richting de kust getransporteerd. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aansluitingen. Door het realiseren van een energiehubs vindt systeemintegratie op zee plaats en kan op zee de conversie van elektriciteit naar waterstof al geoptimaliseerd worden waardoor de elektrische verbindingen een hogere benuttingsgraad hebben. Een hogere benuttingsgraad van de elektrische verbindingen richting de kust heeft impact op de elektriciteit die afgevoerd moet worden vanaf de aansluitlocaties en daarmee mogelijk ook op de hoeveelheid elektrische verbindingen die per cluster gerealiseerd kunnen worden.

In de eerdere analyses zijn we uitgegaan van radiale verbindingen. Om het effect van hybride aansluitingen op de hoeveelheid elektrische verbindingen die mogelijk zijn per cluster hebben te onderzoeken hebben we een gevoeligheidsanalyse gedaan. Bij deze

gevoeligheidsanalyse hebben we aangenomen dat alle extra verbindingen na 2030 hybride aansluitingen zijn. We gaan uit van één 2 GW elektrische verbinding per 4 GW aan windparken, dus een verhouding 1:2. Hierdoor gaat de benuttingsgraad van de verbinding richting de kust omhoog van 55% (4.900 vollasturen per jaar) naar 75% (6.600 vollasturen per jaar). Verder is de methodiek van de gevoeligheidsanalyse exact gelijk aan de methodiek omschreven in Hoofdstuk 4. Deze gevoeligheidsanalyse hebben gedaan voor het scenario Nationaal Leiderschap.

De uitkomsten laten zien dat er iets minder extra verbindingen mogelijk zijn per cluster, indien hybride aansluitingen toegepast worden. Daartegenover staat dat er naar verwachting in totaal minder nieuwe elektrische verbindingen richting de kust nodig zijn in dat geval, aangezien per verbinding meer elektriciteit richting de kust getransporteerd wordt (meer hierover in bijlage *Benutting windenergie*).

Tabel 6 - Inschatting mogelijke extra verbindingen per cluster scenario Nationaal Leiderschap, met radiale aansluitingen en hybride aansluitingen.

Cluster	Aantal elektrische aansluitingen bij radiale aansluitingen	Aantal elektrische aansluitingen bij hybride aansluitingen ⁶
Groningen	Twee extra verbindingen zonder flex Vier extra verbindingen met flex	Twee extra verbindingen zonder flex Drie extra verbindingen met flex
Noord-Holland (kop NH + NZKG)	Twee extra verbindingen zonder flex Vier extra verbindingen met flex	Twee extra verbindingen zonder flex Drie extra verbindingen met flex
Rotterdam	Nul extra verbindingen zonder flex Twee extra verbindingen met flex	Nul extra verbindingen zonder flex Eén extra verbindingen met flex
Zeeland	Nul extra verbindingen zonder flex Twee extra verbindingen met flex	Nul extra verbindingen zonder flex Eén extra verbindingen met flex
Noord-Brabant	Onbekend	Onbekend
Limburg	Drie extra verbindingen	Drie extra verbindingen
Totaal	Tien extra verbindingen zonder flex Achtien extra verbindingen met flex Beiden exclusief Noord-Brabant	Tien extra verbindingen zonder flex Veertien extra verbindingen met flex Beiden exclusief Noord-Brabant

4.3 Conclusies

Uit de resultaten kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- In Groningen, Noord-Holland en Limburg is het aantal extra elektrische aansluitingen dat mogelijk zijn vrij robuust in de verschillende scenario's.
- In Rotterdam en Zeeland is de hoeveelheid extra elektrische aansluiting die mogelijk is erg afhankelijk van met name de ontwikkeling van de industrie en het wel of niet plaatsen van kerncentrales.
- De som van het aantal verbindingen dat per locatie mogelijk is, is groter dan het totaal aan extra elektrische verbindingen dat nodig is in de verschillende scenario's (zie bijlage *Benutting windenergie*) en de circa tien elektrische verbindingen waar in pVAWOZ 2031-2040 naar gezocht wordt. Dit impliceert dat het, zonder inachtneming van de ruimtelijke beperkingen, de aansluitcapaciteit en de effecten dieper op het net (meer hierover in volgende alinea), in principe mogelijk is om alle extra elektrische

⁶ Bij de situatie met flex nemen we aan dat er ook nog onshore elektrolyse toegepast wordt. In de praktijk is dit echter de vraag, aangezien bij hybride aansluitingen de elektrolyzers op zee al flexibel ingezet worden. Het is dus de vraag in hoeverre de situatie met flex realistisch is.

aanlanding tot 2040 te faciliteren zonder dat extra 380 kV-verbindingen noodzakelijk zijn bovenop de geplande uitbreidingen.

Echter, het is in de praktijk niet mogelijk om simpelweg de mogelijke aanlanding per cluster op te tellen. Er zit een onderlinge samenhang tussen aanlandingen in verschillende clusters. Op bepaalde punten van het hoogspanningsnet komen stromen vanuit verschillende clusters samen, dus de elektrische aanlanding in één cluster heeft impact op de hoeveelheid elektrische aanlanding die mogelijk is in een ander cluster. Uit verschillende studies blijkt dat er knelpunten kunnen ontstaan op de 380 kV-verbindingen door Noord-Brabant door transport van wind op zee richting Limburg (Pondera Consult & CE Delft, 2023) (TenneT, 2023). De afgevoerde windstroom vanuit aanlandingen in Zeeland, Rotterdam en Noord-Brabant komt hier samen. Dit betekent dat de hoeveelheid elektrische aanlanding die mogelijk is op deze locaties mogelijk verder beperkt wordt door de beschikbare transportcapaciteit in Noord-Brabant en Limburg. Daarom is het de verwachting dat spreiding van aanlandingen voordelig kan zijn, al moet dat ook in samenhang met vraagontwikkeling in de clusters en het hele netwerk gezien worden. Om de impact van aanlanding van wind op zee dieper op het 380 kV-net goed in te schatten zijn integrale doorrekeningen door TenneT noodzakelijk.

5 Beschouwing impact flexibiliteitsbronnen

Richting 2040 zal inzet van flexibiliteitsbronnen noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Maar inzet van flexibiliteitsbronnen kan ook zorgen voor meer directe benutting van elektriciteit op de aansluitlocaties. Overschotten van elektriciteit worden hierdoor direct op de aansluitlocaties gebruikt en hoeven niet verder getransporteerd te worden via hoogspanningsverbindingen. Zo zorgen flexibiliteitsbronnen dat meer elektrische aanlanding mogelijk is op aansluitlocaties, voordat uitbreidingen aan de hoogspanningsinfrastructuur noodzakelijk zijn.

In dit hoofdstuk gaan we in meer detail in op de impact van flexibiliteitsbronnen op integratie van elektrische aanlanding van wind op zee in het energiesysteem op land. Eerst beschrijven we de belangrijkste bronnen van flexibiliteit die impact hebben op elektrische aanlanding. Vervolgens beschrijven we de impact van de verschillende flexibiliteitsbronnen en tot slot gaan we in op de gezamenlijke impact van de inzet van verschillende flexibiliteitsbronnen.

5.1 Welke flexibiliteitsbronnen hebben impact op elektrische aanlanding?

De belangrijkste flexibiliteitsbronnen die impact hebben op de elektrische aanlanding zijn:

- **Curtailement.** Bij voorkeur worden overschotten van elektriciteit nuttig benut, bijvoorbeeld met vraagsturing, batterijen of elektrolyse. Maar voor de hoogste pieken van de productie is dit niet rendabel. Daarom zal in de toekomst een deel van de hernieuwbare elektriciteit gecurtailed worden, ook voor wind op zee. Het aftoppen van de grootste pieken van de productie van wind op zee zorgt voor minder grote lokale overschotten.
- **Vraagsturing en power-to-heat in de industrie.** De energie-intensieve industrie opereert voornamelijk op vollast. Dit betekent dat zij het hele jaar constant draaien. Bij vraagsturing worden de productievolumes op- of afgeschroefd op basis van de beschikbare elektriciteit van wind op zee. Bij power-to-heat wordt extra warmte geproduceerd en opgeslagen in buffers. Bij beide opties wordt extra elektriciteitsvraag gegenereerd op momenten met veel productie van wind op zee en kan een groter deel van de elektriciteit direct benut worden op de aansluitlocatie.
- **Batterijen.** Batterijen kunnen elektriciteit opslaan op momenten van overschotten en deze elektriciteit weer invoeden op momenten van tekorten. Als batterijen geplaatst worden op aansluitlocaties, dan kunnen deze een deel van de lokale overschotten opslaan. Flowbatterijen zijn geschikter dan Li-ion voor de integratie van elektrische aanlanding, aangezien flowbatterijen voor langere periodes elektriciteit kunnen opslaan en de overschotten van wind op zee doorgaans langere tijd aanhouden (uren of dagen, soms nog langer).
- **Elektrolyse.** Elektrolyzers op aansluitlocaties kunnen worden ingezet om overschotten van elektriciteit om te zetten in waterstof. Hierdoor hoeven deze overschotten niet verder getransporteerd te worden via het hoogspanningsnet. Bij hybride aansluitingen worden elektrolyzers op zee flexibel ingezet, waardoor ook minder overschotten getransporteerd hoeven te worden via het hoogspanningsnet.
- **Interconnectie.** Bij Rotterdam, de Eemshaven en Maasbracht zijn interconnecties aanwezig. Bij Rotterdam is een DC-interconnectie aanwezig met Groot-Brittannië en bij



de Eemshaven zijn DC-interconnecties aanwezig met Denemarken en Noorwegen. Bij Maasbracht zijn AC-interconnecties aanwezig met Duitsland en België. Via interconnecties kunnen overschotten van wind op zee afgevoerd worden richting andere landen, maar het kan ook zo zijn dat er juist sprake is van import op momenten met veel productie van wind op zee. Dit is afhankelijk van de relatieve elektriciteitsprijzen in Nederland ten opzichte van de andere landen. Het effect van interconnectie kan dus zowel positief als negatief zijn. De inzet van DC-interconnecties (bij Rotterdam en Eemshaven) is meegenomen in de analyses. De inzet van AC-interconnecties (bij Maasbracht) niet omdat hiervoor een integrale doorrekening van TenneT noodzakelijk is.

5.2 Wat is de impact van de verschillende flexibiliteitsbronnen?

Het verschilt per type flexibiliteitsbron in welke mate ze kunnen bijdragen aan het verminderen van de lokale overschotten en daarmee op de belasting op de hoogspanningsnet. Figuur 11 en Figuur 12 geven voor twee specifieke situaties weer wat de impact van de verschillende flexibiliteitsbronnen is op de energie die niet getransporteerd kan worden door de afvoerende hoogspanningsverbindingen (ENT).

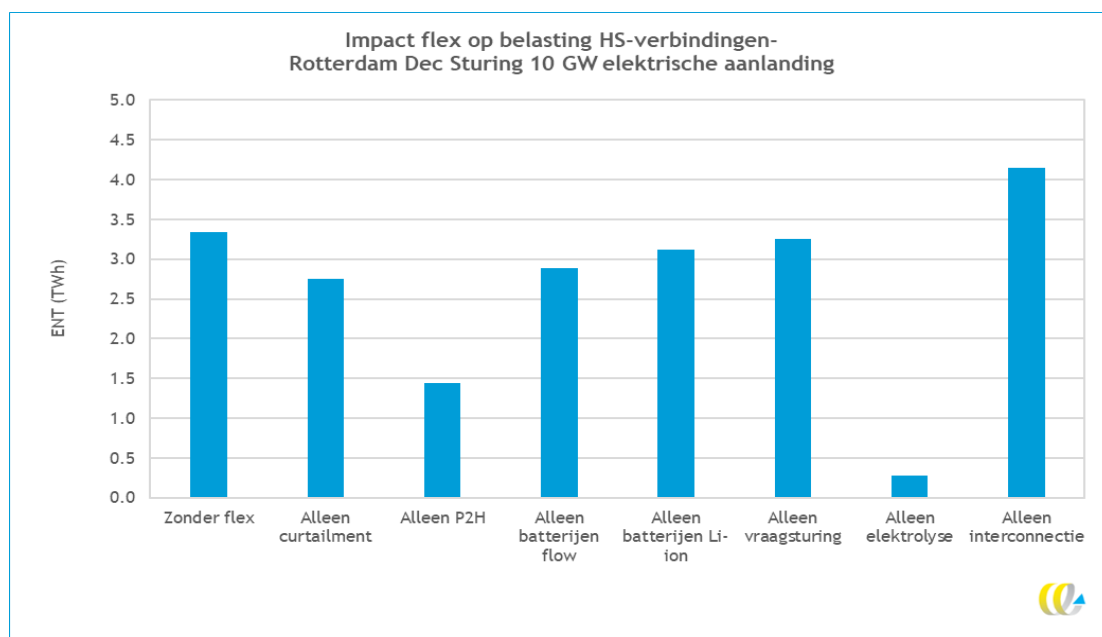
Elektrolyzers bij aansluitlocaties kunnen, in sommige gevallen, ook extra knelpunten door afname van elektriciteit veroorzaken. Dit komt doordat elektrolyzers ook op momenten met weinig aanbod van wind op zee ingezet zullen worden, op momenten dat er veel productie is van zon-pv.

Figuur 11 geeft de impact voor het cluster Rotterdam in het scenario Decentrale Sturing, met in totaal 10 GW elektrische aanlanding. Zonder inzet van flexibiliteitsbronnen is de ENT in deze situatie een stuk hoger dan 0,5 TWh en is een nieuwe hoogspanningsverbinding noodzakelijk, maar met inzet van flexibiliteitsbronnen is de ENT lager dan 0,5 TWh. Dit is dus een situatie waarbij de inzet van flexibiliteitsbronnen ervoor zorgt dat dit vermogen aan elektrische aanlanding wel mogelijk is.

De figuur laat zien dat curtailment een kleine bijdrage aan het verminderen van lokale overschotten. In Rotterdam is veel industrie aanwezig. Daardoor kan power-to-heat van deze industrie een significante bijdrage leveren aan het opnemen van de lokale overschotten. De impact van vraagsturing is daarentegen beperkt. Inzet van batterijen heeft weinig impact op het verminderen van de lokale overschotten, al zijn flowbatterijen hiervoor wel iets geschikter van Li-ion batterijen. Elektrolyse heeft de grootste impact op het opnemen van lokale overschotten en het verlagen van de elektriciteit die niet afgevoerd kan worden en dat dit in dit geval de belangrijkste bron van flexibiliteit is die ervoor zorgt dat meer elektrische aanlanding mogelijk is.

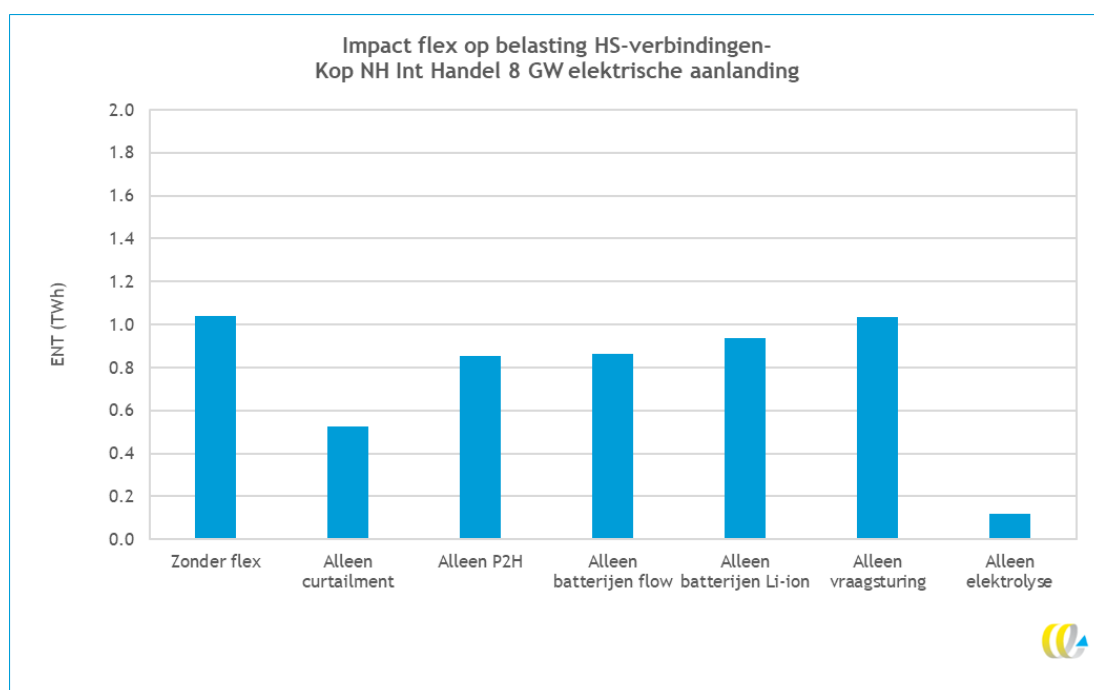
Uit de analyses blijkt dat de interconnectie met Groot-Brittannië vanuit Rotterdam juist tot meer lokale overschotten van elektriciteit die niet afgevoerd kunnen worden leidt. Dit komt naar verwachting omdat op momenten met veel wind op zee productie in Nederland ook in Groot-Brittannië veel productie met wind op zee plaatsvindt.

Figuur 11 - Impact flexibiliteitsbronnen op belasting HS-verbindingen, Rotterdam Decentrale Sturing 10 GW



Figuur 12 toont de impact van flexibiliteitsbronnen op de belasting op de HS-verbindingen in het scenario Internationale Handel bij in totaal 8 GW elektrische aanlanding (en 4 380 kV-circuits tussen kop NH en NZKG). In de kop van Noord-Holland is weinig industrie, daarom is de impact van Power-to-Heat hier relatief kleiner. Verder is het beeld vergelijkbaar met de situatie in Rotterdam. Elektrolyse levert de grootste bijdrage aan het faciliteren van extra elektrische aanlanding en daarna curtailment. De inzet van batterijen heeft slechts een kleine impact op het verminderen van lokale overschotten van elektriciteit.

Figuur 12 - Impact flexibiliteitsbronnen op belasting HS-verbindingen, Kop van Noord-Holland Internationale Handel 8 GW



In de praktijk wordt geen keuze gemaakt tussen de verschillende flexibilitetsbronnen, maar zullen al deze vormen van flexibiliteit nodig zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit op nationaal niveau. Het handhaven van deze systeembalans zal de belangrijkste driver zijn voor het realiseren van deze flexibilitetsbronnen. De hiervoor genoemde analyse levert echter wel inzicht op voor de vraag of het zinvol is dat deze flexibilitetsbronnen op aansluitlocaties voor wind op zee te realiseren, aangezien ze dan ook kunnen bijdragen aan de integratie van elektrische aanlanding van wind op zee in het elektriciteitssysteem op land.

Uit de analyses volgt dat het voor de integratie van elektrische aanlanding van wind op zee in het elektriciteitssysteem op land belangrijk is om elektrolyzers te realiseren op de aansluitlocaties, in plaats van op andere locaties in het land. Ook curtailment van wind op zee draagt bij aan het integreren van windstroom. Inzet van batterijen heeft weinig impact op integratie van elektrische aanlanding van wind op zee in het elektriciteitssysteem. Batterijen zijn wel nodig voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit op nationaal niveau, maar vanuit het perspectief van integratie elektriciteit van wind op zee is het niet persé nodig dat dit op de aansluitlocaties van wind op zee gebeurt. Al kunnen er andere overwegingen zijn om batterijen op deze locaties te plaatsen, zoals de grote hoeveelheid transportcapaciteit op deze locaties.

Elektrolyzers bij aansluitlocaties kunnen ook extra knelpunten door afname van elektriciteit veroorzaken. Dit komt doordat elektrolyzers ook op momenten met weinig aanbod van wind op zee ingezet zullen worden, op momenten dat er veel productie is van zon-pv. Bij de gehanteerde aannames in de scenario's kan inzet van elektrolyzers op momenten met weinig wind op zee bij de Rotterdam en in mindere mate bij Zeeland tot knelpunten door afname leiden. De knelpunten waren in alle gevallen echter niet zo erg nieuwe uitbreidingen nodig zijn richting 2040 (ENT kleiner dan 0,5 TWh). Echter, bij het plaatsen van grotere vermogens aan elektrolyzers en bij extra elektrificatie tussen 2040 en 2050 kan dit wel het geval zijn. Dit is een aandachtspunt bij de realisatie van elektrolyzers op de aansluitlocaties.

5.3 Wat is de gezamenlijke impact van de flexibilitetsbronnen?

Bij de analyses in Hoofdstuk 5 hebben we de gezamenlijke impact van de verschillende flexibilitetsbronnen meegenomen. Uit de resultaten van dit hoofdstuk kan geconcludeerd worden dat de inzet van flexibilitetsbronnen ervoor zorgt dat fors meer elektrische aanlanding van wind op zee in het systeem op land geïntegreerd kan worden (zonder uitbreidingen van hoogspanningsverbindingen).

In totaal kunnen door de inzet van flexibilitetsbronnen naar verwachting tussen de twee en zeven extra verbindingen gerealiseerd worden tot 2040, afhankelijk van het scenario. Dit benadrukt de belangrijke rol van flexibilitetsbronnen bij het integreren van elektriciteit van windparken op zee in het energiesysteem op land. Het is daarom nodig, vanuit het perspectief van systeemintegratie, om er op te sturen dat de flexibilitetsbronnen die noodzakelijk zijn voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit gerealiseerd worden bij aansluitlocaties. Dit geldt met name voor elektrolyzers, indien deze op land geplaatst worden. Het is ook mogelijk dat flexibele elektrolyse op zee toegepast wordt en hybride aansluitingen gerealiseerd worden

Inzet van batterijen levert een beperkte bijdrage aan het integreren van elektriciteit van windparken op zee. Al kunnen er andere overwegingen zijn om batterijen op deze locaties te plaatsen, zoals de grote hoeveelheid transportcapaciteit op deze locaties.



6 Referenties

- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
<https://open.overheid.nl/documenten/ronl-7219ac2558977a6050ac4db764d2ddebb156df32/pdf>
- Pondera Consult, & CE Delft. (2023). *Integrale Effectenanalyse Programma Energiehoofdstructuur*. <https://open.overheid.nl/documenten/af2a7ff5-9640-4f87-88f3-c2282653fac6/file>
- TenneT. (2022). *Investeringsplannen 2022 Net op land*.
- TenneT. (2023). *Target Grid*.
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/04/13/target-grid>

A Kerncijfers vraag en aanbod elektriciteit, flexibiliteit en transportcapaciteit per cluster en scenario

A.1 Vraag en aanbod elektriciteit (exclusief WoZ) per cluster en per scenario

De volgende tabellen geven een overzicht van de elektriciteitsvraag en het aanbod van elektriciteit van overige bronnen, per cluster en per scenario. Dit heeft impact op de hoeveelheid elektrische aanlanding die mogelijk is per cluster en zijn meegenomen in de modellering van de clusters. Deze cijfers volgen direct uit de regionalisatie van de I13050-scenario's (Netbeheer Nederland, 2023).

Tabel 7 - Kerncijfers vraag en aanbod elektriciteit, per cluster en per scenario

	Decentrale Sturing	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Krimp industrie	Doorvoer naar buitenland
Zeeland						
<i>Elektriciteitsvraag</i>	13 TWh	16 TWh	19 TWh	12 TWh	7 TWh	16 TWh
<i>Wind op land</i>	550 MW	700 MW	400 MW	400 MW	550 MW	700 MW
<i>Zon-PV</i>	1.650 MW	1.600 MW	1.300 MW	950 MW	1.650 MW	1.600 MW
<i>Kernenergie</i>	0 MW	1.000 MW	1.800 MW	0 MW	0 MW	1.000 MW
Rotterdam						
<i>Elektriciteitsvraag</i>	22 TWh	25 TWh	20 TWh	19 TWh	12 TWh	25 TWh
<i>Wind op land</i>	550 MW	700 MW	400 MW	400 MW	550 MW	700 MW
<i>Zon-PV</i>	1.250 MW	1.250 MW	1.000 MW	750 MW	1.250 MW	1.250 MW
<i>Kernenergie</i>	0 MW	350 MW	3.800 MW	0 MW	0 MW	350 MW
Kop van Noord-Holland						
<i>Elektriciteitsvraag</i>	11 TWh	11 TWh	10 TWh	9 TWh	11 TWh	11 TWh
<i>Wind op land</i>	300 MW	350 MW	200 MW	200 MW	350 MW	350 MW
<i>Zon-PV</i>	2.000 MW	1.950 MW	1.600 MW	1.150 MW	1.950 MW	1.950 MW
NZKG						
<i>Elektriciteitsvraag</i>	12 TWh	13 TWh	12 TWh	10 TWh	8 TWh	13 TWh
<i>Wind op land</i>	50 MW	50 MW	50 MW	50 MW	50 MW	50 MW
<i>Zon-PV</i>	1.200 MW	1.150 MW	950 MW	650 MW	1.150 MW	1.150 MW
Groningen						
<i>Elektriciteitsvraag</i>	9 TWh	11 TWh	9 TWh	8 TWh	7 TWh	11 TWh
<i>Wind op land</i>	700 MW	900 MW	500 MW	500 MW	900 MW	900 MW
<i>Zon-PV</i>	550 MW	550 MW	450 MW	300 MW	550 MW	550 MW

A.2 Vermogens flexibiliteit per cluster en per scenario

De onderstaande geeft de vermogens van verschillende flexibiliteitsbronnen, per cluster en per scenario. Het vermogen aan elektrolyzers wordt lineair meegeschaald met het

vermogen elektrische aanlanding en is daarmee afhankelijk van het vermogen elektrische aanlanding (wat een variabele is). We geven het vermogen aan elektrolyzers bij de maximale mogelijke hoeveelheid elektrische aanlanding inclusief inzet van flexibiliteitsbronnen (zie Tabel 4). Bij minder elektrische aanlanding zijn ook minder elektrolyzers noodzakelijk. De totalen per regio tellen niet persé op tot het totale vermogen aan elektrolyzers in Nederland, aangezien de som van de elektrische aanlanding die maximaal per cluster mogelijk is groter is dan de benodigde elektrische aanlanding (zie ook Tabel 4).

De overige flexibiliteitsbronnen zijn in de praktijk ook (deels) afhankelijk van de aanlanding van wind op zee, maar deze zijn niet gevarieerd omdat de impact op de inpassing van elektrische aanlanding beperkt is (zie Paragraaf 5.2). Deze cijfers volgen uit de regionalisatie van de I13050-cijfers, gecombineerd met de totale vermogens van flexibiliteitsbronnen voor de aangepaste scenario's.

Tabel 8 - Kerncijfers flexibiliteit, per cluster en per scenario

	Decentrale Sturing	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Krimp industrie	Doorvoer naar buitenland
Zeeland						
<i>Elektrolyzers</i>	4.000 MW	4.400 MW	2.300 MW	2.500 MW	3.500 MW	4.400 MW
<i>Batterijen</i>	2.450 MW	2.800 MW	2.550 MW	1.750 MW	2.450 MW	2.800 MW
<i>Power-to-heat</i>	950 MW	1.050 MW	700 MW	350 MW	800 MW	1.050 MW
<i>Vraagsturing</i>	250 MW	400 MW	350 MW	150 MW	50 MW	400 MW
<i>Interconnectie</i>	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	6.000 MW
<i>Curtaiment</i>	3.150 MW	3.900 MW	3.200 MW	2.850 MW	3.150 MW	3.900 MW
Rotterdam						
<i>Elektrolyzers</i>	4.200 MW	4.500 MW	2.600 MW	2.600 MW	3.400 MW	4.500 MW
<i>Batterijen</i>	3.650 MW	4.000 MW	3.400 MW	2.700 MW	3.650 MW	4.000 MW
<i>Power-to-heat</i>	1.650 MW	1.500 MW	950 MW	650 MW	1.400 MW	1.500 MW
<i>Vraagsturing</i>	700 MW	800 MW	350 MW	400 MW	250 MW	800 MW
<i>Interconnectie</i>	1.000 MW	1.000 MW	1.000 MW	1.000 MW	1.000 MW	1.000 MW
<i>Curtaiment</i>	4.550 MW	5.800 MW	4.750 MW	4.400 MW	4.550 MW	5.800 MW
Kop van NH						
<i>Elektrolyzers⁷</i>	1.350 MW /2.700 MW	1.250 MW /3.100 MW	750 MW /1.500 MW	800 MW /1600 MW	1.350 MW /2.700 MW	1.250 MW /3.100 MW
<i>Batterijen</i>	2.100 MW	2.150 MW	1.550 MW	1.450 MW	2.100 MW	2.150 MW
<i>Power-to-heat</i>	650 MW	550 MW	200 MW	150 MW	650 MW	550 MW
<i>Vraagsturing</i>	150 MW	150 MW	100 MW	50 MW	150 MW	150 MW
<i>Interconnectie</i>	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<i>Curtaiment</i>	3.500 MW	4.300 MW	3.550 MW	3.150 MW	3.500 MW	4.300 MW
NZKG						
<i>Elektrolyzers</i>	1.100 MW	1.100 MW	600 MW	800 MW	1.100 MW	1.100 MW
<i>Batterijen</i>	1.000 MW	850 MW	700 MW	700 MW	1.000 MW	850 MW
<i>Power-to-heat</i>	100 MW	100 MW	50 MW	50 MW	100 MW	100 MW
<i>Vraagsturing</i>	100 MW	100 MW	50 MW	50 MW	100 MW	100 MW
<i>Interconnectie</i>	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW

⁷ Het eerste cijfers is bij maximale elektrische aanlanding met 2 circuits, het tweede cijfer bij maximale elektrische aanlanding met 4 circuits.



	Decentrale Sturing	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Krimp industrie	Doorvoer naar buitenland
<i>Curtaiment</i>	1.450 MW	1.700 MW	1.400 MW	1.200 MW	1.450 MW	1.700 MW
Groningen						
<i>Elektrolyzers</i>	4.100 MW	4.300 MW	2.300 MW	2.600 MW	4.100 MW	4.300 MW
<i>Batterijen</i>	2.700 MW	2.750 MW	2.000 MW	2.000 MW	2.700 MW	2.750 MW
<i>Power-to-heat</i>	1.200 MW	900 MW	350 MW	250 MW	1.150 MW	900 MW
<i>Vraagsturing</i>	350 MW	400 MW	200 MW	200 MW	250 MW	400 MW
<i>Interconnectie</i>	1.400 MW	1.400 MW	1.400 MW	1.400 MW	1.400 MW	1.400 MW
<i>Curtaiment</i>	4.250 MW	5.550 MW	4.500 MW	4.200 MW	4.250 MW	5.550 MW

A.3 Transportcapaciteit per cluster

Tabel 9 geeft een overzicht van de aangenomen transportcapaciteit per cluster. Voor de clusters Noord-Brabant en Limburg hebben we een andersoortige analyse gedaan (zie Paragraaf 4.2) en hebben we dus niet specifiek naar de transportcapaciteit gekeken. De onderstaande cijfers zijn inclusief geplande uitbreidingen uit het IP2022 van TenneT (TenneT, 2022).

Tabel 9 - Transportcapaciteit per cluster

Cluster	Transportcapaciteit	Toelichting
Zeeland	6.625 MW	Vier circuits tussen Borssele en Rilland. Drie bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud. 2.650 MW per circuit (4kA geleiders)
Rotterdam	6.625 MW	Vier circuits, twee tussen Maasvlakte en Simonshaven en twee vanaf de Maasvlakte richting Hoek v Holland Drie bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud. 2.650 MW per circuit (4kA geleiders)
Kop van Noord-Holland (twee circuits)	2.650 MW	Zowel situatie met twee als met vier circuits wordt uitgewerkt Twee circuits tussen kop van Noord-Holland naar zuidelijk deel Noord-Holland één bruikbaar in n-1 2.650 MW per circuit (4kA geleiders).
Kop van Noord-Holland (vier circuits)	6.625 MW	Zowel situatie met twee als met vier circuits wordt uitgewerkt Vier circuits tussen kop van Noord-Holland naar zuidelijk deel Noord-Holland. Drie bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud. 2.650 MW per circuit (4kA geleiders)
NZKG	6.625 MW	Vier circuits, twee richting Oostzaan/Diemen en 2 richting Vijfhuizen drie bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud. 2.650 MW per circuit (4kA geleiders). Belasting van kop NH wordt opgeteld bij belasting NZKG (zie Paragraaf 3.2)
Groningen	9.625 MW	Vanaf Eemshaven zes circuits (vier naar Vierverlaten, twee naar Meeden), maar slechts vier circuits ten zuiden van Meeden en Vierverlaten. Daarnaast bij Meeden en Vierverlaten 4 220/380 kV trafo's, drie bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud 2.650 MW per circuit (4kA geleiders) en 750 MW per trafo.