



Ministerie van Klimaat en  
Groene Groei

# Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee

Versie: juni 2025



# Inhoudsopgave

<b>Samenvatting: Windenergie Infrastructuurplan Noordzee</b>	<b>2</b>
<b>1. Inleiding en leeswijzer</b>	<b>10</b>
<b>2. De rol van windenergie op zee in het energiesysteem</b>	<b>14</b>
2.1 Behoeftewindenergie op zee: Gigawattent, terawattent en vierkante kilometers	15
2.2 Bandbreedte behoefte windenergie op zee na 2030	15
2.3 Vraagontwikkeling is bepalend voor benodigde hoeveelheid windenergie op zee	18
2.4 Aanbodmix: Windenergie op zee dominante bron in de aanbodmix en de rol van zonne-energie varieert sterk	20
2.5 De rol van import & export in het toekomstige elektriciteitssysteem	21
2.6 Het belang van flexibele vraag en de rol elektrolyse bij de uitrol en inpassing van wind op zee	23
<b>3. Inzet ontwikkeling van wind op zee tot 2040</b>	<b>26</b>
3.1 Reeds vastgestelde koers	27
3.2 Uitgangspunten bij verdere uitrol van windenergie op zee	28
3.3 Aanpak windenergie op zee tot 2040	29
3.4 Aandachtspunten, randvoorwaarden en benodigd flankerend beleid	31
<b>4. Elektriciteitsinfrastructuur op zee</b>	<b>36</b>
4.1 Uitrolpad elektrische aanlanding	37
4.2 Uitrolpad interconnectoren	39
<b>5. Waterstofproductie, -transport en -opslag op zee</b>	<b>44</b>
5.1 Het potentiële belang van waterstofproductie op zee	46
5.2 Ontwikkelpad van waterstofproductie op zee	46
5.3 Ruimtelijke en economische voordelen voor het energiesysteem	46
5.4 Uitrol- en marktstrategie	48
5.5 Aanleg netwerk	50
5.6 Keuzes bij aanleg van een leiding	51
5.7 Criteria besluit aanleg waterstofleiding op zee	53
5.8 Waterstofopslag op zee	53
<b>6. Principes voor verkaveling relevant voor het ontwerp van de infrastructuur</b>	<b>56</b>
6.1 Ruimtelijke uitgangspunten	59
6.2 Adaptiviteit bij de verkaveling	59
6.3 Nog te nemen beslissingen voor ruimtelijke inrichting gebied 6/7	60
<b>7. Indicatief Kostenbeeld</b>	<b>62</b>
7.1 Elektrische infrastructuur	64
7.2 Waterstofinfrastructuur	65
<b>8. Besluitenagenda 2040</b>	<b>68</b>
8.1 Relatie met de planning van andere Rijksprogramma's	70
8.2 Besluitenagenda	71
<b>Bijlage 1- Analyse rol van windenergie op zee in het energiesysteem</b>	<b>76</b>

# Samenvatting: Windenergie Infrastructuurplan Noordzee



Windenergie op zee speelt een sleutelrol in het realiseren van de Nederlandse ambities voor opwekking van duurzame energie op eigen bodem en het beperken van onze uitstoot van broeikasgassen. Windenergie op zee levert een aanzienlijk deel van het jaar elektriciteit. De kosten zijn de laatste decennia hard gedaald en het heeft van alle bronnen het grootste opschalingspotentieel. Daarmee is het een onmisbaar onderdeel van onze energiemix en wordt het verreweg de grootste bron van duurzame energie in Nederland. Vanwege dit grote belang is in het Nationaal Plan Energiesysteem<sup>1</sup> en het Regeerprogramma van het kabinet-Schoof het streefdoel opgenomen voor 50 GW wind op zee in 2040.

## Doel van het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee

Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee (het WIN) gaat over de aanleg van infrastructuur op zee die nodig is om de energie die door windparken geproduceerd wordt naar land te transporteren. Uitgangspunt daarbij is om deze infrastructuur te realiseren tegen de laagst mogelijke maatschappelijke kosten voor de periode 2033 – 2040, met een doorkijk naar 2050.<sup>2</sup> Daarbij wordt rekening gehouden met de onzekerheden die er op de korte termijn zijn voor de ontwikkeling van windparken op zee en met de verwachte doorgroei van windenergie op zee na 2040. In het WIN worden een aantal beleidsmatige keuzes gemaakt voor de uitrol van windenergie op zee na de Routekaart 21 GW en worden nog te nemen beslissingen in kaart gebracht.

Investeringsbeslissingen voor infrastructuur voor windparken moeten ca. 10 jaar van tevoren worden genomen. Dit terwijl het tien jaar van tevoren niet evident is hoeveel windenergie op zee nodig zal zijn voor het energiesysteem. Hoe hiermee om te gaan, is de centrale uitdaging voor het WIN. Een inschatting van de hoeveelheid windenergie op zee die nodig zal zijn, is daarom essentieel.

## Bandbreedte voor de behoefte windenergie op zee in 2040

Om de behoefte aan windenergie op zee in 2040 beter in te kunnen schatten heeft het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) gekeken naar drie beschikbare nationale energiesysteemstudies met een brede set aan scenario's.<sup>3</sup> Een deel van deze studies maakt gebruik van kostenoptimalisatie op het niveau van het totale energiesysteem. Deze studies geven voor 2040 een bandbreedte aan van ca. 135 tot 240 TWh elektriciteitsaanbod uit windenergie op zee per jaar. Deze grote bandbreedte schetst de onzekerheid die er op dit moment nog is. De drie scenariostudies geven aan dat het vermogen windenergie op zee in 2040 tussen de 29 en 51 GW zal moeten liggen om in de gevraagde energie te voorzien. Circa 30 GW windenergie op zee in 2040 lijkt, op basis van de scenariostudies, het absolute minimum.

<sup>1</sup> [Kamerbrief over het Nationaal Plan Energiesysteem](#), 1 december 2023.

<sup>2</sup> De laagste maatschappelijke kosten binnen de randvoorwaarden die gelden voor windenergie op zee. Deze randvoorwaarden zijn verwoord in het Programma Noordzee op onderwerpen als ecologie, veiligheid, ruimtegebruik en systeemintegratie op land.

<sup>3</sup> [PBL \(2024\) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050](#), [Netbeheer Nederland Scenario's editie 2025](#) en [TNO \(2024\) Toekomst van het Nederlandse energiesysteem](#).

Hoeveel capaciteit windenergie op zee precies nodig is, hangt af van tal van factoren, namelijk:

- de omvang van de binnenlandse elektriciteitsvraag in 2040, waarvoor de omvang en mate van elektrificatie van energie-intensieve industriële processen een belangrijke rol spelen;
- de vraag naar duurzame waterstof en de binnenlandse ontwikkeling van duurzame waterstofproductie d.m.v. elektrolyse;
- de importbeschikbaarheid van hernieuwbare en koolstofarme waterstof(dragers);
- kostprijs ontwikkeling van elektrolyse en elektrolyse op zee in het bijzonder;
- de mate waarin Nederland en de EU in hun eigen energie willen voorzien;
- de Europese en Nederlandse klimaat- en energiedoelen voor 2040;
- de ontwikkeling van flexibele vraag naar elektriciteit;
- de ontwikkeling van andere bronnen, zoals zon-PV, wind op land, en kernenergie in de binnenlandse energiemix;
- de energieopbrengsten van windparken op zee gegeven de geïnstalleerde capaciteit;
- de importbehoefte van buurlanden en mate waarin we erin slagen om gezamenlijke afspraken te maken over kostendeling.

Voor windenergieproductie op zee heeft Nederland grote ambities. Net als bij wind op land zijn ook hier uitdagingen bij de realisatie, o.a. door afwegingen op het gebied van ruimtegebruik, krapte in de toeleveringsketen en het ecologische draagvlak van de Noordzee. Het is daarom niet vanzelfsprekend dat tegenvallers bij de uitrol van bijvoorbeeld windenergie op land kunnen worden opgevangen door meer windenergie op zee.

## Herijking van het streefdoel voor 2040 in de Klimaat en Energienota

De ambities voor windenergie op zee staan in het Nationaal Plan Energiesysteem en zijn bevestigd in het Regeerprogramma van het kabinet Schoof. Daarin is uitgegaan van een aanbodstrategie om de verwachte vraag naar groene elektronen en op termijn groene moleculen te kunnen faciliteren. De ambitie is 21 GW in 2032 en 50 GW in 2040, waarbij in de opgave na 2032 een verdeling tussen elektrische aanlanding en offshore elektrolyse in combinatie met aanlanding van waterstof moet worden gemaakt.<sup>4</sup> De afgelopen jaren is in nauw overleg met partners uit de windsector, TenneT, Gasunie, EBN en verschillende experts uit de energiewereld de ambitie getoetst op realiseerbaarheid. Dit heeft geresulteerd in het adviesrapport van Deloitte dat op 6 juni 2024 met de Kamer is gedeeld. Op basis hiervan en de recente ontwikkelingen in de markt is het WIN opgesteld.

De conclusie van deze toets is dat het niet mogelijk is om alle infrastructuur die nodig is voor het ontsluiten van een capaciteit van 50 GW aan windenergie op zee in 2040 te realiseren. Daarnaast gaat de ontwikkeling van waterstofproductie langzamer dan verwacht en zijn de kosten aanzienlijk hoger. Het lijkt daarom niet haalbaar om 50 GW windenergie op zee aan te landen in 2040. Ook staat de toeleveringsketen voor windenergie op zee nu al onder hoge druk om het huidige tempo van de uitrol te realiseren.

Verder lijkt het steeds aannemelijker dat het realiseren van 50 GW windenergie op zee in 2040 vanuit vraagperspectief niet nodig is. De Klimaat en Energienota, die in september naar de Kamer gaat, zal in meer detail op de veranderde vraagprognoses voor waterstof en het bijbehorende beeld voor de verduurzaming van de energie-intensieve industrie ingaan. Verder stelt KGG een actieplan op voor windenergie op zee waarin een mix van maatregelen wordt genomen op het gebied van ondersteuning van het aanbod, versnelling van de vraag en fasering in de realisatie. Zo ontstaat er een realistisch uitrolpad dat past bij de manier waarop de energietransitie zich ontwikkelt. Concrete keuzes landt in de Klimaat en Energienota. KGG zal in deze Klimaat en Energienota het streefdoel voor windenergie op zee dan in breder perspectief plaatsen en herijken. KGG zal de routekaart windenergie op zee voor na de 21 GW baseren op deze herijking.

<sup>4</sup> Programma VAWOZ 2031-2040 onderzoekt het aanlanden van 29 GW aan windenergie op zee in de vorm van circa tien elektrische verbindingen van 2 GW en 1 à 2 waterstofverbindingen.

Voor de periode na 2040 is de verwachting dat de behoefte aan windenergie op zee nog verder door zal groeien. Een beperkt deel van die doorgroei zal naar verwachting nodig zijn om te voorzien in de groeiende binnenlandse elektriciteitsvraag. Echter, sterke doorgroei zal nog meer dan in de jaren '30 sterk afhankelijk zijn van de ontwikkeling van de waterstofvraag. In de meeste scenario's wordt de 70 GW windenergie op zee in 2050 volledig benut die als maximum aan de modellen is meegegeven. Het bereiken van de bovenkant van de bandbreedte voor windenergie op zee met een totale capaciteit van om en nabij de 70 GW zal alleen mogelijk zijn wanneer een substantieel deel van de opgewekte energie als waterstof wordt aangeland.

## Een gefaseerde aanpak voor uitrol van infrastructuur

Om het tien jaar vooruitplannen van uitrol van infrastructuur te verenigen met de onzekerheid die besloten ligt in de bandbreedte voor windenergie op zee, kiest KGG voor een gefaseerde aanpak. Dit betekent dat op korte termijn de stappen worden gezet om de onderkant van de bandbreedte (ca. 30 GW) voor windenergie op zee voor 2040 te realiseren. Daarmee is het mogelijk om nog tijdig een besluit over de uitrol van aanvullende infrastructuur te nemen, zonder daar nu de financiële risico's voor te nemen. Voor nu betekent deze aanpak concreet het volgende:

- In mei 2025 heeft de ministerraad besloten dat netbeheerder TenneT mag beginnen met de voorbereidingen voor de aansluiting van het nieuwe windenergiegebied Doordewind II (2 GW) op het elektriciteitsnet.
- Op zijn vroegst medio 2026 beslist het kabinet of TenneT ook alvast kosten mag maken om capaciteit te reserveren bij bedrijven die de benodigde onderdelen leveren, zodat de aansluiting van het windpark dat na Doordewind II komt op tijd kan worden voorbereid.
- Blijven inzetten op het volbrengen van het Programma VAWOZ, PAWOZ en het onderzoekstraject voor diepe aanlandingen, zodat er voldoende ruimte is voor de benodigde routes en stationslocaties. Zo kunnen in de toekomst ongeveer ca. 10 elektrische aanlandingen van elk 2 GW gebouwd worden. Daarnaast wordt ook de aanlanding van windenergie op zee via twee waterstofleidingen onderzocht.
- De verkaveling van windenergiegebied 6/7 wordt in stappen gedaan. De eerste stap is aanwijzing van het windgebied het Programma Noordzee (of de Partiële Herziening daarvan).
- Bij het ontwerpen van de platformen op zee wordt, waar relevant, rekening gehouden met de mogelijke rol van waterstofproductie op zee en de aansluiting van (interconnectie) kabels naar omliggende landen.
- Voor de ontwikkeling van nieuwe interconnectoren wordt prioriteit gegeven aan verbindingen met landen die een zo groot mogelijke positieve bijdrage leveren aan het versterken van de leveringszekerheid en een bijdrage leveren aan betaalbaarheid van elektriciteit in Nederland.

Voor al deze beslissingen geldt dat de aanvullende garanties en middelen van de Rijksoverheid die hiervoor nodig zijn, worden meegenomen in de reguliere financiële besluitvorming van de Rijksoverheid. Op die manier wordt het belang van windenergie op zee afgewogen tegen andere maatschappelijke belangen.

## Vervolgstappen voor uitrol windenergie op zee

Naast deze beslissingen die in het WIN worden genomen, geeft het WIN ook een overzicht van beslissingen die nog genomen moeten worden (Hoofdstuk 8). De belangrijkste daarvan zijn:

Jaar	Besluiten
2025	Aanwijzen windenergiegebieden in de Partiële Herziening Programma Noordzee
2025	Update Routekaart windenergie op zee voor 2040
2025	K&E nota met een herijking van de ambitie voor windenergie op zee & een keuze over waterstofproductie op zee
2026	Afronden programma verbindingen aanlanding wind op zee (pVAWOZ) en kiezen aanlandlocaties
2026	Besluit over eerstvolgende windpark na Doordewind II (2 GW)
2027-2030	Jaarlijks besluit over het aantal nieuw te ontwikkelen netaansluitingen
2028	Indien nodig aanwijzen van nieuwe windenergie gebieden in Programma Noordzee
2030>	Besluiten voor nog te ontwikkelen windparken vanaf 2040

- Vanaf 2027 tot 2030 kan KGG jaarlijks beslissen over aanvullende netverbindingen naar windparken in gebied 6/7, waarvoor TenneT verplichtingen aan moet gaan. Zo kan jaarlijks worden beoordeeld of het nodig is de uitrol van windparken op zee door te zetten of dat tijdelijk het uitroltempo omlaag gaat op basis van de vraagontwikkelingen en de kostprijsontwikkeling van waterstofproductie op zee. De actualisatie van het NPE in 2026 en de aanlandmogelijkheden die programma VAWOZ realiseert vormen de basis voor beslissingen. Besluiten na 2030 hebben betrekking op netverbindingen die pas gerealiseerd worden vanaf 2040.
- In de Klimaat- en Energienota maakt het kabinet een keuze over het al of niet doorontwikkelen van een demonstratieproject voor waterstofproductie op zee. Er is aanleiding voor een heroverweging van het voorziene ontwikkelpad van waterstofproductie op zee omdat het nog onzeker is of productie op zee voor 2040 nodig is.

De beslissingen die in het WIN worden genomen, komen samen met de ruimtelijke beslissingen uit de Partiële Herziening van het programma Noordzee en vormen input voor de volgende fase van de Routekaart windenergie op zee. Deze wordt, in principe, eind 2025 met de Tweede Kamer gedeeld. Gegeven de gefaseerde opzet van zowel de Partiële Herziening als van het WIN, zal de routekaart ook met verschillende fasen werken.



## Afkortingen

Afkorting	Volledige naam
AC	Alternating current (Wisselstroom)
ACER	Agency for Cooperation of Energy Regulators
ACM	Autoriteit Consument en Markt
CAPEX	Capital Expenditure (investeringskosten)
CBA	Cost-Benefit Analysis
CBCA	Cross-Border Cost Allocation
CCS	Carbon Capture and Storage, oftewel CO <sub>2</sub> afvang en (ondergrondse) opslag.
CES	Cluster Energie Strategie, infrastructuurplannen van de grote energieclusters.
DAEB	Dienst van Algemeen Economisch Belang
EBN	Energie Beheer Nederland
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europese Unie
GWh	Gigawattuur
GW	Gigawatt
HVDC	Hoogspanningsgelijkstroom
IBO	Interdepartementaal Beleidsonderzoek
IenW	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
I 3050	Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050
KEC	Kader Ecologie en Cumulatie
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
LNVN	Ministerie van Landbouw, Visserij, Voedselkwaliteit en Natuur
MW	Megawatt
MPI	Multifunctionele Interconnector
NGT	Noordgastransport
NOGAT	Northern Offshore Gas Transport
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
NSWPH	North Sea Wind Power Hub
NSEC	North Seas Energy Cooperation
NZO	Noordzee Overleg
OBZ	Offshore Biedzone
ONDP	Europese Offshore netwerkontwikkelingsplannen
OTC	Offshore TSO Collaboration

Afkorting	Volledige naam
PAWOZ	Programma Aansluiting Wind Op Zee Eemshaven
pVAWOZ	Programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee 2031-2040
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PEH	Programma Energie Hoofdstructuur
PH	Partiële Herziening van het Programma Noordzee
REDIII	Renewable Energy Directive III (derde EU-richtlijn hernieuwbare energie)
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (duurzame brandstoffen van niet-biologische oorsprong)
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie
TEN-E	Trans-Europese Energie-infrastructuur
TNO	Nederlandse Organisatie voor Toegepast Natuurwetenschappelijk Onderzoek
TNW	Ten Noorden van de Wadden
TRL	Technology Readiness Level
TSO	Transmission System Operator
TVKN2050	Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050
TWh	Terrawatt uur, 1 miljard kWh
WOZ	Windenergie Op zee

# 1. Inleiding en leeswijzer

## Inleiding

De verduurzaming van ons energiesysteem en het streven om met opwekking op eigen bodem in een groot deel van onze energievraag te kunnen voorzien, leunen voor het merendeel op de uitrol van windenergie op zee. De ambitie voor windenergie op zee uit het Nationaal Plan Energiesysteem is 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050. Naar verwachting wekken windparken op zee op jaarbasis in zowel 2040 als in 2050 ongeveer de helft van de sterk toenemende hoeveelheid elektriciteit op die we als land dan nodig zullen hebben. Ook wanneer de uitrol van windenergie op zee op termijn wordt getemporeerd vanwege het achterblijven van de elektriciteitsvraag is het waarschijnlijk dat windenergie op zee een aanzienlijk deel van de totale productiecapaciteit zal vertegenwoordigen. Het doel is daarbij om de mogelijkheid te creëren om, binnen alle randvoorwaarden, op het meest voordelige energiesysteem uit te kunnen komen.

Om het streefdoel van 50 GW in 2040 te verwezenlijken moet in de periode 2033 – 2040 per jaar gemiddeld 3,5 GW per jaar worden uitgerold. Het is geen sinecure om onder tijdsdruk op deze schaal windparken op zee uit te rollen. Het vraagt afstemming over het ruimtegebruik op zee met andere gebruikers zoals de visserij en mijnbouw. Daarnaast kunnen windparken op zee alleen worden uitgerold als dit binnen de ecologische draagkracht van de Noordzee past. Het gebruik van duurzame energie door de industrie moet tevens enigszins gelijke trend houden en meer flexibel worden om hoge maatschappelijke kosten te voorkomen. Aanlandingen van windparken moeten tijdig worden gerealiseerd. Tenslotte moet de toeleveringsketen voor windenergie op zee de vraag kunnen bijbenen.

De uitbreiding van ons elektriciteitsnetwerk en mogelijk een waterstofnetwerk op zee moet snel genoeg gaan om de opgewekte energie te kunnen transporteren. Daarbij heeft de aanleg van de infrastructuur om al die energie aan land te brengen op dit moment een doorlooptijd van ca. 10 jaar. Over dat laatste aspect gaat dit plan: Welk beleid is nodig om de tijdige aanleg van infrastructuur te waarborgen die de leveringszekerheid versterkt en de systeem- en maatschappelijke kosten zo laag mogelijk houdt? En welke consequenties heeft dat voor de uitrol van windenergie op zee? Hoe houden we daarbij rekening met de verwachte energiebehoefte na 2040? Dit plan belicht daarmee een essentieel aspect voor de uitrol van windenergie op zee. De andere hierboven genoemde aspecten zijn of worden als volgt met de kamer gedeeld:

- aanlanding voor wind op zee in pVAWOZ in 2026;
- onderzoekstraject diepe aanlanding van wind op zee Q3 2025;
- vraagontwikkeling industrie in de Actieagenda Elektrificatie Industrie in september 2025;
- ruimte voor windparken op zee in de Partiële Herziening van het programma Noordzee (verwacht najaar 2025) en in het volgende Programma Noordzee 2028-2033, verwacht eind 2027;
- ecologie, in verschillende Kamerbrieven over windenergie op zee.

Daarnaast wordt in hoofdstuk 3.5 ingegaan op de uitdagingen rondom deze randvoorwaarden. Dit plan schetst daarnaast hoe KGG voor de aanleg van deze infrastructuur omgaat met de onzekerheid die het gevolg is van deze aspecten.

Een aantal technologieën die bepalend zijn voor de infrastructuur die nodig is voor windparken is nog volop in ontwikkeling. Daarom is op dit moment nog niet exact duidelijk wat de beste manier zal zijn om wind op zee op grote schaal op de Nederlandse Noordzee uit te rollen. Zo is voor waterstofproductie op zee nog niet duidelijk of het op maatschappelijke kosten zal kunnen concurreren met onshore elektrolyse en mogelijk elders geproduceerde duurzame waterstof. Ook voor een meer verbonden gelijkstroomnetwerk op zee zijn nog een aantal technische innovaties nodig. Bovendien is nog niet zeker hoe de vraag naar elektriciteit en waterstof zich zal ontwikkelen. De vraagontwikkeling is vooral afhankelijk van de verduurzaming van de industrie, die op zijn beurt weer afhangt van de beschikbaarheid van energie tegen een concurrerende prijs.

Omgaan met de onzekerheden die er nog zijn, is één van de uitdagingen waar KGG voor staat. De onzekerheden die er zijn, bijvoorbeeld rond de vraagontwikkeling en de ecologische draagkracht van de Noordzee, vragen om enige mate van flexibiliteit. Daarom geeft dit plan een overzicht van de keuzes die gemaakt moeten worden. Waar nodig en waar mogelijk worden beslissingen genomen. Waar dat nog niet kan, schetst het plan op welk moment een beslissing genomen kan en moet worden en op basis waarvan die beslissing zal worden genomen.



Voor alle beslissingen die het WIN in kaart brengt, geldt dat de aanvullende garanties en middelen van de Rijksoverheid die hiervoor nodig zijn, worden meegenomen in de reguliere financiële besluitvorming van de Rijksoverheid. Op die manier wordt het belang van windenergie op zee afgewogen tegen andere maatschappelijke belangen.

Het WIN is opgesteld in een periode dat de businesscase voor windparken onder druk staat. Voor de uitdagingen die op de kortere termijn spelen voor de Routekaart 21 GW stelt KGG een actieplan op waarin een mix van maatregelen wordt genomen op het gebied van ondersteuning van het aanbod, versnelling van de vraag en fasering in de realisatie. Zo ontstaat er een realistisch uitrolpad dat past bij de manier waarop de energietransitie zich ontwikkelt. Dit actieplan zal na de zomer van 2025 met de Kamer worden gedeeld.

## Leeswijzer

Het WIN is in 8 hoofdstukken opgedeeld.

**Hoofdstuk 1** bevat de inleiding en deze leeswijzer.

**Hoofdstuk 2** geeft een overzicht van de analyses die op dit moment beschikbaar zijn om een inschatting te kunnen maken van hoeveel windenergie op zee in 2040 nodig is, met een doorkijk naar 2050.

**Hoofdstuk 3** geeft aan welke inzet KGG kiest om de benodigde hoeveelheid windenergie voor 2040 te realiseren.

**Hoofdstuk 4** geeft een overzicht van de aanpak voor elektrische infrastructuur voor windenergie op zee inclusief de interconnectie met omliggende landen.

**Hoofdstuk 5** gaat over waterstofproductie, -transport en -opslag op de Noordzee.

**Hoofdstuk 6** gaat in op de uitgangspunten voor de ruimtelijke inrichting van windenergiegebied 6/7 die leidend zullen zijn voor de verkaveling van dit nog aan te wijzen windenergiegebied.

**Hoofdstuk 7** geeft op hoofdlijnen een overzicht van de financiële consequenties en risico's van de geschetste aanpak voor de uitrol van wind op zee.

**Hoofdstuk 8** bevat de besluitenagenda voor windenergie op zee voor de periode 2033 – 2040 met daarin de beslissingen die genomen moeten worden en voorbereidingen die getroffen moeten worden. Hierbij ligt de nadruk op de rol van het ministerie van KGG, maar komen ook de vereiste activiteiten van TenneT, Gasunie en de ACM naar voren.

Tot slot geeft **bijlage 1** achtergrondinformatie over de rol van windenergie op zee in het energiesysteem. Daarnaast zijn op 6 juni 2024 de onderzoeksrapporten van Deloitte en partners gepubliceerd waarop het WIN mede is gebaseerd.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Kamerbrief over totstandkoming van Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/06/06/energie-infrastructuur-plan-noordzee-2050>, 6 juni 2024.





## 2.

# De rol van windenergie op zee in het energiesysteem

Dit hoofdstuk gaat in op de bestaande kennis die er is over de behoefte aan windenergie op zee op de Nederlandse Noordzee. Hierbij geeft paragraaf 2.1 een toelichting op algemene begrippen en concepten. Vervolgens gaat paragraaf 2.2 in op de bandbreedte van de behoefte aan windenergie op zee die uit verschillende studies naar voren komt en de factoren waar die hierop van invloed zijn. Ten slotte, komt in paragraaf 2.3 de behoefte aan systeemintegratie die ontstaat bij een hoog aandeel van hernieuwbare bronnen in de elektriciteitssector aan de orde en de rol die elektrolyse en andere flexibiliteitstechnieken daarin spelen. De informatie in dit hoofdstuk is gebaseerd op een uitgebreide literatuurstudie en kennisuitwisseling met de auteurs van de toonaangevende systeemstudies. De resultaten van deze achtergrondstudie zijn te vinden in Bijlage 1.

### 2.1 Behoeftewindenergie op zee: Gigawattent, terawattent en vierkante kilometers

Ambities voor windenergie op zee worden in verschillende beleidstrajecten en documenten uitgedrukt in verschillende eenheden. Vaak wordt gesproken over de voorgenomen te realiseren productiecapaciteit in GW. Vanuit het energiesysteem zijn de energieopbrengsten in TWh relevant en voor het hele verdelingsvraagstuk rondom ruimtelijke reserveringen is de oppervlakte die nodig is voor de windparken op zee de belangrijkste parameter. Uiteindelijk zijn alle drie de dimensies relevant voor het formuleren van het ambitieniveau voor windenergie op zee en de drie dimensies beïnvloeden elkaar ook onderling. In dit hoofdstuk wordt de behoefte aan windenergie op zee waar mogelijk in TWh/jaar en GW uitgedrukt.

Uiteindelijk is de behoefte aan energie (in TWh), met name in de vorm van elektriciteit de belangrijkste drijvende kracht achter de ambities voor productiecapaciteiten (GWs) voor windenergie op zee. Deze vertaling gebeurt op basis van de capaciteitsfactor, namelijk hoeveel output levert een windturbine ten opzichte van zijn maximale vermogen en hoeveel output (in GWh) levert een windpark als geheel per totale hoeveelheid opgesteld vermogen (GW). Dit wordt beïnvloed door een aantal technische aspecten, de dichtheid van turbines binnen een windpark en zogeheten (nader toegelicht in de volgende paragraaf). Een manier om de capaciteitsfactor uit te drukken is in vollasturen, dit is een theoretische maatstaf voor de effectieve jaaropbrengst wat uitdrukt hoeveel uren het windpark output zou leveren als het constant op maximaal output vermogen zou draaien. In werkelijkheid draaien de windturbines meer uren in het jaar met een lager gemiddeld vermogen.

### 2.2 Bandbreedte<sup>6</sup> behoefte windenergie op zee na 2030

Er is in de afgelopen jaren veel werk verricht om inzicht te krijgen in de benodigde hoeveelheid windenergie op zee om tot een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 te kunnen komen. In deze paragraaf wordt met name gebruik gemaakt van nationale systeemstudies waarin de mogelijke ontwikkelrichtingen van het toekomstige energiesysteem in kaart zijn gebracht middels een scenario aanpak.

<sup>6</sup> Getallen voor onderkant en bovenkant van bandbreedtes in de tekst zijn afgerond op hele tientallen of stalten, om schijnprecisie te voorkomen. Bijvoorbeeld 126 TWh wordt neergezet als "zo'n 125 TWh". Alleen in de figuren en medianen van scenario's zijn als exacte getallen als op helen afgerond weergegeven.

## Systemstudies die gebruikt zijn als context voor dit plan

In deze paragraaf wordt gebruik gemaakt van een drietal systeemstudies, namelijk de ADAPT/TRANSFORM optimalisatiestudie van TNO (2024), de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 van PBL (2024) en de Netbeheer Nederland scenario's (2025).

De **studies van TNO (2024)**<sup>7</sup> verkent twee toekomstbeelden, namelijk één waarbij er zoveel mogelijk wordt vastgehouden aan de huidige levensstijl en bestaande activiteiten en processen en zo min mogelijk radicale systeemveranderingen (ADAPT) en één scenario (TRANSFORM) waar ook gedragsveranderingen en meer vergaande veranderingen in de economische structuur plaatsvinden. De scenario's ADAPT en TRANSFORM verschillen dan ook van elkaar in welke economische activiteiten in Nederland plaatsvinden en in welke mate. Daarnaast bevat deze studie nog een aantal scenariovarianten van TRANSFORM, waarbij wordt gevarieerd in de omvang van de Nederlandse energie-intensieve industrie en de beschikbaarheid van import van betaalbare duurzame energiedragers uit het buitenland.

In de **trajectverkenning klimaatneutraal 2050 (TVKN2050)** is uitgegaan van behoud van de huidige structuur van de Nederlandse economie en dus ook het voortbestaan van binnenlandse industriële activiteit. De scenario's van de TVKN hebben met name gevarieerd in de techno-economische potentiëlen voor verschillende technieken evenals de mate waarin er politieke keuzes worden gemaakt om bepaalde oplossingen uit te sluiten of te beperken. In de TVKN zijn meer dan 30 verschillende scenariovarianten doorgerekend, maar in dit plan zijn alleen de drie centrale scenario's die in het hoofdrapport de meeste aandacht krijgen in de vergelijkingen meegenomen, namelijk pragmatisch-ruim 40, Pragmatisch-beperkt 30 en selectief-ruim 20.<sup>8</sup> Ook PBL gebruikt een optimalisatiemodel waarbij wordt geoptimaliseerd op minimale nationale kosten.

De Netbeheer Nederland scenario's 2025<sup>9</sup> (voorheen IJ2050) maken gebruik van een simulatiemodel, waarbij de impact van verschillende relatief extreme ontwikkelrichtingen op de energie-infrastructuur worden onderzocht. Deze studie is gebaseerd op coherente verhaallijnen over de mogelijke toekomstige ontwikkeling van het energiesysteem, op basis van een vooraf aangenomen energiemix.

Uit de scenario's blijkt dat een sterke groei van de productiecapaciteit voor windenergie nodig is voor Nederland om tot een energiezekere en klimaatneutrale systeem in 2050 te kunnen komen. Hoe snel windenergie op zee precies door moet groeien en hoeveel er exact nodig is in 2040 en 2050 is echter onzeker. Er zijn een aantal factoren die sterk bepalend zijn voor de behoefte aan windenergie op zee, namelijk:

- De ontwikkeling van de binnenlandse vraag naar elektriciteit en waterstof. Deze wordt sterk bepaald door:
  - de energiemix in de industrie en;
  - de mate van industriële activiteit in de Nederlandse economie van de toekomst.

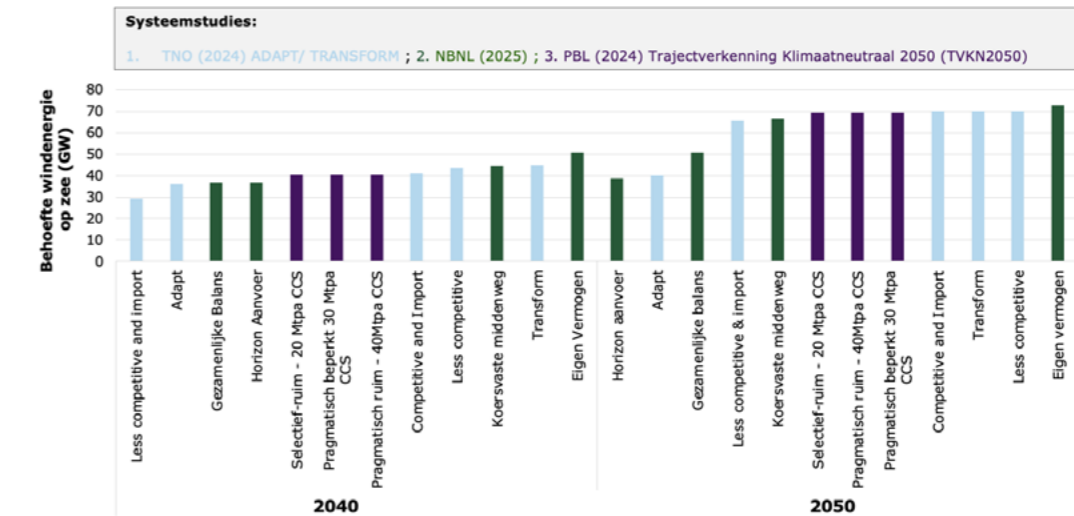
<sup>7</sup> Wanneer in dit hoofdstuk naar de ADAPT en TRANSFORM scenario's en varianten daarvan wordt verwezen wordt gebruik gemaakt van de studie uit mei 2024. Alleen in figuur 2-2 wordt gebruik gemaakt van geactualiseerde scenario's die zijn opgesteld ten behoeve van het WIN.

<sup>8</sup> De as pragmatisch vs. selectief verwijst hier naar de mate waarin de politiek/maatschappij restricties oplegt t.a.v. specifieke technieken. De as ruim-beperkt verwijst naar de technische potentiëlen van de verschillende energietechnieken. De getallen achter de scenario's verwijzen naar de totale jaarlijkse CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit die is aangenomen voor 2050 in MtCO<sub>2</sub>/jaar.

<sup>9</sup> Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025

- De mate waarin Nederland zelfvoorzienend wil zijn voor haar energievoorziening.
- De elektriciteits- en waterstofvraag in buurlanden en de mate waarin Nederland bereid is exporteur van energie te worden.

Figuur 2-1 – benodigde productiecapaciteit windenergie op zee in 2040 en 2050 volgens systeemstudies van NBNL, PBL en TNO.



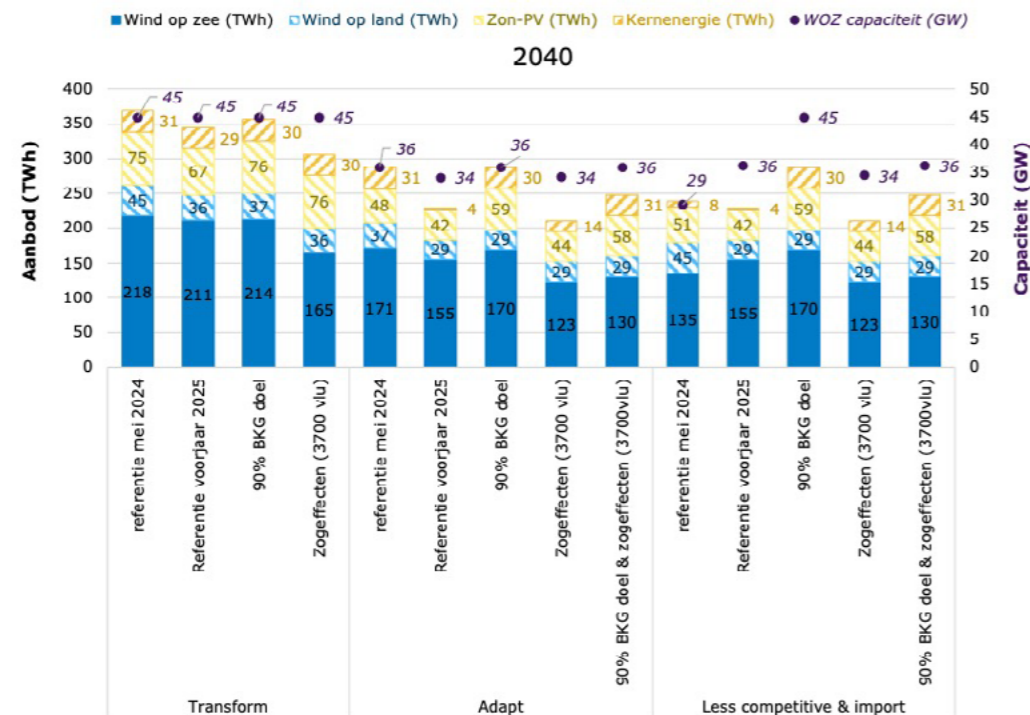
De benodigde capaciteit voor windenergieproductie op zee in 2040 loopt in systeemstudies uiteen van 29 GW tot 51 GW (figuur 2-1). In de meeste scenario's ligt de benodigde capaciteit om en nabij de 40 GW. Voor 2050 groeit de benodigde capaciteit verder door naar 40 tot 73 GW. Hierbij gaan de meeste studies uit van een theoretisch maximum van om en nabij de 70 GW. Dit betekent enerzijds dat het vanuit ruimtelijk perspectief niet gezegd is dat realisatie van dergelijke vermogens op de Nederlandse Noordzee ook haalbaar is. Anderzijds betekent het feit dat veel scenario's uit optimalisatiemodellen uitkomen op maximale uitrol van windenergie op zee dat deze techniek een belangrijke bouwsteen is voor een kosteneffectieve energietransitie in Nederland.

### Aanvullende analyses impact lagere opbrengst en strenger klimaatdoel 2040 op behoefte windenergie op zee

Een lagere hoeveelheid vollasturen bij windparken op zee door zogeeffecten zou mogelijkwijs een impact kunnen hebben op de waarde van windenergie op zee in het gehele energiesysteem en het aandeel van deze bron in de energiemix. Daarom heeft TNO een aantal varianten van bestaande energiescenario's doorgerekend waarbij is uitgegaan van een veel lager aantal vollasturen, namelijk 3700. Dit is een relatief pessimistische inschatting voor de impact van zogeeffecten op het aantal vollasturen. In de nieuwe scenariovarianten is eerst de referentie geactualiseerd met nieuwe cijfers omtrent het energieaanbod en de energievraag in buurlanden, waarbij de netto import is gemaximeerd op maximaal 5% van de binnenlandse elektriciteitsvraag. Hierbij is gekozen voor een breed scala aan referentiescenario's<sup>10</sup>, namelijk een scenario met radicale vergroening en sterke verandering van de Nederlandse industrie: TRANSFORM, een scenario met sterkere nadruk op het behouden van bestaande processen en inzet op fossiele energie met CCS: ADAPT. Ten slotte is ook de TRANSFORM variant "Less competitive and import" meegenomen, waarbij de Nederlandse energie-intensieve industrie aanzienlijk krimpt t.o.v. de huidige situatie door een verslechterde internationale concurrentiepositie en waar de resterende industrie gebruik kan maken van een aanzienlijk potentieel voor de import van duurzame energiedragers.

<sup>10</sup> NB – deze referentiescenario's zijn geactualiseerd t.a.v. een aantal parameters en aannames ten opzichte van de gelijknamige scenario's uit de systeemstudie van mei 2024 en kunnen getalsmatig dus afwijken van de cijfers elders in dit document.

Figuur 2-2 – benodigde productiecapaciteit windenergie op zee en overig elektriciteitsaanbod (excl. regelbaar vermogen) in 2040 voor de TNO scenario's ADAPT, TRANSFORM en Less competitive and import bij lagere vollasturen, een strengere 2040 klimaatdoel of beiden



Het effect van de update van de referentie geeft een gemengd beeld, waarbij het aanbod in sommige scenario's het binnenlandse elektriciteitsaanbod wat groeit, terwijl het in andere scenario's juist afneemt. Bij de scenariovariant met lagere vollasturen leidt dit alleen in het scenario "less competitive and import" tot het plaatsen van minder windenergie op zee in het systeem (34 GW i.p.v. 36 GW). In de scenario's ADAPT en TRANSFORM wordt de hoeveelheid windenergie op zee uit de referentie gehandhaafd, i.v.m. de relatief hoge elektriciteitsvraag. Wanneer het klimaatdoel voor 2040 wordt aangescherpt van 80% emissiereductie naar 90%, in lijn met de plannen van de Europese Commissie, stijgt de hoeveelheid windenergie op zee in alle scenario's waar nog aanvullend potentieel benut kan worden<sup>11</sup>. Wanneer er zogeffecten zijn én er een aangescherpt broeikasgasreductiedoel is, stijgt de hoeveelheid windenergie op zee ook, maar de mate waarin de hoeveelheid toeneemt verschilt dan wel sterker per scenario. Al met al laten deze scenariovarianten zien dat zogeffecten aanzienlijke gevolgen kunnen hebben voor de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit, maar een relatief beperkt effect hebben op de optimale capaciteit van windenergie op zee in het energiesysteem.

### 2.3 Vraagontwikkeling is bepalend voor benodigde hoeveelheid windenergie op zee

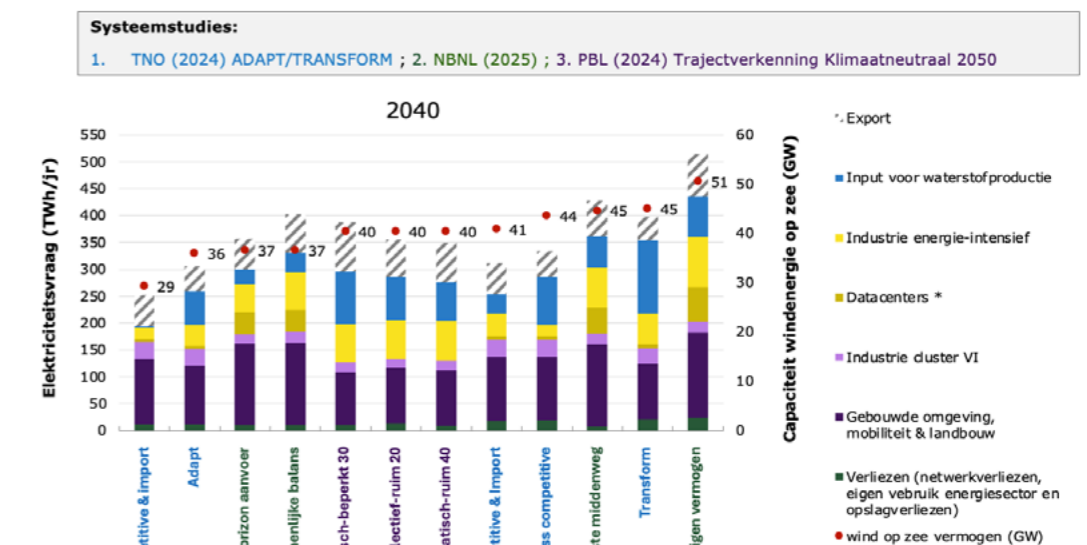
De belangrijkste factor achter de grote verschillen in de hoeveelheden windenergie op zee in de verschillende scenario's zijn de aannames ten aanzien van de omvang en invulling van de vraag, waarbij vooral de ontwikkeling van de energie-intensieve industrie en de mate van energie export een rol speelt. In de scenario's die aan de onderkant van de bandbreedte zitten wordt ofwel uitgegaan van een industrie die sterker en langer inzet op het gebruik van fossiele brandstoffen in combinatie met CO<sub>2</sub>-afvang en opslag, ofwel minder energie-intensieve industrie in Nederland of een sterke inzet op de import van duurzame energiedragers.

<sup>11</sup> In TRANSFORM neemt de hoeveelheid windenergie in geen van de scenariovarianten toe, doordat de hoeveelheid windenergie op zee in het referentiescenario al het volledige aangenomen technische potentieel wordt benut.

De scenario's aan de bovenkant van de bandbreedte gaan uit van een competitieve energie-intensieve industrie in Nederland waarbij er sterk wordt ingezet op binnenlandse productie voor de invulling van een groot deel van de energievraag. Verder speelt in een aantal scenario's, vooral vanaf 2040, export van energie naar buurlanden een belangrijke rol, met name van waterstof.

Een belangrijke observatie bij het analyseren van de vraagontwikkeling is dat een deel van de vraagontwikkeling in bijna alle scenario's in vergelijkbare omvang tot stand komt en een ander deel sterker tussen de scenario's verschilt. Het eerste deel betreft vooral de ontwikkeling van het elektriciteitsgebruik van de gebouwde omgeving, binnenlandse mobiliteit, landbouw en de minder energie-intensieve onderdelen van de industrie. De elektriciteitsvraag voor de energie-intensieve industrie en de inzet van elektriciteit voor waterstofproductie middels elektrolyse verschilt veel sterker tussen de scenario's en verklaart het grootste deel van de bandbreedte (figuur 2-3). Dit deel van de energievraag is immers gevoeliger voor veranderingen in de internationale concurrentiepositie en daarmee ontstaat het risico op het verdwijnen of verminderen van bepaalde industriële activiteiten waarbij elders in de wereld alsnog CO<sub>2</sub> vrijkomt, zogenoemde "CO<sub>2</sub>-weglek". Het eerstgenoemde deel van de vraagontwikkeling vertegenwoordigt een vraag van zo'n 135-160 TWh in 2040, hetgeen een toename t.o.v. de huidige vraag in deze sectoren van zo'n 29-91 TWh<sup>12</sup> (+34-105 %) betekent. De gecombineerde vraag in de energie-intensieve industrie en elektriciteitsinzet voor waterstofproductie in 2040 loopt uiteen van zo'n 23 tot 194 TWh. Een recente ontwikkeling is dat er een enorme groei is van het aantal datacenters in Nederland en daarmee de bijbehorende elektriciteitsvraag. Die zou kunnen groeien van zo'n 5 TWh nu naar maximaal 64 TWh in 2040.

Figuur 2-3 – Directe en indirecte binnenlandse elektriciteitsvraag in 2040 in 12 scenario's<sup>13</sup> uit de systeemstudies van NBNL, TNO en PBL, niet-weglek gevoelige vraag is weergegeven in paars-tinten, directe elektriciteitsvraag in de weglekgevoelige energie-intensieve industrie in geel en elektriciteitsinput t.b.v. elektrolyse in blauw



\* De energievraag van datacenters is in de PBL studie niet expliciet als aparte sector geanalyseerd.

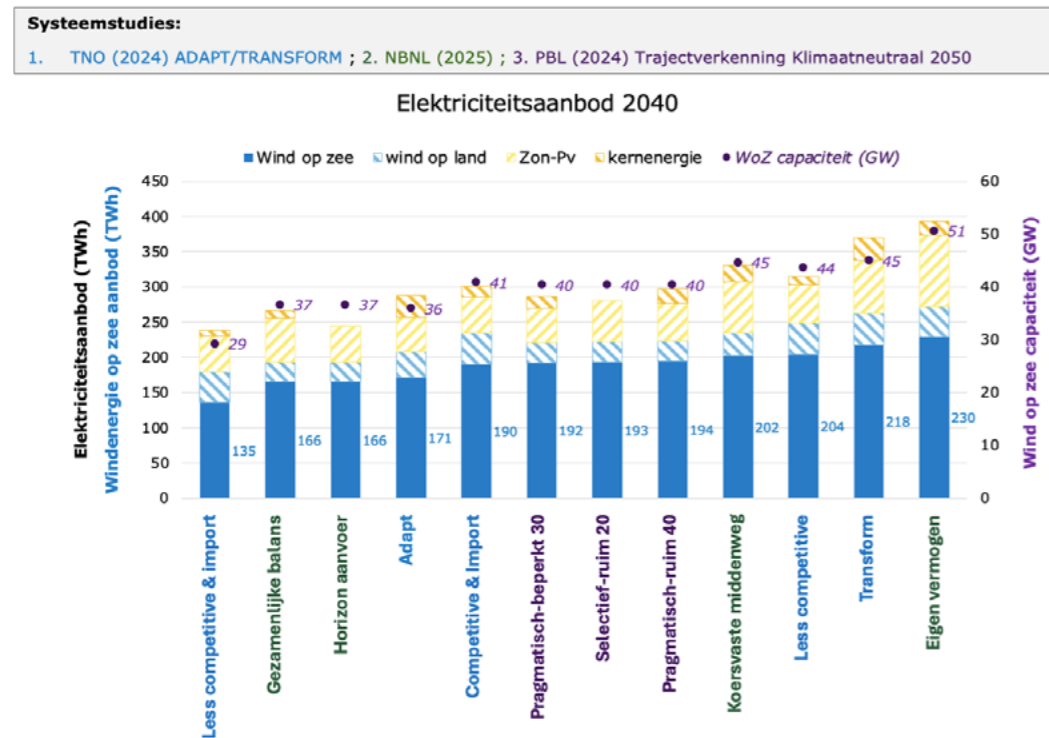
<sup>12</sup> Op basis van CBS energiebalans, data 2023.

<sup>13</sup> Voor het maken van deze figuur is uitgegaan van de vier scenario's uit I13050 (versie 2023), de scenario's ADAPT & TRANSFORM, evenals 3 industrievarianten van TRANSFORM en drie scenario's uit de PBL Trajectverkenning klimaatneutraal 2050, namelijk 1. pragmatisch beperkt met 30 Mtpa CCS capaciteit, 2. Pragmatisch-ruim met 40 Mtpa CCS capaciteit en 3. Scenario selectief-ruim met 20 Mtpa CCS capaciteit.

## 2.4 Aanbodmix: Windenergie op zee dominante bron in de aanbodmix en de rol van zonne-energie varieert sterk

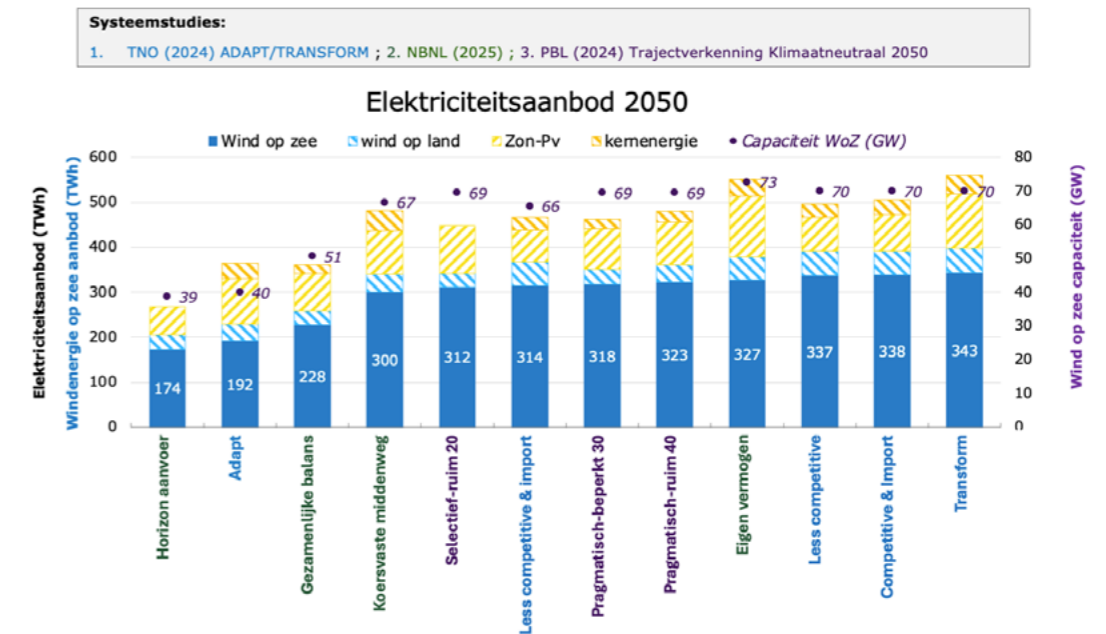
Voor alle scenario's in Nederlandse systeemstudies geldt dat windenergie op zee de dominante productiebron is in het toekomstige elektriciteitssysteem. In 2040 varieert het aandeel van windenergie op zee in de binnenlandse productiemix tussen de 50 en 71% en in 2050 tussen de 55 en 75%. Naast de sterke uitrol van windenergie op zee laten de scenario's een sterke voortzetting van de groei van zonne-energie zien. In 2040 varieert het opgesteld vermogen van zon-PV tussen de 54 en 123 GW, hetgeen grofweg iets meer dan een verdubbeling tot een vervijfvoudiging van het opgestelde vermogen aan zon-PV in 2023 betekent. Historisch gezien is de groei van zon-PV structureel onder-schat en gezien de verwachte voortzetting van kostenreductie blijft doorgroei van deze techniek interessant. Tegelijkertijd kan de groei van deze techniek op een gegeven moment begrensd worden door beperkingen in de netcapaciteit. Daarnaast brengt het productieprofiel van zonne-energie in Nederland met relatief weinig draaiuren een relatief grote uitdaging voor opschaling van flexibiliteit met zich mee. Kernenergie vertegenwoordigt in alle scenario's een relatief beperkt deel van het aanbod in 2040, variërend van 0% tot 10%. De relatief kleine rol van kernenergie komt enerzijds voort uit het kostenprofiel van deze techniek en anderzijds aan het feit dat de lange doorlooptijden en uitgebreide voorbereidingen het realistische uitroltempo begrenzen. In systeemstudies met optimalisatiemodellen komt naar voren dat kernenergie wordt gecombineerd met grootschalige uitrol van windenergie op zee, omdat dan een groter deel van het de energievraag met betaalbare elektrificatietechnologieën verduurzaamd kan worden. Hoewel dit tot de nationale kosten leidt in dit soort scenario's, zal de combinatie van kernenergie enerzijds en wind en zon anderzijds kunnen leiden tot uitdagingen in de markt, omdat dit kan zorgen voor een laag aantal draaiuren voor de kerncentrale of bij baseload operatie en verslechterde business case voor hernieuwbare bronnen.

Figuur 2-4 – CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitsaanbod (excl. regelbaar vermogen) in 2040 volgens de systeemstudies IJ3050, TNO (2024) ADAPT/TRANSFORM en PBL (2024) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050



Voor 2050 ligt de onderkant van de bandbreedte voor de wind op zee behoefte rond de 180 TWh (37 GW) en de bovenkant van de bandbreedte wordt bepaald door de maximaal aangenomen beschikbare hoeveelheid windenergie op zee (Figuur 2-5). In de meeste modellen wordt aangenomen dat dit getal rond de 70 GW ligt, hetgeen volgens deze studies resulteert in een energieproductie van zo'n 320-345 TWh. Dit is gebaseerd op een combinatie van een inschatting van de maximaal beschikbare ruimte en een aangenomen energieopbrengst per oppervlakte-eenheid. Het feit dat veel systeemoptimalisaties dit productiepotentieel volledig benutten geeft aan dat de potentiële behoefte aan windenergie op zee bij een hoger aangenomen productiepotentieel (meer ruimte voor windparken) nog groter zou zijn. Echter, in de praktijk zal ook het realiseren van 70 GW windenergie op zee wat betreft het vinden van de benodigde ruimte al een enorme uitdaging zijn. In de scenario's waarin het maximale potentieel voor windenergie op zee wordt benut wordt ook uitgegaan van aanzienlijke hoeveelheden waterstofproductie op zee, hetgeen dan ten dele benut wordt voor het voorzien in de binnenlandse waterstofvraag – met name in de industrie – en om te voorzien in de waterstofvraag van buurlanden.

Figuur 2-5 – CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitsaanbod (excl. regelbaar vermogen) in 2050 volgens de systeemstudies IJ3050, TNO (2024) ADAPT/TRANSFORM en PBL (2024) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050



## 2.5 De rol van import & export in het toekomstige elektriciteitssysteem

De elektriciteitsmarkt is op dit moment al een sterk geïntegreerde Noordwest-Europese markt, waarbij op grote schaal uitwisseling van elektriciteit tussen landen plaatsvindt. Dit levert een belangrijke bijdrage aan balanshandhaving en het bereiken van lagere gemiddelde elektriciteitsprijzen binnen de markt als geheel. Door deze sterke verwevenheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem met dat van de buurlanden is een exacte bepaling van benodigd binnenlands aanbod om te voldoen aan een bepaalde vraag een moeilijke opgave. Enerzijds omdat buurlanden ook in een deel van onze vraag kunnen voorzien, anderzijds omdat onze productiecapaciteit ook voor export benut kan worden.

### 2.5.1 Het belang van eigen productiecapaciteit voor leveringszekerheid

Strikt genomen kan leveringszekerheid zowel bereikt worden op basis van een hoog aandeel binnenlandse productie of een aanzienlijk aandeel import uit buurlanden. Hierbij is de maatschappelijke afweging hoe afhankelijk Nederland wil zijn van buurlanden voor het borgen van de leveringszekerheid en betaalbaarheid van elektriciteit voor de binnenlandse elektriciteitsmarkt. Om niet te sterk te leunen op uitbouw van productiecapaciteit in buurlanden en vanwege het relatief grote productiepotentieel voor windenergie op zee in Nederland is in het NPE de beleidskeuze opgenomen om in ieder geval

voor het elektriciteitssysteem op jaarbasis netto ten minste evenveel te produceren als te consumeren. Voor waterstofdragers en koolstofdragers wordt meer ruimte gegeven voor import, met het oog op beschikbaarheid en betaalbaarheid.

Kiezen voor een grotere rol voor import in het elektriciteitssysteem zou de beschikbaarheid van voldoende elektriciteit voor de Nederlandse markt meer afhankelijk maken van de beleidskeuzes in andere landen. Bovendien zullen de landen rondom Nederland naar verwachting een substantiële netto-import-behoefte hebben. Met de keuze voor sterke zelfvoorzienendheid in de elektriciteitssector vermijdt Nederland risico's en niet-stuurbare afhankelijkheden van het buitenland, waarmee de leveringszekerheid en beschikbaarheid van betaalbare elektriciteit voor Nederlandse gebruikers wordt geborgd.

### 2.5.2 Interconnectie draagt bij aan leveringszekerheid en flexibiliteit

Het realiseren van voldoende interconnectiecapaciteit met buurlanden, zodat energie over en weer kan worden uitgewisseld, is tot op zekere hoogte voordelig ongeacht de vraag of Nederland netto exporteur wil worden van elektriciteit en/of waterstof. Interconnectie werkt namelijk als bron van flexibiliteit en kan een gedeelte van de momentane energieoverschotten en tekorten die gedurende het jaar optreden opvangen. Daarmee draagt interconnectie bij aan de leveringszekerheid en zijn minder andere flexibiliteitsoplossingen zoals regelbare energiecentrales nodig. Daarnaast leidt interconnectie vaak tot lagere gemiddelde elektriciteitsprijzen in de Europese markt. Impact op nationale elektriciteitsprijzen kan overigens per specifieke interconnector verschillen. Hoofdstuk 4.2 gaat in meer detail in op de redenen om interconnectiecapaciteit te ontwikkelen.

### 2.5.3 Nederland als netto energie exporteur vergt goede afspraken over de kostenverdeling

Hoewel Nederland een relatief klein land is, heeft het door de beschikbare ruimte op de Noordzee t.o.v. andere Europese landen een relatief groot hernieuwbaar productiepotentieel, vooral gedreven door het potentieel voor windenergieproductie op zee. Vanuit Europees perspectief ligt het voor de strategische autonomie op het gebied van de energievoorziening voor de hand dat landen rondom de Noordzee inzetten op het ontsluiten van het productiepotentieel op de Noordzee. Tegelijkertijd moeten landen in Zuid-Europa zich richten op grootschalige uitrol van zon-PV. Om het grote productiepotentieel aan windenergie op zee te ontsluiten is in Europees verband de ambitie uitgesproken om ten minste 300 GW aan windenergie op de zee in Europa te realiseren, waarvan het merendeel op de Noordzee moet worden gebouwd.<sup>14</sup> Verschillende landen hebben zich met nationale bijdragen aan deze gezamenlijke ambitie gecommitteerd en Nederland heeft toegezegd een totale productiecapaciteit van 72 GW in 2050 te onderzoeken.

In studies waar het energie-aanbod op Europees niveau wordt geoptimaliseerd, komt Nederland vaak naar voren als netto exporteur van elektriciteit en waterstof. In meerdere of mindere mate komt dit ook naar voren uit de nationale systeemstudies. In de meeste scenario's is de netto elektriciteitsexport relatief beperkt maar komt vooral in de jaren '40 een grote waterstofexport op gang. Dit past ook bij de beelden die naar voren komen uit onderzoeken en plannen van buurlanden. België verwacht een importbehoefte voor elektriciteit van 50-60 TWh in 2036 en zo'n 70-90 TWh in 2050.<sup>15</sup> Gedeeltelijk zou dit gat overigens gevuld kunnen worden door de hernieuwde plannen voor kernenergie. Ook Duitsland voorziet een grote importbehoefte, namelijk zo'n 145 TWh stroom in 2045 en zo'n 410 TWh aan waterstofderivaten.<sup>16</sup> Het gaat hier om een mix van verschillende energiedragers, waaronder moleculaire waterstof (H<sub>2</sub>) maar ook stoffen zoals methanol en ammoniak, die veelal direct in industriële processen benut zullen worden zonder omzetting naar waterstof.

Hoewel uitrol van windenergie richting de bovenkant van de bandbreedte in Nederland vanuit Europees perspectief wenselijk is betekent niet dat Nederland per definitie van een dergelijke strategie profiteert. Er moeten namelijk veel kosten gemaakt worden om de windparken op zee te realiseren en

met infrastructuur te ontsluiten, waarbij elektriciteitsnetten op zee een aanzienlijke kostenpost zijn.<sup>17</sup> Ook met de voorbereiding en realisatie van windparken gaan kosten gepaard. Het ligt voor de hand dat Nederland dergelijke kosten alleen gaat maken om in de vraag van buurlanden te voorzien indien de financiële bijdrage van die landen ook in verhouding staat tot de baten die zij bij deze investeringen hebben en de kosten die Nederland moet maken. Dit betekent dat er goede (bilaterale) afspraken of afspraken op EU-niveau moeten worden gemaakt over kostendeling. Dit is ook van belang voor de keuzes rondom het al dan niet aanleggen van interconnectoren met andere landen, zoals wordt beschreven in hoofdstuk 4.

## 2.6 Het belang van flexibele vraag en de rol elektrolyse bij de uitrol en inpassing van wind op zee

In een systeem met een groot aandeel windenergie en zonne-energie in de mix ontstaat een grote behoefte aan flexibiliteit in het systeem, waarbij technieken die grootschalige flexibele vraag kunnen creëren een belangrijke rol spelen. Naarmate het aandeel van flexibele bronnen toeneemt wordt deze behoefte aan flexibele vraag steeds groter en wanneer dit aandeel<sup>18</sup> de 70-80% passeert,<sup>19</sup> wordt verdere inpassing van meer variabel aanbod onmogelijk zonder grootschalige toepassing van flexibele vraag. De functie van deze flexibele vraag is tweeledig. Ten eerste spelen dergelijke technieken een rol bij het matchen van vraag en aanbod in de tijd, waardoor het grootste gedeelte van de geproduceerde hernieuwbare elektriciteit nuttig aangewend kan worden (volume effect). Daarnaast spelen deze technieken een belangrijke rol in het beperken van infrastructuurkosten door relatief dicht bij de aanlandlocaties voor windenergie op zee de energie nuttig aan te wenden of om te zetten (bijvoorbeeld naar waterstof) waardoor de behoefte aan verzwaringen van het net op land niet nog verder toeneemt dan nodig.

In de meeste studies komt een redelijk breed "portfolio" aan flexibiliteitstechnieken naar voren die elkaar aanvullen qua vraagprofielen, piekvermogens en een aantal andere aspecten. Uit bijna alle studies komt een belangrijke rol voor elektrolyse naar voren. De belangrijke rol voor elektrolyse kan vanuit een aantal perspectieven worden verklaard. Ten eerste heeft elektrolyse het voordeel dat door de omzetting naar waterstof de omvang van het productievolumen niet noodzakelijkerwijs samen hoeft te vallen met lokale vraag. De geproduceerde waterstof kan immers via buisleidingen worden afgevoerd naar locaties met waterstofvraag. Daarbij komt het voordeel dat waterstof ook getransporteerd kan worden naar grootschalige ondergrondse opslaglocaties. Waterstofopslag kan zorgen voor relatief grote opslagvolumes, waarmee langere tijdsperiodes overbrugd kunnen worden dan met andere vormen van energieopslag. Ten slotte levert de productie van waterstof in de meeste systeemstudies een voordeel op, omdat er ook van wordt uitgegaan dat deze waterstof op grote schaal wordt toegepast met name in industriële processen, om fossiele brandstoffen en grondstoffen te vervangen.

Figuur 2-6 geeft een overzicht van de relatie tussen het opgestelde productievermogen voor windenergie op zee en de benodigde elektrolysecapaciteit aan voor de verschillende scenario's uit de systeemstudies. Over het algemeen is een duidelijke correlatie te zien, waarbij de elektrolysecapaciteit toeneemt met de capaciteit voor windenergie op zee. Het is overigens wel zo dat de optimalisatiestudie van TNO op aanzienlijk lagere elektrolyse hoeveelheden uitkomt dan de integrale infrastructuurverkenning van de netbeheerders. De elektrolyse capaciteiten voor 2040 in de scenario's lopen sterk uiteen van 2,4 GW<sub>e</sub><sup>20</sup> tot 26 GW<sub>e</sub> met een gemiddelde van 14 GW<sub>e</sub>. Gezien het belang van waterstof in het toekomstige energiesysteem zet Nederland actief in op techniekontwikkeling en uitrol van elektrolyse. De ambitie van 3-4 GW<sub>e</sub> elektrolyse in 2030 wordt waarschijnlijk nog niet gehaald; PBL schat in dat in 2030 zo'n 1,2-1,5 GW<sub>e</sub> aan elektrolysecapaciteit gerealiseerd zal zijn op basis van bestaand en aangekondigd beleid.<sup>21</sup>

<sup>14</sup> Oostende Declaratie, 2023.

<sup>15</sup> Elia (2024) [Elia publiceert blauwdruk over het Belgische elektriciteitssysteem als opstap naar een langetermijnstrategie voor een duurzaam en competitief energiebeleid richting 2050](#).

<sup>16</sup> BMWK (2024) [Systementwicklungsstrategie 2024](#).

<sup>17</sup> [Interdepartementaal beleidsonderzoek bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur \(2025\)](#).

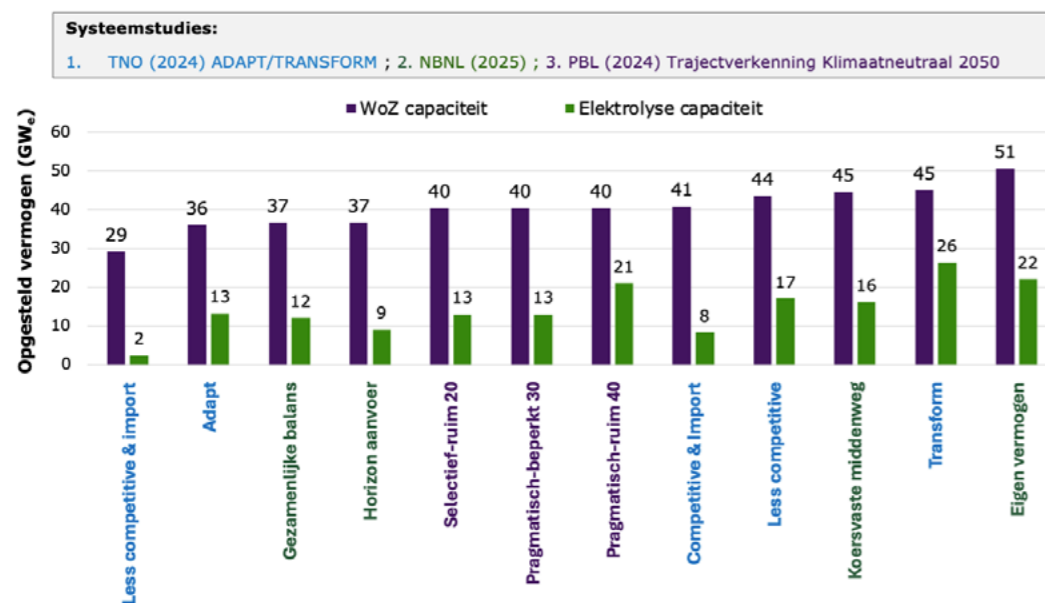
<sup>18</sup> Ten opzichte van het gemiddelde vermogen van het directe elektriciteitsgebruik.

<sup>19</sup> IEA (2024) [Integrating Solar and Wind - Global experience and emerging challenges](#).

<sup>20</sup> GW<sub>e</sub> verwijst specifiek naar het elektrisch vermogen van de elektrolyse capaciteit.

<sup>21</sup> PBL (2024) [Klimaat- en Energieverkenning 2024](#).

Figuur 2-6 – Verband tussen de productiecapaciteit van windenergie op zee en de elektrolysecapaciteit in 2040 in de systeemstudies van TNO, PBL en NBNL



Richting 2050 neemt zowel de capaciteit voor windenergie op zee als de capaciteit van elektrolyse toe. In de meeste gevallen neemt de hoeveelheid elektrolyse verhoudingsgewijs sterker toe t.o.v. de hoeveelheid windenergie op zee na 2040 dan vóór 2040. Dit komt enerzijds doordat de directe elektriciteitsvraag nog maar relatief beperkt doorgroeit na 2040 en doordat de aanvullende ruimte voor elektrische aansluitingen beperkt is, waardoor een groot deel van de verdere uitrol van windenergie op zee grotendeels in de vorm van waterstof ontsloten wordt middels grootschalige elektrolyse op zee. In de scenario's waar windenergie op zee doorgroeit richting de bovenkant van de bandbreedte wordt op grote schaal waterstof benut voor de binnenlandse productie van synthetische brandstoffen (E-fuels) en/of worden grote hoeveelheden waterstof geëxporteerd.

De scenario's waarbij elektrolyse meer aan de onderkant van de bandbreedte uitkomt, hebben met elkaar gemeen dat er een minder grote vraag is naar in Nederland geproduceerde waterstof, met name in de industrie. Immers, in een energiesysteem waar in de industrie ook een grote waterstofvraag ontstaat is inzet op een systeem met veel systeemintegratie middels elektrolyse een stuk aantrekkelijker dan in een systeem waarin waterstof slechts in beperkte mate wordt toegepast, bijvoorbeeld alleen als grondstof bij (bio)raffinageprocessen en als brandstof voor regelbaar vermogen in de elektriciteitssector. Ook de algehele omvang van de energie-intensieve industrie in Nederland speelt een belangrijke rol. De mate waarin hernieuwbare waterstof in de energiemix een rol van betekenis zal spelen in het energiesysteem hangt ook sterk af van de kostenontwikkelingen voor elektrolyse en benodigde infrastructuur, evenals de technologische- en kostenontwikkeling van alternatieven en dan met name directe elektrificatie.

Op dit moment gaan de ontwikkelingen op het gebied van elektrolyse in Nederland langzamer dan een aantal jaar geleden werd verwacht. Dit heeft onder meer te maken met het feit dat de investeringskosten voor elektrolyse aanzienlijk hoger uitvallen dan een aantal jaar geleden werd ingeschat. Hierdoor zal de ambitie van 3-4 GW elektrolyse op land naar verwachting een aantal jaar later worden gehaald. Deze context maakt dat het de vraag is hoe realistisch en haalbaar de (totale) elektrolysecapaciteiten zijn die uit de bovenkant van de bandbreedte voor 2040 uit de systeemstudies naar voren komen. Hierbij is het wel van belang om te benoemen dat zowel elektrolyse als koolstofarme waterstof kunnen worden gebruikt voor de invulling van de waterstofvraag, maar alleen elektrolyse de rol van systeemintegratie voor windenergie op zee kan invullen. Bij een grotere nadruk op koolstofarme waterstof zal er dus meer inzet op alternatieve vormen van flexibele elektriciteitsvraag nodig zijn ter vervanging van (een deel van de) elektrolysecapaciteit. Daarnaast is het ook duidelijk

dat voorbij de 40 GW aan productiecapaciteit van windenergie op zee het belang van (offshore) elektrolyse als systeemintegratie-oplossing steeds belangrijker wordt en het realiseren van dergelijke hoeveelheden windenergie op zee dus alleen logisch zijn als deze gepaard gaan met een aanzienlijke inzet van waterstof in het eindgebruik.

Een ontwikkeling die nu ontstaat in de industrie is dat er mede vanwege de relatief hoge kosten van hernieuwbare waterstof serieus gekeken wordt naar koolstofarme waterstof of het toepassen van CCS bij bestaande processen. Bij dergelijke ontwikkelingen is grootschalige productie van relatief dure hernieuwbare waterstof een minder bruikbare systeemoplossing. Daarnaast zal in een dergelijk scenario ook in z'n geheel minder windenergie op zee nodig zijn.

Ondanks tegenvallende ontwikkeling van elektrolyse lijkt er nog steeds een grote behoefte aan een sterke toename in hernieuwbaar elektriciteitsaanbod ten behoeve van directe elektrificatie. Dit betekent dat het van belang is om naast elektrolyse ook de mogelijkheden voor andere grootschalige oplossingen voor systeemintegratie te onderzoeken, bijvoorbeeld power-to-heat in combinatie met warmteopslag, maar ook technologieën zoals *Compressed Air Energy Storage* en valmeren. Dergelijke technologieën zullen waarschijnlijk niet de gehele behoefte aan elektrolyse kunnen vervangen, maar kunnen mogelijk wel een kosteneffectiever flexibiliteitsportfolio opleveren met minder elektrolyse. Dat elektrolyse een onderdeel van de oplossing zal blijven, komt met name door de combinatie van elektrolyse met ondergrondse waterstofopslag en de rol van waterstofcentrales in het voorzien in CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen. Waterstofopslag geeft de mogelijkheid voor het opslaan van relatief grote volumes aan energie ten opzichte van andere technieken. Dit maakt dat langere periodes van overschotten en tekorten in aanbod overbrugd kunnen worden.

# 3.

## Inzet ontwikkeling van wind op zee tot 2040

De analyse in hoofdstuk 2 is het startpunt voor dit hoofdstuk. Op basis van die analyse en het reeds vastgestelde beleid uit het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), uiteengezet in paragraaf 3.1, wordt de inzet voor windenergie op zee voor 2040 uiteengezet in paragraaf 3.2. In paragraaf 3.4 worden de hoofdlijnen voor de aanpak geschetst. Paragraaf 3.4 sluit dit hoofdstuk af met de randvoorwaarden die gelden voor verdere uitrol van windenergie op zee richting 2040.

### 3.1 Reeds vastgestelde koers

Nederland werkt toe naar een volledig klimaatneutrale samenleving in 2050.<sup>22</sup> Dit betekent dat het energiesysteem al vóór 2050 klimaatneutraal moet zijn en dit vergt een grote verschuiving in de energiemix. Het NPE schetst de globale veranderingen die richting 2050 in het energiesysteem zullen plaatsvinden. Waar fossiele energiedragers en met name aardgas nu nog het fundament van het energiesysteem vormen, zal elektriciteit de dominante energiedrager in het toekomstige energiesysteem zijn. Dit betekent dat er een grote uitdaging ligt voor de elektriciteitssector. Niet alleen moet het huidige aanbod CO<sub>2</sub>-vrij worden maar ook het totale elektriciteitsaanbod moet met een factor twee tot drie groeien. Hetzelfde geldt voor de elektriciteitsinfrastructuur. Tegelijkertijd moeten betaalbaarheid en leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem en het energiesysteem als geheel geborgd blijven. Daarnaast zijn er bepaalde toepassingen in het energiesysteem die niet met directe elektrificatie kunnen worden verduurzaamd en de inzet van duurzame moleculen vragen. Hierbij speelt met name waterstof een belangrijke rol. Dit betekent dat ook het aanbod van waterstof met een lage CO<sub>2</sub>-voetafruk moet worden opgeschaald.

Om te komen tot een twee à drie keer zo groot elektriciteitssysteem met een (vrijwel) volledig CO<sub>2</sub>-vrij aanbod zal de binnenlandse productiecapaciteit hernieuwbare bronnen aanzienlijk moeten groeien. Hierbij is er in het NPE voor gekozen om met het oog op energiezekerheid voor te kiezen om op jaar-basis ten minste evenveel elektriciteit op te wekken als we binnenlands consumeren. Windenergie op land is de goedkoopste vorm van hernieuwbare energie, maar het groeipotentieel is beperkt door de beperkte ruimte en discussies rondom inpassing in de omgeving. Zon-PV kent door de lage kosten en eenvoudige lokale inpasbaarheid nog wel een sterk doorgroeipotentieel, hoewel dit een sterke gelijkijdige opschaling van lokale flexibele vraag en energieopslag vergt. De mate waarin zon-PV flexibel kan worden ingepast, zal bepalend zijn voor hoe sterk de productiecapaciteit van zon-PV door kan groeien. Daarom zet Nederland sterk in op productie van windenergie op zee, hetgeen een groot productiepotentieel in Nederland heeft en daarmee ook goed schaalbaar is. Bovendien hebben zon en wind complementaire productieprofielen, waarbij windenergie een groter deel van het jaar stroom levert. Een gebalanceerde mix is dus van belang om de flexibiliteitsbehoefte niet nog verder te vergroten.

Het vorige kabinet heeft met het opstellen van de routekaart voor 21 GW windenergie op zee al een belangrijke stap gezet in de invulling van de lange termijn ambities voor wind op zee. De volledige uitvoering van de routekaart is enigszins vertraagd. In 2032 moet 20,4 GW aan elektrisch ontsloten windparken operationeel zijn, evenals het eerste demonstratieproject voor waterstofproductie op zee. Met uitzondering van de realisatie van het windpark Ten Noorden van de Wadden en de realisatie van 500 MW offshore elektrolyse zal de huidige routekaart windenergie op zee dan volledig gerealiseerd zijn. Dit vanwege de onzekerheid die er is rond de snelheid waarmee offshore elektrolyse noodzakelijk zal zijn voor het energiesysteem.

In het NPE zijn een aantal hoofdkeuzes opgenomen die richting geven aan het algehele energiebeleid op dit moment. Eén van die richtinggevende hoofdkeuzes is om nu voor alle ketens in te zetten op maximaal haalbare opschaling van aanbod en de daarvoor benodigde infrastructuur. In de eerste plaats is dit een keuze voor de huidige fase van de transitie. Vanuit het behalen van klimaatneutraliteit in 2050 en het vergroten van de energie-onafhankelijkheid is in alle ketens meer duurzaam aanbod

<sup>22</sup> Rijksoverheid. (2023). *Klimaatwet (Stb. 2023, 88)*.

nodig om fossiele energiedragers te vervangen en is opschaling van dat aanbod dus een verstandige keuze. Dat betekent niet dat deze keuze geldig blijft tot en met 2050, omdat dat niet de meest kosten-efficiënte keuze zou zijn. Daarnaast spelen op korte termijn ook knelpunten een rol die het tempo van een maximaal uitrolpad beperken.

Het is niet zo dat het NPE met deze keuze aanstuurt op maximale vraagontwikkeling. De keuze heeft als doel dat Nederland qua opschaling van het binnenlandse duurzame energie aanbod voldoende doet om ondanks de onzekerheid onder verschillende scenario's de vraagontwikkeling te kunnen bijbenen. Dit vanuit het besef dat het afschalen van doorgroei bij achterblijvende vraag mogelijk is, terwijl op een later moment versnellen omdat de vraag toch groter bleek te zijn dan verwacht vaak niet haalbaar is. Daarnaast biedt het potentieel van windenergie op zee in Nederland de mogelijkheid om te voorzien in een deel van de elektriciteits- en waterstofvraag van onze buurlanden en daarmee aan de energiezekerheid van Europa bij te dragen. Dit is alleen realistisch en verdedigbaar wanneer goede afspraken worden gemaakt over de onderlinge verdeling van de kosten voor de aanleg van de benodigde infrastructuur. Hoewel inzet op een aanbodgedreven strategie kan helpen om de kip-ei problematiek rondom groei van opwekcapaciteit en elektrificatie aan de vraagkant te doorbreken, laten de recente signalen uit de markt ook zien dat deze aanpak in een subsidievrije context en een gebrek aan uitzicht op voldoende vraaggroei (te) grote risico's voor windparkontwikkelaars met zich meebrengt.

Hoewel dit plan niet gaat over vraagontwikkeling is een voldoende hoog elektrificatietempo wel nodig om het geplande uitroltempo voor windenergie op zee vast te houden en de klimaatdoelen te halen en importafhankelijkheid voor energie te verminderen. Zoals aangegeven in de Energienota 2024, is het aanjagen van elektrificatie en het versnellen van de groei in elektriciteitsvraag een belangrijk beleidsmatig aandachtspunt in de komende jaren. Dit wordt ook meegenomen in het Actieplan Windenergie op zee dat in het najaar 2025 aan de Tweede Kamer zal worden gestuurd. Vergelijkbare uitdagingen spelen in de waterstofketen, waar tijdige totstandkoming van voldoende vraag ook een uitdaging is. Een deel van deze uitdaging wordt opgepakt binnen de context van de nationale vertaling van de REDIII-doelen voor de inzet van RFNBO's naar nationale beleidsinstrumenten. Daarnaast zal ondanks de uitwerking van deze nationale beleidsinstrumenten de verwachting omtrent de structurele vraagontwikkeling waarschijnlijk moeten worden bijgesteld op basis van nieuwe inzichten rondom kosten en het verduurzamingspad van de energie-intensieve industrie. De Klimaat- en Energienota 2025 zal hier verder op ingaan.

### 3.2 Uitgangspunten bij verdere uitrol van windenergie op zee

De algemene uitgangspunten van KGG bij het vormgeven van infrastructuur op de Noordzee zijn als volgt:

- De publieke belangen uit het NPE gelden ook voor de aanleg van infrastructuur op zee: "Het energiesysteem dient nu en in de toekomst betaalbaar, betrouwbaar, veilig, duurzaam en rechtvaardig te zijn. Het moet Nederland in staat stellen economisch krachtig te zijn en veranderingen zorgvuldig ruimtelijk in te passen, zodat er een gezonde en prettige leefomgeving is."
- De inzet van energieopwekking op zee is om onze maatschappij en in het bijzonder onze industrie te voorzien van de duurzame energie die nodig is. Die energie moet betaalbaar zijn om de concurrentiepositie van Nederland te waarborgen. We kijken daarom steeds hoe tegen de laagste integrale kosten, zo veel mogelijk energie kan worden opgewekt, getransporteerd en geïntegreerd in het energienetwerk. Energie die op het juiste moment, op de juiste plek en in de juiste vorm beschikbaar is. De doelstelling is om op het juiste moment de energie te leveren die nodig is, niet zo zeer om zo veel mogelijk windenergie te produceren. Bij het vooruitplannen van de aanleg van infrastructuur voor wind op zee is 'zoveel mogelijk energie tegen de laagste integrale kosten' echter een goed alternatief, omdat het beter in te schatten is.
- De energietransitie staat onder tijdsdruk. Hierdoor zullen ook beslissingen genomen moeten worden op basis van onvolledige informatie. Daarbij kan soms achteraf blijken dat niet de meest kosteneffectieve route is bewandeld.
- De transitie van het energiesysteem vraagt nauwe afstemming tussen markt en overheid.
- Op korte termijn versnellen is vaak niet mogelijk. Afschalen kan vaak wel, maar hier kunnen kosten aan verbonden zijn.

- In het NPE is de beleidskeuze opgenomen om in ieder geval voor het elektriciteitssysteem op jaarbasis netto ten minste evenveel te produceren als te consumeren. Voor waterstofdragers en koolstofdragers wordt meer ruimte gegeven voor import, met het oog op beschikbaarheid en betaalbaarheid.

### 3.3 Aanpak windenergie op zee tot 2040

Deze paragraaf schetst wat op dit moment de meest voor de hand liggende ontwikkeling lijkt van wind op zee tot 2040. Tot en met 2040 verloopt de uitrol van wind op zee vooral via elektrische ontsluiting. Deze groeit in ieder geval door tot 30 GW in de tweede helft van de jaren 30. Wanneer de inschatting is dat de vraag naar elektriciteit doorgroeit dan kan voor nog ca. 10 GW extra aan netten op zee worden aangelegd. Op basis van huidige inzichten van KGG en TenneT lijkt het mogelijk maximaal 40 GW elektrische aanlandcapaciteit in 2040 te realiseren<sup>23</sup>, mits voor het realiseren van diepe aanlandingen tijdig een alternatief voor de Delta Rhine Corridor wordt gevonden. Dit is afdoende om (samen met de overige bronnen) ook in hogere vraagscenario's in de binnenlandse elektriciteitsvraag te voorzien.

Om in 2040 nog meer energie van de Noordzee te kunnen krijgen, kan worden gekeken naar mogelijkheden voor overplanting van wind op zee capaciteit t.o.v. de infrastructuurcapaciteit, waardoor de kabels beter benut worden en met dezelfde hoeveelheid infrastructuur meer elektriciteit aan land kan worden gebracht. Wanneer bijvoorbeeld windparken van 2,5 GW aangesloten worden op een 2 GW HVDC stations, dan zou de totale capaciteit van windenergie op zee in 2040 maximaal op zo'n 45 GW kunnen uitkomen. Vervolgonderzoek is nog nodig om te kijken in hoeverre een sterkere inzet op overplanting kan bijdragen aan lagere systeemkosten en aan de leveringszekerheid.

Tot slot wordt de ontwikkeling van waterstofproductie op zee doorgezet, om de techniek voor groot-schalige elektrolyse op zee te ontwikkelen, zodat deze techniek volwassen wordt en op termijn op grote schaal kan worden uitgerold indien nodig en gewenst. In de klimaat- en energie nota die dit najaar wordt gepubliceerd zal nader worden ingegaan op de ontwikkelingen in de waterstofketen en de verwachte rol van waterstof in het energiesysteem richting 2040. Mogelijke implicaties voor het ontwikkeltempo voor elektrolyse op zee zullen daarbij ook aan bod komen. Hoofdstuk 5 gaat in meer detail in op de ontwikkelingen op waterstofgebied en het tijdelijk pauzeren van het eerste demonstratieproject.

Voor de uitrol van windenergie op zee na de huidige routekaart wordt gekozen voor een faseerde aanpak die is beschreven in Tabel 31. Voor de eerste aanvullende investeringsbeslissingen voor infrastructuur op zee na de huidige routekaart is de onderkant van de bandbreedte (ca. 30 GW) leidend. Met de gefaseerde aanpak behoudt KGG de mogelijkheid om na de eerste investering in een nieuwe set platforms in te zetten op aanvullende uitrol voor de tweede helft van de jaren 30 en daarmee (aanzienlijk) meer windenergie op zee te realiseren in 2040, dan de onderkant van de bandbreedte. De ambitie voor windenergie op zee wordt bij de actualisatie en de herijking van het NPE (in respectievelijk 2026 en 2028) opnieuw vastgesteld.

<sup>23</sup> CE Delft (2024)



Tabel 3-1 – Illustratieve planning voor een minimaal en een maximaal uitrolpad vanuit aanbodperspectief, bovenop reeds gebouwde en geplande windparken op zee<sup>24</sup>

Realisatie	Minimaal uitrolpad (elektrisch)	Maximaal uitrolpad (elektrisch)	Uiterlijk besluit
Nu t/m 2032	Routekaart 21 GW <sup>25</sup>		Reeds besloten
2033	Doordewind II, 2 GW		Reeds besloten
2036	0 GW	2 GW	2026
2037	2 GW	4 GW	2027
2038	2 GW	4 GW	2028
2039	2 GW	4 GW	2029
2040	2 GW	4 GW	2030
Totaal	30 GW	40 GW	

Bovenstaande tabel geeft een mogelijk uitrolpad weer voor na de Routekaart windenergie op zee 21 GW die doorloopt tot en met 2032. Vlak daarna zal de kavel Doordewind II worden ontwikkeld, waarvoor in mei 2025 besluitvorming plaats heeft gevonden. Dan valt er een kort gat in de planning, omdat de nieuwe windgebieden nog niet formeel aangewezen zijn in de Partiele herziening van het Programma Noordzee en er daarom nog geen juridische basis is om infrastructuur te reserveren. Hierna kan op zijn vroegst vanaf 2036 begonnen worden met het uitrollen van windparken in gebied 6/7.

Naast deze uitrol van elektrische aanlanding kan worden besloten voor de uitrol van offshore electrolyse en voor het overdimensioneren van windparken ten opzichte van aansluiting. Hoeveel vermogen hiermee kan worden ontsloten, is zeer onzeker.

### 3.3.1 Een gefaseerde routekaart voor windenergie op zee tot 2040

Gegeven de onzekere groei en timing van de elektriciteitsvraag en het steeds groter wordende aandeel hernieuwbare energie lijkt een routekaart waarbij lang van tevoren de geplande uitrolcapaciteit voor elk jaar volledig wordt vastgelegd niet verstandig. Een dergelijke aanpak leidt er in een subsidievrij systeem toe dat de windenergie op zee tenders kunnen mislukken en het alternatief is een subsidie om ondanks overaanbod toch nieuwe capaciteit te realiseren. Een dergelijke situatie lijkt op dit moment vanuit het oogpunt van maatschappelijke kosten onwenselijk. Die middelen kunnen dan effectiever worden aangewend bijvoorbeeld ten behoeve van het aanjagen van elektrificatie. Dit betekent dus ook dat de besluiten ten aanzien van verdere uitrol van windenergie op zee in stappen genomen zullen worden. Hoe die fasering er uitziet staat in hoofdstuk 4 bij de uitrol van de elektriciteitsinfrastructuur, alsook in hoofdstuk 8.

### 3.3.2 Onderkant bandbreedte leidend voor stappen op korte termijn

Voor de investeringsbeslissingen die op korte termijn genomen moeten worden, is de onderkant van de bandbreedte leidend. Inzet op circa 30 GW windenergie op zee in 2040 als minimum is vanuit vraagperspectief bezien een robuuste beslissing. Daarom zou al in 2026 kunnen worden besloten om TenneT in staat te stellen deze investeringen te doen. De precieze timing van de infrastructuur is daarbij wel van belang. Door de infrastructuur voor 30 GW jaren voor 2040 te realiseren, ontstaat de mogelijkheid om richting 2040 nog substantieel verder door te groeien. Daarmee ontstaat echter ook het risico dat infrastructuur jaren te vroeg gerealiseerd wordt, waar substantiële kosten aan verbonden zijn.

### 3.3.3 Doorgroei na de onderkant bandbreedte

Er zijn allerlei ontwikkelingen die zich gedurende de energietransitie kunnen voordoen waardoor we wellicht sterker moeten leunen op windenergie op zee dan nu is voorzien. Zo kan het blijken dat de enorme capaciteiten aan zon-PV waar nu veel systeemstudies op uitkomen in de praktijk niet volledig inpasbaar blijken. Vertragingen in de voorgenomen bouw van nieuwe kerncentrales kan een vergelijkbaar effect hebben. Verder gaan de meeste systeemstudies tot nu toe uit van een Europees emissiereductiedoel van 80% in 2040, terwijl de Europese Commissie voorsorteert op een aanscherping naar 90%. Het is waarschijnlijk dat dit tot een vervroegde groei in elektriciteitsvraag zal leiden. Ten slotte kan het zo zijn dat er voor dezelfde elektriciteitsbehoefte een hoger opgesteld vermogen aan wind op zee nodig is, vanwege een onderschatting van de impact van zogeheten op de opbrengst van windparken op zee.

Het kan ook gebeuren dat er nieuwe activiteiten met grote elektriciteitsvraag ontstaan die we nu niet kunnen voorzien. Dit is altijd een aanzienlijk risico gezien de *status quo bias* in de meeste studies. Illustratief voor dit punt is het feit dat zelfs recente systeemstudies van de netbeheerders (I13050) en TNO (ADAPT/TRANSFORM) voor de lange termijn een aanzienlijk lagere elektriciteitsvraag voor datacenters hadden aangenomen (verschil van zo'n 20 TWh), dan zich nu al manifesteert in capaciteitsaanvragen bij TenneT.

Vanwege de bovenstaande redenen is het verstandig om zoveel mogelijk doorgroeimogelijkheden voor windenergie op zee binnen bereik te houden. De infrastructuurbeslissingen daarvoor kunnen gefaseerd worden genomen, waarbij op korte termijn voldoende wordt besteld voor de minimaal benodigde uitrol en in of rond de herijking van het NPE een volgend besluit genomen kan worden over de eerstvolgende stappen voor uitrol aanvullend op de onderkant bandbreedte.

### 3.3.4 Herijkingsmomenten voor ambitieniveau windenergie op zee

Door nu te besluiten over de eerste vervolgstap na de Routekaart 21 GW om tot 30 GW te komen blijft in de tijd de mogelijkheid behouden om aanvullende stappen voor verdere doorgroei te zetten. Of deze continuering van een ambitieus en steil uitrolpad ook noodzakelijk blijft, zal met regelmaat geëvalueerd worden. Vanaf 2027 tot 2030 zal jaarlijks besloten moeten worden of TenneT de opdracht krijgt om infrastructuur te bestellen voor de laatste jaren van de jaren '30. De onderbouwing van deze keuze zal vooral gebaseerd moeten worden op basis van de inzichten die tegen die tijd bestaan over de vraagontwikkeling in het binnenland en eventuele afspraken met buurlanden. Voor de vraagontwikkeling zal een vertaling moeten plaatsvinden tussen de ontwikkelingen die we in de verschillende sectoren zien gebeuren naar wat dit betekent op systeemniveau. Op deze manier kan worden bekeken of de werkelijke ontwikkeling van de vraag in het systeem aansluit bij één van de bestaande scenario's en welk niveau van aanbodontwikkeling daar voor de lange termijn bij past. Beslissingen in de grootste bedrijven in de energie-intensieve industrie zouden ook moeten leiden tot meer duidelijkheid over de verwachte energiemix in de industrie. Bij de actualisatie van het NPE in 2026 zal worden ingegaan op de verwachte vraagontwikkeling in de industrie en de implicaties daarvan voor de behoefte aan windenergie op zee in de jaren '30.

## 3.4 Aandachtspunten, randvoorwaarden en benodigd flankerend beleid

In deze paragraaf worden de volgende aandachtspunten en benodigd flankerend beleid voor de hierboven geschetste aanpak langsgelopen:

- voldoende ruimte in de toeleveringsketen voor wind op zee;
- vraagontwikkeling naar elektriciteit;
- ecologische ruimte;
- beveiliging van infrastructuur op zee;
- systeemintegratie (o.a. nabij aanlandlocaties);
- beschikbare ruimte op land en op zee.

<sup>24</sup> In hoofdstuk 4.2.2 wordt ingegaan op de mogelijke voor en nadelen van het reserveren van verschillende volumes.

<sup>25</sup> Ca. 1 GW van deze 21 GW zal in 2040 niet langer operationeel zijn. Vandaar dat deze waarden optellen tot 30 – 40 GW in 2040.




### 3.4.1 Omgaan met krapte in de toeleveringsketens voor windparken en infrastructuur

Het maximaal haalbare uitroltempo voor windenergie op zee hangt af van het tempo van de vraagontwikkeling en ook van de beperkingen bij het realiseren van de nieuwe windparken en daarvoor benodigde infrastructuur. Dergelijke beperkingen hangen onder meer samen met de beschikbare capaciteit in de toeleveringsketen voor zowel de windturbines als de benodigde infrastructuur zoals kabels en HVDC-platformen. Voor waterstofproductie op zee zal de toeleveringsketen voor buisleidingen een minder grote bottleneck zijn dan het geval is bij elektriciteitsinfrastructuur. Toch zouden bij meer grootschalige uitrol van elektrolyse op zee voor de levering van elektrolyseplatformen mogelijk vergelijkbare beperkingen in de toeleveringsketen kunnen optreden als nu het geval is voor HVDC-platformen. Echter, voor waterstofproductie zijn tijdige techniekontwikkeling voor elektrolyzers op zee en opschaling van de productie van elektrolyzers de grootste aandachtspunten. Ten slotte is er ook een minimale bouwtijd nodig om de windparken te realiseren, hetgeen ook een impact heeft op de minimale benodigde tijd voor het realiseren van windenergie op zee en dus het maximale uitroltempo.

De markt voor realisatie van windenergie op zee is vandaag de dag een relatief kleine markt met een beperkt aantal spelers. In combinatie met een voorziene schaalessprong door internationale ambities op het gebied van windenergie op zee is de verwachting dat dit op allerlei onderdelen van de keten schaarste op gaat leveren. Zo hebben onder Denemarken, het Verenigd Koninkrijk, Duitsland naast Nederland ook ambitieuze doelstellingen voor windenergie op zee.

Het is niet met zekerheid te zeggen dat de gehele toeleveringsketen de volledige EU wind ambities kan bedienen tussen 2030 en 2040. Dit geldt voor technisch componenten, installatiecapaciteit en personeel. Ondanks dat de vraagvooruitzichten door de hoge wereldwijde ambities steeds zekerder lijken, blijft de toeleveringsketen achter. De reden hiervoor is dat het lastig is voor leveranciers om uit te breiden in een omgeving met hoge inflatie, lage marges en waar hoge kapitaalkosten nodig zijn om uit te breiden. Om de gezamenlijke EU-doelstellingen voor windenergiecapaciteit in 2030 en daarna te halen, is er een snelle uitbreiding van de capaciteit nodig. Het EU-wind power action plan beschrijft de acties die daarvoor nodig zijn. Een continue uitrol van een aantal GW faciliteert de Nederlandse havens en industrie in het voorzien van de benodigde capaciteit.

Figuur 3-1 – Benodigde opschalingsfactor voor het behalen van de ambities voor windenergie op de Noordzee in 2030.<sup>26</sup>

Category	Current Capacity	Capacity needed to meet 2030 targets:
 Turbines	700 units/year	Up to 1,300 units/year (x2)
 Foundations (bottom fixed)	Up to 300 units/year	Up to 1,200 units/year (x4)
 Foundations (floating)	Up to 10 units/year	Up to 100 units/year (x10)
 Vessels (installations, cable)	68 Vessels in operation	124 Vessels in operation (x2)

<sup>26</sup> TNO (2023), *Uitrol en opschaling van windenergie op zee, geraadpleegd maart 2025*.

### 3.4.2 Vraagontwikkeling

Zoals omschreven in het begin van dit hoofdstuk is grootschalige uitrol van windenergie op zee onderdeel van de strategie voor grootschalige elektrificatie in vraagsectoren als dominante verduurzamingsroute voor het energiesysteem. Dit betekent dat naast gestage groei van CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitsaanbod ook gestage elektrificatie en groei van elektriciteitsvraag nodig is om het doorgroei tempo en de business case van windenergie op zee te borgen.

De realisatie van de geschetste doorgroei van wind op zee volgens het in paragraaf 2.5 geschetste uitrolpad hangt dan ook samen met een zeer ambitieuze elektrificatieagenda. Deze noodzaak van (flexibele) elektrificatie aan de vraagzijde wordt niet pas van belang in de periode na de huidige routekaart, het is ook al van belang om de voorgenomen uitrol van 21 GW windenergie op zee te realiseren. Dit kwam ook al naar voren bij de laatste tender voor in totaal 4 GW wind op zee op het kavel IJmuiden Ver, waar verschillende partijen aangaven dat de marktontwikkelingen te ongunstig waren om nog een bod te doen. Het is daarom van groot belang dat aanvullende stappen worden gezet om grootschalige en vooral flexibele elektrificatie in vraagsectoren aan te jagen om te voorkomen dat één van de volgende tenders voor windenergie op zee geen biedingen zal ontvangen. Daarnaast is het in het maatschappelijk belang dat er niet alleen nieuwe elektriciteitsvraag ontstaat, bijvoorbeeld van grote ICT-bedrijven maar dat ook bestaande energie-intensieve activiteiten die nu op fossiele energie draaien geëlektrificeerd worden, zodat de windenergie op zee uitrol ook echt bijdraagt aan het klimaatneutraal maken van het huidige eindgebruik.

Het belang van een werkende business case voor elektrificatie wordt onderkend als belangrijke prioriteit voor het energiebeleid op dit moment. De Energienota 2024 stelt: “*Momenteel dreigen de elektrificatieplannen van de industrie achter te gaan lopen op de routekaart voor windenergie op zee. Dit onderstreept het belang voor het wegnemen van barrières en het creëren van voldoende zekerheid voor elektrificatie in de industrie.*”. Het uitwerken van oplossingen voor deze uitdaging zal onder andere aan de orde komen in een kamerbrief over de toekomst van de SDE++, waar nader zal worden ingegaan op de effectiviteit van de stimulering van elektrificatie middels dit instrument. Verder zal onder meer in het Actieplan windenergie op zee verder worden ingegaan op maatregelen om de onzekerheden in de markt voor windenergie op zee te verminderen en de vraagontwikkeling aan te jagen. Uitgangspunt van deze stukken is dat het aanjagen van vraagontwikkeling essentieel is voor gestage doorgroei van hernieuwbaar aanbod en dat het minimaliseren van de mismatch de kosteneffectiviteit van de energietransitie en het stimuleringsbeleid vergroot.

### 3.4.3 Ecologische grenzen

In de routekaart wind op zee 21 GW is aangegeven dat de ambities voor de uitrol van wind op zee werden verdubbeld naar 21 GW, mits dit inpasbaar is binnen de ecologische draagkracht van de Noordzee. Echter, ook voor de uitvoering van de huidige routekaart is het op dit moment nog onduidelijk of de gehele ambitie gerealiseerd kan worden gegeven de ecologische impact. Dit zal moeten blijken uit de resultaten van de aankomende update van het Kader Ecologie en Cumulatie (KEC 5.0). Hiermee is de daadwerkelijke “proef op de som” om wille van de benodigde snelheid doorgeschoven naar de kavelbesluiten. Op een gegeven moment zou het dus kunnen dat de invulling van een nieuw kavel voor windenergie op zee niet door kan gaan, doordat bij de effectenanalyse van het kavel blijkt dat de ecologische impact gegeven de Europese richtlijnen niet acceptabel is.

De onzekerheid die blijft bestaan rondom de ecologische inpasbaarheid van meer windenergie op de Nederlandse Noordzee blijft een belangrijk risico voor de lange-termijn uitrol van windenergie op zee. Het moge duidelijk zijn dat net als bij de ruimtelijke inpassing, de uitdaging voor ecologische inpassing van meer windenergie op zee het grootst zal zijn bij de hoogste ambitieniveaus. Een belangrijk aandachtspunt hierbij is dat er nog veel onbekend is over de ecologische impact van windenergie op zee. Dit komt omdat er veel windparken op de Noordzee worden gebouwd en er naar het cumulatieve effect van alle windparken op de Noordzee gekeken wordt. Het invullen van deze kennisleemte kost eenvoudigweg tijd. Tegelijkertijd moeten er wel besluiten genomen worden over verdere doorgroei van wind op zee. Dit levert een spanning op waarbij nieuwe afspraken en besluiten ten aanzien van verdere doorgroei moeten worden genomen, met het risico dat deze ambities op een later moment vanuit ecologisch perspectief niet inpasbaar zijn. Mogelijk kunnen de windparken niet gebouwd worden en dan kunnen de infrastructuur investeringen die we tien jaar vooruit doen, mogelijk niet

renderen. Daarnaast onderstreept de cumulatieve impact op de gehele Noordzee het belang van een zorgvuldige afstemming tussen de Noordzeelanden bij de uitrol van windenergie op zee. Daarbij moet expliciet aandacht zijn voor de ecologische gevolgen én voor manieren om de gezamenlijke impact zo veel mogelijk te beperken.

Deze opgave heeft de volgende facetten:

- Op basis van de huidige kennis is er binnen de geldende wettelijke kaders voor natuur maar beperkt ruimte voor nieuwe windparken op zee. Het is onzeker of er voldoende ecologische ruimte is voor het realiseren van de Nederlandse ambities voor windparken op zee, zowel binnen de routekaart voor 21 GW als voor de uitbreiding daarna.
- De kennisbasis ontwikkelt zich nog. Tot op heden bleek dat negatieve ecologische effecten overschat werden. Het is echter geen gegeven dat dit voor de toekomst ook het geval zal zijn. Resultaten uit het verleden zijn immers geen garantie voor de toekomst.
- Ook maatregelen om negatieve effecten van windparken op natuur te mitigeren zijn nog volop in ontwikkeling.
- Windparken op zee zijn slechts één van de factoren die ecologische druk geven. Ook bodem beroerende visserij, zandwinning, scheepvaart en mijnbouw zorgen voor druk op de Noordzeenatuur. Alleen is voor windenergie een kavelbesluit nodig met eisen aan de ecologie. Visserij is verreweg de grootste drukfactor<sup>27</sup>. Windparken kunnen op dit moment ook een positieve uitwerking hebben. Binnen windparken is bodem beroerende visserij niet toegestaan en worden harde substraten gebruikt om kabels en de fundering van windturbines te verankeren. Dit heeft positieve effecten op de biodiversiteit.

KGK signaleert de noodzaak om de ecologische draagkracht van de Noordzee te versterken. Idealiter wordt daarbij integraal naar verschillende drukfactoren gekeken, zodat de maatschappelijk meest wenselijke oplossing gevonden kan worden. Een eerste aanzet hiertoe is al gedaan met het Programma Natuurversterking Noordzee. Een belangrijk samenwerkingsgremium hiervoor is het Noordzee Overleg (NZO). Hierin zijn alle relevante stakeholders bij het Nederlandse deel van de Noordzee betrokken. In het NZO worden ook de ecologische aspecten van windenergie op zee besproken.

In de kavelbesluiten van de windparken zijn voorschriften opgenomen om de impact van windparken te beperken. Ook heeft KGK in een aantal tenders aan de ontwikkelaars gevraagd om ecologische maatregelen te bedenken en uit te voeren. KGK zal, in nauwe afstemming met de ministeries van LNV en IenW, een plan van aanpak opstellen om deze aanpak nader uit te werken.

#### 3.4.4 Beveiliging van infrastructuur op zee

Het is bekend dat er landen zijn die plannen hebben om infrastructuur voor wind op zee en andere vitale infrastructuur zoals pijpleidingen en datakabels in kaart te brengen en mogelijk te saboteren. Middels het Programma Bescherming Noordzee Infrastructuur werkt het kabinet aan het voorkomen van aanvallen op en het weerbaar maken van de (toekomstige) infrastructuur. Het gaat daarbij onder meer om het plaatsen van meer sensoren en de inzet van radar en satellieten. Ook zullen er systemen worden ingericht om meer en beter informatie uit te kunnen wisselen met de sectorpartijen. Hiermee wil het kabinet het zicht op de Noordzee en wat daar gebeurt verder verbeteren zodat het moeilijker wordt voor statelijke actoren om daar heimelijk operaties uit te voeren. En mocht er iets gebeuren, dan is er sneller een beeld van de situatie en kunnen betrokken instanties hier adequaat op reageren.

In 2025 is een onderzoek gestart naar risico's voor de nationale veiligheid bij windparken op zee. Dit onderzoek gaat specifiek over het gebruik van onderdelen uit derde landen met offensieve (cyber)programma's die structureel offensieve inlichtingenactiviteiten tegen Nederlandse en bondgenootschappelijke belangen ontplooiën. Indien er risico's voor de nationale veiligheid worden gezien waarvan het kabinet niet bereid is die te nemen, kan dat leiden tot scherpe randvoorwaarden of beperkingen aan het gebruik van dergelijke onderdelen.

<sup>27</sup> [A cumulative impact assessment on the marine capacity to supply ecosystem services - Research@WUR.](#)

Samenwerking met andere landen die aan de Noordzee grenzen is essentieel. Onlangs werd er al een intentieverklaring met de andere Noordzeelanden gesloten om de samenwerking te verdiepen op onder andere informatiedeling, *best practices* en gezamenlijke crisisbeheersing.<sup>28</sup>

#### 3.4.5 Systeemintegratie nabij aanlandlocaties

Zoals beschreven in paragraaf 2.4 wordt systeemintegratie door het toenemende aandeel van wind- en zonne-energie in de elektriciteitsmix steeds essentiëler. In systeemstudies, infrastructuurplannen, pVAWOZ en Programma Energie Hoofdstructuur wordt uitgegaan van substantiële capaciteiten van flexibele vraag, met name door middel van elektrolyse en batterijen. Het is echter nog niet zeker of die elektrolyse-installaties en batterijen er ook komen. Er zijn nog geen beleidsinstrumenten die dat borgen. Een goede borging van de realisatie van voldoende systeemintegratie nabij aanlandingspunten (en elders in het systeem) is een belangrijke randvoorwaarde voor een gestage grootschalige uitrol en inpassing van windenergie op zee in het energiesysteem. Bij een vertraagde ontwikkeling van de waterstofvraag en daarmee de behoefte aan binnenlandse elektrolysecapaciteit zal ook onderzocht moeten worden hoe de systeemintegratiebehoefte kan worden ingevuld, bijvoorbeeld door de inzet van grootschalige power-to-heat oplossingen in combinatie met hoge-temperatuur warmteopslag.

#### 3.4.6 Ruimte voor windparken op zee en aanlandingen

Hoewel het vanuit infrastructuurperspectief mogelijk en energievraag wenselijk kan zijn om een grote productiecapaciteit voor windenergie op zee te realiseren vergt dit wel dat er voldoende fysieke ruimte beschikbaar wordt gemaakt voor het realiseren van die ambities. Verschillende delen van de Noordzee worden voor allerlei doeleinden gebruikt en het is niet vanzelfsprekend dat voor alle ambitieniveaus gemakkelijk ruimte gevonden kan worden. De uiteindelijke afweging rondom de onderlinge verdeling van ruimte op de Noordzee voor verschillende belangen en bestemmingen wordt gemaakt binnen Programma Noordzee.

Naast fysieke ruimte voor de windparken zelf is het ook essentieel dat er voldoende ruimte wordt gevonden voor aanlandingen. Binnen programma VAWOZ worden de verschillende mogelijke locaties voor aanlandingen verkend, maar in veel regio's spelen uitdagingen rondom de ruimtelijke inpassing. Het wegvallen van de diepe aanlanding uit de Delta Rhine Corridor heeft het er niet gemakkelijker op gemaakt om vóór 2040 voldoende ruimte voor elektrische aanlandingen te vinden. Echter, daarom wordt nu vaart gemaakt met een onderzoek naar diepe aanlandingsmogelijkheden.

<sup>28</sup> Kamerbrief over voortgang Strategie ter bescherming Noordzee Infrastructuur, 10 juni 2024 (Kamerstuk 33450-128).

# 4. Elektriciteitsinfrastructuur op zee

Zoals in de vorige hoofdstukken beschreven, speelt elektriciteitsinfrastructuur een grote rol voor de ontsluiting van windenergie op de Noordzee. Dit hoofdstuk gaat in op wat er vanuit de elektriciteitsinfrastructuur nodig is voor de elektrische ontsluiting van windenergie op zee. Daarnaast wordt ingegaan op de behoefte aan en uitrolpad voor nieuwe (hybride) interconnectoren. Deze zijn nodig om elektriciteit uit te wisselen tussen omliggende landen en om het elektriciteitsstelsel robuuster te maken.

## 4.1 Uitrolpad elektrische aanlanding

In de analyses van het programma VAWOZ wordt momenteel een groot aantal aanlandlocaties onderzocht met het oog op de mogelijke aanleg van ca. tien elektrische aanlandingen (totaal 20 GW) en maximaal twee waterstofleidingen. Gegeven de onzekere ontwikkelingen voor waterstofproductie op zee, is het maximaliseren van elektrische ontsluiting essentieel. Daarom is het verstandig om er in de ruimtelijke afstemming rondom de aanlandingen vanuit te gaan dat ten minste tien elektrische aanlandingen gerealiseerd worden. Hierdoor zal de totale elektrische aanlandcapaciteit oplopen tot ca. 41 GW. Een onderzoekstraject naar diepe aanlandingen is bovendien opgestart om ook systeemintegratie landinwaarts te realiseren en bovendien om meer aanlandmogelijkheden te onderzoeken. Een eerste verkenning zal lopen tot begin 2026.

Wanneer in de tijd deze aanlandingen exact gerealiseerd kunnen worden kan nog schuiven, maar met een doorkijk naar 2050 lijkt dit een veilige keuze. Veel scenario's laten namelijk ook na 2040 nog een verdere toename van elektrische aanlandingen (veelal uit hybride aangesloten parken<sup>29</sup>) zien, met een aanvullende doorgroei van zo'n 10 GW. Dat in de ruimtelijke processen nu wordt uitgegaan van deze 10 aanlandingen betekent niet dat TenneT op korte termijn in één keer alle platformen hiervoor hoeft aan te kopen. Gezien de grote financiële gevolgen daarvan kan dit – net als de routekaart-beter gefaseerd worden aangepakt – waarover meer in de volgende paragraaf. Mocht het realiseren van 10 aanvullende elektrische aanlandingen binnen VAWOZ ondanks de sterke inzet hierop door ruimtelijke of andere uitdagingen niet mogelijk zijn raakt de mogelijkheid om 40 GW elektrisch aan te landen in 2040 als ook het streefdoel van 70 GW in 2050 uit beeld. Zoals aangegeven in hoofdstuk 2 komen de meeste energiesysteemstudies rond de 40 GW in 2040 uit.

Voor de uitrol na de 21 GW wordt gestart met de realisatie van kavel Doordewind II waarvoor opdracht is gegeven aan TenneT in het Ontwikkelkader windenergie op zee (mei 2025). Wanneer de Partiële Herziening van het Programma Noordzee gereed is (planning eind 2025) en de benodigde investeringen van TenneT -die onderdeel kunnen zijn van de volgende Voorjaarsnota (zomer 2026)- zijn vastgesteld, kan het Ontwikkelkader aangepast worden met een opdracht voor de aanlandingen van kavels in gebied 6/7. De leidraad voor verkaveling van dit gebied staat beschreven in hoofdstuk 6. Eind 2026 wordt definitief besloten over het aantal te ontwikkelen kavels op basis van de actualisatie van het NPE en de uitkomsten van pVAWOZ. Vanaf 2027 zal vervolgens jaarlijks tot aan 2030 een besluit nodig zijn over de te ontwikkelen kavels voor eind jaren 30'. Ten slotte kan begin 2027 ook gestart worden met de projectprocedures voor de netten op zee.

### 4.1.1 Toeleveringsketen offshore infrastructuur

Voor het bouwen van windparken op zee zijn grote platformen nodig, waar de stroomkabels vanuit het windpark bij elkaar komen, de stroom wordt omgezet van wisselstroom in gelijkstroom waarna deze via een aan het platform verbonden gelijkstroomkabel naar land wordt getransporteerd. Productie van deze High Voltage Direct Current (HVDC) platformen (de 2 GW “stekkerdoos op zee”) is een specialistische markt en er is wereldwijd dan ook maar een beperkt aantal spelers dat dergelijke platformen maakt. TenneT heeft met het 2 GW programma contracten met alle partijen waar zij contracten mee mogen afsluiten. De platformen worden tevens ook nog doorontwikkeld zodat deze tijdig technisch gereed

<sup>29</sup> Parken die aanlanding van een Nederlands windpark combineren met interconnectie naar een ander land.



zijn voor de aansluiting van een interconnectiekabel en een klantaansluiting voor waterstof. Voor het borgen van voldoende aanbod is het daarom belangrijk om tijdig productiecapaciteit te reserveren en daarmee ook aan de producenten perspectief en stabiliteit te bieden.

In het eerdere EIPN-adviesrapport is aangegeven dat TenneT een realistisch uitroltempo van 2 GW per jaar kan realiseren in de periode tot 2040. De meest recente inzichten schetsen een ander beeld, waarbij er mogelijk in sommige jaren ruimte is voor het realiseren van meerdere platformen. Als TenneT de mogelijkheid krijgt om de capaciteit in de markt vroeg genoeg vast te leggen, zijn twee platformen per jaar in sommige jaren mogelijk, afhankelijk van hoeveel platformen TenneT Duitsland afroept. De hoeveelheid HVDC-platformen die per jaar kan worden vastgelegd in de markt, is niet elk jaar hetzelfde; die wordt immers mede bepaald door de vraag vanuit andere landen. Hierdoor kunnen niet elk jaar evenveel elektrische aanlandingen gerealiseerd worden. De beperkte installatiecapaciteit speelt hier tevens ook een rol in de bouw. Nauwe afstemming met Noordzeelanden blijft daarom nodig. TenneT heeft de meeste kans op het vastleggen van een hoge afname van HVDC-platformen wanneer:

- De capaciteit zo vroeg mogelijk wordt vastgelegd. Opties hiervoor worden hieronder besproken.
- TenneT ruimte krijgt om deze contracten flexibel vast te leggen, dus geen vast tempo van één aanlanding per jaar, maar alle ruimte die er is 'op te vullen'.
- Er zoveel mogelijk uniformiteit is in aansluitstandaarden voor HVDC-platformen tussen verschillende leveranciers en netbeheerders van de hoogspanningssystemen (TSOs).

#### 4.1.2 Overwegingen voor het reserveren van capaciteit voor nieuwe HVDC-platformen door TenneT

Een besluit over hoeveel capaciteit aan HVDC-platformen TenneT gevraagd wordt vast te leggen voor de uitrol van windenergie op zee richting 2040 moet nog worden genomen. De vraag hierbij is tweeledig, namelijk *wanneer* wordt de aankoop van de volgende HVDC-platformen vastgelegd en *hoeveel* platformen worden er dan in één keer vastgelegd. Deze paragraaf geeft overwegingen mee om uiteindelijk een besluit hierover te nemen. Het besluit hierover wordt genomen bij het opstellen van de volgende fase van de Routekaart windenergie op zee eind 2025. Uiteindelijk volgt hier een (of meerdere) opdracht(en) uit in het Ontwikkelkader windenergie op zee. Bij het maken van deze overweging is het goed om TenneT enige mate van flexibiliteit te geven om zelf een inschatting te maken over het moment van inkopen op basis van hun marktanalyse. Perspectief en stabiliteit zijn tevens belangrijk voor de markt om te kunnen anticiperen, hetgeen positief bijdraagt aan de ontwikkeling van de toeleveringsketen op de lange termijn.

#### Overweging 1: TenneT reserveert in jaarlijkse cyclus de benodigde capaciteit.

##### Voordelen:

- Deze optie kent een relatief laag financieel risico.
- Op deze manier spreid je de investeringen.
- Door jaarlijkse aanbesteding creëer je meer concurrentie onder leveranciers, met als effect een betere prijs, en spreiding van risico's.
- Meer ruimte en flexibiliteit om bij te sturen wanneer de vraag achterblijft.

##### Nadelen:

- Opsplitsen in kleine reeksen vergroot de kans dat er op momenten tijdelijk geen capaciteit beschikbaar is in de keten door bijvoorbeeld vraag van andere landen wat tot vertragingen leidt. Vroegtijdig reserveren kan dit risico mitigeren.

**Overweging 2: Gefaseerd HVDC platformen bestellen, bijvoorbeeld in twee fases (vastleggingsstappen) die aansluiten bij de Routekaart windenergie op zee. Dat kan bijvoorbeeld voor een eerste reeks platformen in 2026, voor na windenergiegebied Doordewind II. Dit kan dan optioneel gevolgd worden door vastlegging van een tweede reeks platformen in bijvoorbeeld 2027.**

##### Voordelen:

- De kans op vertraging van verdere uitrol na de huidige routekaart wordt verkleind doordat zo vroeg mogelijk nieuwe platformen worden gereserveerd;
- Het financiële risico blijft beperkt doordat gegeven de onzekerheid rondom de vraagontwikkeling eerst een eerste reeks aan platformen wordt besteld, passend bij een vraagniveau (ca. 30 GW onderkant bandbreedte) dat volgens de scenario's in de jaren 30' naar verwachting nodig zal zijn;

##### Nadelen:

- Mogelijkerwijs bestaat voor de tweede vastleggingsstap het risico dat er nog onvoldoende productiecapaciteit in de markt over is om vóór 2040 het volledige aantal gewenste aanvullende platformen te produceren en te leveren.
- Mogelijkerwijs is een deel van de infrastructuur te vroeg gerealiseerd en wordt het deels onbenut omdat de vraagontwikkeling tegen zit.

**Overweging 3: In één keer 10 HVDC platformen extra vastleggen. Bijvoorbeeld na afronding van het programma VAWOZ eind 2026.**

##### Voordelen:

- Grote kans op het beschikbaar hebben van de volledige hoeveelheid HVDC-platformen die nodig is voor een maximaal uitrolpad;
- Mogelijkerwijs levert deze manier van capaciteit vastleggen de meest kosteneffectieve methode van aankopen op met de laagste kosten per platform. Zeker wanneer deze methode wordt gecombineerd met een flexibel tijdsplan.

##### Nadelen:

- Deze optie kent een eenmalig zeer groot budgettair beslag en kent dan ook relatief grote financiële risico's gegeven significante onzekerheid van het tempo van de vraagontwikkeling.

De landen rondom de Noordzee hebben allemaal ambitieuze plannen rondom de uitrol van windenergie op zee, wat maakt dat er in sommige jaren een grote krapte bestaat in de markt voor HVDC-platformen. Al vinden er al enkele verschuivingen plaats vanwege de verslechterde marktomstandigheden. Hoewel het aantal platformen dat moet worden gebouwd in de periode nog wordt bepaald, is het zinvol dat TenneT flexibiliteit krijgt om te beslissen in welke jaren binnen deze periode het meest gunstig is om de platformen te bouwen. Deze aanpak kan leiden tot lagere kosten en meer zekerheid over het beschikbaar krijgen van voldoende platformen. Zoals eerder gezegd worden deze afwegingen meegenomen en besproken met TenneT om tot een besluit te komen bij de uitvoering van de Routekaart windenergie op zee.

## 4.2 Uitrolpad interconnectoren

Een interconnector is een verbinding tussen elektriciteitsnetwerken van verschillende landen of regio's, waarmee elektriciteit over de grenzen heen kan worden uitgewisseld. Dit kan via ondergrondse of onderzeese hoogspanningskabels of bovengrondse verbindingen. Er is een aantal redenen om interconnectiecapaciteit in Nederland door te ontwikkelen:

- Interconnectoren bevorderen de integratie van de elektriciteitssystemen- en markten met de verbonden landen, en daarmee de verdere integratie van de Europese elektriciteitsmarkt.
- Interconnectoren kunnen leiden tot een optimaler gebruik van energiebronnen en flexibiliteit zoals regelbaar vermogen, opslag en vraagresponsover.
- Interconnectie draagt bij aan de borging van de leveringszekerheid van elektriciteit (zoals ook beschreven in Hoofdstuk 2.5.2) en een robuuster systeem door toegang te bieden tot grensoverschrijdende bronnen en flexibiliteit.

- Interconnectoren verlagen de systeemkosten en kunnen leiden tot lagere en stabielere elektriciteitsprijzen, afhankelijk van het land of de regio waarmee verbonden wordt.
- Ten slotte verbeteren interconnectoren de integratie van hernieuwbare bronnen en dragen zodoende bij aan een verlaagde uitstoot van CO<sub>2</sub>.

#### 4.2.1 Huidige interconnectoren

Voor de uitwisseling van elektriciteit heeft Nederland momenteel een nominale transmissiecapaciteit van circa 9 GW via verbindingen met Duitsland, België, het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Noorwegen<sup>30</sup>. Met het oog op elektrificatie, de verdere verduurzaming van het energiesysteem en het toegenomen belang van onafhankelijkheid van landen buiten Europa is uitbreiding van bestaande en aanleg van nieuwe grensoverschrijdende verbindingen noodzakelijk.

De Europese Unie<sup>31</sup> heeft tevens doelstellingen voor het vergroten van de interconnectiecapaciteit tussen lidstaten. Er is afgesproken dat landen in 2030 minimaal 15% van hun geïnstalleerde elektriciteitsproductiecapaciteit van buurlanden moeten kunnen importeren. Nederland voldoet hieraan met de huidige interconnectiecapaciteit. In de II3050 scenario's wordt de verwachte interconnectiecapaciteit ook geschat. Voor 2030 is een capaciteit van 12,8 GW voorzien, en voor 2050 een basis-scenario van 18,8 GW (met een bandbreedte van 13,8 GW tot 28,8 GW). Op basis van dit scenario zou Nederland na moeten streven om de capaciteit uit te breiden met 5-20 GW voor 2050.

De definitieve hoeveelheid zal onder andere afhangen van:

- De verdere ontwikkeling van de nationale elektriciteitsvraag;
- Het binnenlandse productieprofiel van windenergie op zee en andere energiebronnen;
- En de ontwikkeling van internationale kostenverdelingsafspraken met Europese lidstaten en buurlanden.

#### 4.2.2 Ontwikkeling van interconnectoren richting 2040

Nieuwe interconnectoren kunnen zowel via land als via zee worden aangelegd. Voor interconnectoren op zee geeft KGG de voorkeur aan de ontwikkeling van hybride verbindingen - waarbij de kabel via een windpark loopt - ten opzichte van reguliere 'point-to-point' interconnectoren. Met hybride interconnectoren kan de infrastructuur die wordt aangelegd voor windenergie op zee op momenten dat het niet waait benut worden om elektriciteit te importeren uit buurlanden, en als het wel waait kan windenergie geëxporteerd worden aan buurlanden. Zo combineert een hybride interconnector de functies van de aanlanding van windenergie op zee met interconnectie, wat leidt tot een effectievere benutting van de infrastructuur op zee en land. Dit beperkt zowel de kosten als de ecologische en ruimtelijke impact van infrastructuur ten opzichte van reguliere (point-to-point) interconnectoren.

In 2024 heeft TenneT de opdracht gekregen om de eerste hybride interconnector (LionLink) tussen het Verenigd Koninkrijk en Nederland te ontwikkelen, welke zal worden aangesloten op het net op zee (platform Nederwiek 3). LionLink heeft een capaciteit van 1,8 GW, welke naar verwachting in 2032 in gebruik zal worden genomen. Naast hybride interconnectoren wordt het naar verwachting rond 2040 mogelijk geïntegreerde elektrische connecties te realiseren met meerdere windparken en meerdere landen. Deze geïntegreerde elektrische connecties maken een nóg effectievere benutting van de infrastructuur op land en op zee en sterkere verbindingen met landen rondom de Noordzee mogelijk. Met deze ontwikkelingen wordt toegewerkt naar een meer verbonden net op zee.

De ontwikkeling van geïntegreerde elektrische connecties hangt samen met technologische ontwikkelingen. De belangrijkste is de ontwikkeling van een zogenaamde DC circuit breaker. Met deze techniek kunnen grote gelijkstromen onderbroken worden in het geval van een storing in een deel van het systeem, een functionaliteit waarin de huidige schakelaars niet kunnen voorzien. Daarmee wordt voorkomen dat een groot deel van het Europese elektriciteitsnet uitvalt. HVDC circuit breaker-tech-

nologie verlaagt de kosten van het onderling verbinden van offshore-knooppunten, doordat dure offshore-converterstations niet langer nodig zijn voor elk extra knooppunt of hub. Deze technologie zal naar verwachting rond 2040 commercieel beschikbaar zijn in Europa. Daarnaast is interoperabiliteit tussen verschillende leveranciers (multivendor-oplossingen) essentieel om flexibiliteit te behouden en leveringsvertragingen door afhankelijkheid van één leverancier te voorkomen. KGG zal zich daarom in Europees verband inzetten op het ontwikkelen van standaarden ten behoeve van interoperabiliteit. Daarnaast zal KGG de ontwikkeling van DC circuit breakers volgen en waar opportuun bevorderen.

In de Energiewet is aan TenneT de taak toegewezen om hybride interconnectoren te kunnen ontwikkelen als onderdeel van het net op zee. Daarnaast verandert de realisatie van hybride verbindingen de marktomstandigheden van het windpark op zee dat is aangesloten op de hybride verbinding. Daarom wordt er gewerkt aan het verduidelijken van het marktconcept en aan de tijdige ontwikkeling van de benodigde wet- en regelgeving op nationaal en EU-niveau om hybride verbindingen effectief te kunnen operationaliseren. Onderwerpen waar momenteel aan wordt gewerkt zijn onder andere een goed werkend balanceringsconcept, de beschikbaarheid van voldoende hedgingmogelijkheden en marktliquiditeit. Het tijdsplan hiervoor verschilt, afhankelijk van de relevante en bijhorende internationale en nationale trajecten. Aanvullende nationale en Europese regelgeving kan bijdragen aan een efficiënter gebruik van hybride verbindingen.

#### 4.2.3 Leidraad voor het prioriteren van nieuwe interconnectoren

Vanwege beperkte capaciteit om nieuwe (hybride) interconnectoren te onderzoeken en te realiseren en het relatief grote aantal opties hiervoor is prioritering gewenst, zodat TenneT zich op de projecten met de meeste maatschappelijke meerwaarde kan richten. Het Offshore Network Development Plan<sup>32</sup> (ONDP) van ENTSO-E (het Europese netwerk van transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit) biedt een uitgangspunt. Hierin worden de hoeveelheid offshore transmissie-infrastructuur die nodig is om de door de EU-lidstaten (en sommige buurlanden) voorziene hernieuwbare energiebronnen op zee aan te sluiten en de mogelijkheden om de configuratie van het offshore netwerk te optimaliseren onderzocht.

Het ONDP is een eerste aanzet om vanuit Europees perspectief een overzicht te bieden van de mogelijke infrastructuurbehoeften voor offshore netwerktransmissie om nationale energiesystemen te integreren. Hierbij wordt rekening gehouden met de beschikbare ruimte en relevante technologische en kostenaannames. Hieronder volgt een tabel met de resultaten van deze studie voor hybride interconnectoren voor Nederland.

*Overzicht van potentiële Nederlandse hybride interconnectoren voorzien door het ONDP:*

Verbonden land	Max. transportcapaciteit (GW)	Jaar	Type
Verenigd Koninkrijk	1,8	2030	Reeds bestaande en geplande hybride interconnectoren
België	2	2040	ONDP uitgebreide hybride interconnectoren
Duitsland	2	2050	
Denemarken	2	2050	
Noorwegen	2	2050	

<sup>30</sup> [Interconnectiecapaciteit elektriciteit, 2015 - 2023 | Compendium voor de Leefomgeving](#)

<sup>31</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en)

<sup>32</sup> [Offshore Network Development Plans](#)

Naast het ONDP, dat elke twee jaar door ENTSO-E wordt geactualiseerd, lopen er meerdere trajecten die vanuit verschillende perspectieven naar de meerwaarde van nieuwe projecten kijken. Dit gebeurt bijvoorbeeld vanuit TenneT zelf, maar ook via de Offshore TSO Collaboration (OTC). Samen met het ONDP vormen deze trajecten een belangrijk kader voor KGG om projecten te beoordelen.

Om de stap te maken naar concrete beoordeling en prioritering van projecten is het van belang om de maatschappelijke kosten en baten van deze projecten te toetsen en te vergelijken. Dit is ook essentieel om politieke commitment te verkrijgen. TenneT analyseert momenteel de effecten van verschillende verbindingen voor Nederland en Europa. Om te bepalen in welke mate interconnectoren waarde toevoegen aan het elektriciteitsstelsel, worden kosten-batenanalyses (CBA) uitgevoerd. Hierbij wordt veelal gebruikt gemaakt van de methodologie die door ENTSO-E is opgesteld. De meeste recente richtlijn is de CBA 4.0 guideline<sup>33</sup>.

Op hoofdlijnen is een onderscheid te maken in vijf categorieën kosten/baten:

- Sociaaleconomische welvaart: hierbij wordt gekeken naar de netto welvaart die een interconnector toevoegt voor consumenten, producenten en netbeheerders. Daarbij wordt gekeken naar de meerwaarde voor Nederland, het te verbinden land, alsook de effecten op het Europese systeem en/of omliggende landen.
- Bijdrage aan duurzaamheid: door een verlaagde uitstoot van CO<sub>2</sub>, integratie van hernieuwbare bronnen en overige vermeden emissies.
- Netverliezen: dit is het verschil tussen de invoeding en afname van energie, dat onder meer afhankelijk is van de afstand die bij het transport van de elektriciteit moet worden afgelegd.
- Leveringszekerheid: in de CBA 4.0 guideline wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende elementen
  - *Adequacy* (Voorzieningszekerheid); (de mate waarin er voldoende aanbod van elektriciteit is om in alle uren aan de vraag van elektriciteit te voldoen);
  - *Flexibility* (uitwisseling van balanceringsenergie);
  - *Stability* (technische aspecten van elektriciteitstransport).
- Redispatch kosten: impact op de benodigde gecontracteerde redispatch volumes. Dit zijn de uitgaven die worden gemaakt om het elektriciteitsnet in balans te houden door productie aan te passen wanneer er congestie optreedt.

#### 4.2.4 Leveringszekerheid en consumentensurplus

Bij het bepalen welke interconnectoren het meest interessant zijn voor Nederland is een analyse van deze criteria belangrijk. De meerwaarde per interconnector verschilt aanzienlijk tussen deze criteria, waardoor bepaalde criteria zwaarder moeten meewegen bij het prioriteren van toekomstige interconnectoren. KGG kiest ervoor om leveringszekerheid en consumentensurplus als voornaamste leidraad te nemen bij deze prioritering. Vanuit het perspectief van het energiesysteem wordt leveringszekerheid steeds belangrijker naarmate het aandeel zon- en windenergie toeneemt in verhouding tot fossiele brandstoffen, omdat zon en wind niet altijd in gelijke hoeveelheden beschikbaar zijn. Een eerste prioriteit is daarom de focus op interconnectoren die verbindingen maken met energiemarkten die complementair zijn aan die van Nederland. Om de leveringszekerheid te waarborgen, is het essentieel om interconnectoren te ontwikkelen die hieraan bijdragen, zoals LionLink. De tweede prioriteit is het zogenaamde 'consumentensurplus'. Daarmee is het streven om te sturen op relatieve daling van de elektriciteitsprijs en prijsstabiliteit. De ontwikkeling van de prijs is namelijk belangrijk voor consumenten en dus ook voor de concurrentiepositie van Nederland.

#### 4.2.5 Uitzondering op prioritering criteria leveringszekerheid en consumentensurplus

Naast het prioriteren van interconnectoren die bijdragen aan leveringszekerheid en consumentensurplus, is het voor Nederland ook waardevol om ruimte te bieden aan interconnectoren die een substantiële bijdrage leveren aan de Nederlandse sociaaleconomische welvaart - al dan niet als gevolg van een gunstige verdeling van kosten en baten. Dit zijn interconnectoren die minder goed scoren op

leveringszekerheid en consumentensurplus, en beter op producentensurplus. Nederland richt zich in eerste instantie niet op deze interconnectoren, maar is bereid deze in overweging te nemen, mits er gunstige afspraken gemaakt kunnen worden over de kostenverdeling van de benodigde infrastructuur. Alleen onder deze voorwaarden kan Nederland bijdragen aan de gezamenlijke ontwikkeling van windenergie op de Noordzee en de verduurzaming van het Europese energiesysteem.

#### 4.2.6 Afspraken over het verdelen van kosten en baten van elektriciteitsinfrastructuur op zee in Europa

De gedeelde ambitie van de Noordzeelanden om de Noordzee in te zetten voor de opwek van energie vraagt ook om een regionale en Europese aanpak om dit te realiseren, zowel op het gebied van infrastructuurplanning, regelgeving en bekostiging. Momenteel is de (Europese) regelgeving nog beperkt ingesteld op het delen van de kosten en baten van de benodigde infrastructuur voor het ontsluiten van elektriciteit uit de Noordzee. In juni 2024 heeft de Europese Commissie richtsnoeren gepubliceerd voor kostendeling op zeebekeniveau en project-specifieke situaties<sup>34</sup>. Daarmee wordt het aan de lidstaten en omliggende landen overgelaten om onderling afspraken te maken over de verdeling van kosten. Het Europese Netwerk van Transmissiesysteembeheerder voor Elektriciteit (ENTSO-E) zal in 2025 de resultaten van de toepassing van de kosten-baten- en kostendelingsmethodologie op het Noordzee offshore netwerkontwikkelingsplan presenteren. Vanwege de urgentie heeft de Europese Commissie aangekondigd eind 2025 het 'Grids Package' te presenteren, waarin de verdeling van kosten en nieuwe regelgeving verder zal worden uitgewerkt. Om tot concrete opties te komen voor een kosten- en batendelingsmechanisme van infrastructuur op zee zet Nederland in op een gezamenlijke aanpak binnen de North Seas Energy Cooperation (NSEC), maar ook op mogelijke afspraken in breder EU-verband.

#### 4.2.7 Vooruitblik

TenneT zal op basis van de hierboven geschetste leidraad een selectie maken van passende interconnectoren en vervolgstudies. Bij het opstellen van de volgende fase van de Routekaart windenergie op zee wordt samen met TenneT gekeken bij welke kavels rekening moet worden gehouden met de komst van mogelijke interconnectoren. Besluitvorming over kansrijke nieuw (hybride) interconnectoren zal via reguliere processen blijven verlopen.

<sup>33</sup> [New version of CBA 4.0 Methodology for assessing electricity infrastructure projects](#)

<sup>34</sup> Europese Commissie, Guidance on collaborative investment frameworks for offshore energy projects, [https://energy.ec.europa.eu/document/download/277e1f8f-8a58-4f84-96ee-b8f9f723b92\\_en](https://energy.ec.europa.eu/document/download/277e1f8f-8a58-4f84-96ee-b8f9f723b92_en), 27 juni 2024.

# 5. Waterstofproductie, -transport en -opslag op zee

Dit hoofdstuk gaat in op de mogelijke rol van waterstofproductie, -transport en -opslag op zee in het toekomstige Nederlandse energiesysteem. Waterstof op zee kan een belangrijke bijdrage leveren aan het ontsluiten van windparken op zee. Er zijn echter nog veel onzekerheden. Onder andere de kostprijsontwikkeling van waterstofproductie op zee, de verwachte ecologische effecten en de vraag naar groene waterstof zijn bepalend voor de kansrijkheid van waterstofproductie op zee. Of waterstofproductie op zee een kansrijke route zal zijn voor de ontsluiting van windparken is daardoor nog niet zeker.

De paragrafen 5.1 tot en met 5.3 gaan in op de meerwaarde die waterstof op zee kan bieden bij het ontsluiten van grote hoeveelheden windenergie op zee, evenals de onzekerheden die nog spelen rond kosten, technologie, ecologie, infrastructuur en de ontwikkeling van de vraag naar groene waterstof. Daarnaast is ook de hoeveelheid windenergie op zee die nodig is en wanneer dat het geval is, zoals beschreven in hoofdstuk 2 en 3, van invloed op de urgentie om de mogelijkheid van waterstofproductie op zee te benutten. De mogelijke marktstrategie staat beschreven in paragraaf 5.4.

Om productie op zee mogelijk te maken is een waterstofleiding nodig. In paragraaf 5.5 tot en met 5.7 staan keuzes beschreven ten aanzien van de aanleg van deze leiding. In de toekomst kan naast waterstofproductie ook waterstofopslag op zee mogelijk en nodig zijn. Paragraaf 5.8 gaat daar op in.

Ondanks de onzekerheden schetst dit hoofdstuk de mogelijkheden en de uitgangspunten voor de inzet van waterstof op zee. Door de contouren al te schetsen, ontstaat de mogelijkheid om sneller stappen te zetten om tot de realisatie ervan te komen, wanneer waterstofproductie op zee nodig blijkt. De daadwerkelijke keuzes over de rol die waterstofproductie op zee zal spelen, zal worden geschetst in de Klimaat en Energienota en verder worden uitgewerkt in de actualisatie van het NPE. Deze keuzes zullen worden gemaakt in samenhang met keuzes over het bredere energiesysteem.





## 5.1 Het potentiële belang van waterstofproductie op zee

De verschillende systeemstudies aangehaald in hoofdstuk 2 laten zien dat waterstofproductie op zee een belangrijke rol kan spelen bij de uitrol van windenergie op zee in 2040 en 2050. Of dat ook het geval zal zijn, is op dit moment nog onzeker. Zoals in hoofdstuk 2 geschetst komt uit de verschillende scenariostudies een brede bandbreedte van 2,4 – 26 GW elektrolyse in 2040 voor on- en offshore elektrolyse gezamenlijk. Enerzijds kan elektrolyse op zee de kosten van aanlanding van energie uit windparken verlagen en bijdragen aan de mogelijkheid om meer windparken op zee te ontwikkelen dan met alleen elektrische aanlanding mogelijk is. Daarmee kan elektrolyse op zee een belangrijke bijdrage leveren aan het de verduurzaming van de Nederlandse industrie, onze energieonafhankelijkheid en bijdragen aan het behalen van onze klimaatdoelen. Anderzijds zijn er nog onzekerheden over de kosten van waterstofproductie op zee ten opzichte van waterstofproductie op land en de omvang van de algehele behoefte aan elektrolyse in het energiesysteem, vanuit de waterstofvraag bezien.

De toepassing van de techniek op zee bevindt zich nog in een beginstadium. In 2023 heeft voor de Franse kust voor het eerst een pilotproject van 1 MW offshore elektrolyse plaatsgevonden. In 2024 is voor de kust van Scheveningen de eerste pilot op zee gestart (PosHYdon) waarbij in een volgende projectfase de opgewekte waterstof ook aan land wordt gebracht. De schaa sprong van deze projecten naar projecten op gigawatt-schaal is groot. Kostprijsontwikkeling en ecologische impact op de Noordzee zijn belangrijke onzekerheden bij deze schaa sprong. De eerste analyses en technische haalbaarheidsstudies wijzen erop dat de ecologische impact van elektrolyse op zee beperkt lijkt. Nader onderzoek hiernaar is nodig. Voor de aanleg van infrastructuur is van belang dat er aanzienlijke onzekerheid is zowel over het moment waarop offshore elektrolyse op gigawattschaal toepasbaar zal zijn als over de snelheid waarmee zoekgebied 6/7 wordt ontwikkeld.

## 5.2 Ontwikkelpad van waterstofproductie op zee

De Rijksoverheid ondersteunt de ontwikkeling van waterstofproductie op zee. Om in de toekomst grootschalige productie mogelijk te maken is gestart met het voorbereiden van de ontwikkeling. Dit gebeurt middels onderzoek (vooronderzoek milieueffecten en een breed onderzoeksprogramma) en demonstratie (twee demonstratieprojecten). Demonstratieproject 1 is een elektrolyser op zee van 20-50 MW gepland voor ingebruikname in 2031. Voor dit project, dat in of dichtbij windgebied Hollandse kust (Noord) zou moeten komen, is vanuit het Klimaatfonds geld beschikbaar voor subsidie (deels onder voorbehoud). Demonstratieproject 2 met een aanzienlijk grotere capaciteit zou enkele jaren later moeten volgen.

Het kabinet heeft in juni 2025 besloten om de ontwikkeling van de demonstratieprojecten voor drie maanden te pauzeren. Deze periode wordt gebruikt om een afweging te maken over de urgentie om in 2040 klaar te zijn voor grootschalige waterstofproductie op zee. Daarbij is er zowel aandacht voor de ontwikkeling van de waterstofvraag als de verwachte ontwikkelingen in het benodigde aanbod van windenergie en de kosten van waterstofproductie op zee ten opzichte van alternatieven. In de Klimaat- en Energienota 2025 neemt het kabinet een besluit over de voortgang van de demonstratieprojecten en het ontwikkelpad van waterstofproductie op zee.

## 5.3 Ruimtelijke en economische voordelen voor het energiesysteem

Ons toekomstige energiesysteem zal voor een groot deel afhankelijk zijn van zonne- en windenergie. Zoals beschreven in paragraaf 2.3, vraagt een energiesysteem met een hoog aandeel hernieuwbare energie om een flexibele elektriciteitsvraag die kan inspelen op de variabele opwekking. Elektrolyse kan hierin een belangrijke rol spelen.

Voor de systeemvoordelen van waterstofproductie is het niet noodzakelijk dat elektrolyse op zee plaatsvindt. Toch zijn er twee redenen om deze optie te verkennen:

1. ruimtegebrek op land en bij aanlandingspunten voor windenergie;
2. potentieel lagere maatschappelijke kosten door besparing op elektriciteitsinfrastructuur.

### 1. Ruimtegebrek op land en bij aanlandingspunten voor windenergie

Vanuit systeemoptimalisatie is het wenselijk om elektrolyzers zo dicht mogelijk bij de elektriciteitsopwekking te plaatsen, omdat dit de belasting op het elektriciteitsnet vermindert. In Nederland zijn de locaties waar offshore-windparken aan land komen daarom geschikt voor elektrolyse. De beschikbare ruimte is daar echter beperkt, wat de mogelijkheid van waterstofproductie op zee aantrekkelijk maakt. Een bijkomend voordeel is dat een enkele waterstofleiding – afhankelijk van diameter en drukniveau – veel meer energie kan transporteren dan een elektriciteitskabel. Hierdoor zijn minder aanlandingspunten nodig, wat de ruimtelijke impact vermindert. Omdat ruimte voor elektrische aanlandingen een beperkende factor kan worden, biedt waterstoftransport de mogelijkheid om meer uit wind op zee gewonnen energie aan land te brengen. Daardoor zou minder import van waterstof nodig zijn.

### 2. Potentieel lagere maatschappelijke kosten en efficiënter netgebruik

Door elektrolyse direct op zee toe te passen, dicht bij de bron van elektriciteitsopwekking, zijn er minder elektriciteitskabels en transformatorplatforms nodig. In plaats daarvan wordt een gedeelte van de geproduceerde energie in de vorm van waterstof via een leiding naar land getransporteerd, wat per eenheid getransporteerde energie doorgaans goedkoper is dan een elektrische verbinding. Dit verlaagt de totale kosten van energie-infrastructuur. De kosten van leidingen en kabels nemen toe met de afstand. Dat geldt als de overgang wordt gemaakt van HVAC naar HVDC om energieverliezen van transport te minimaliseren. Dit maakt elektrolyse op zee vooral interessant voor verder van de kust gelegen windparken.

Toch is productie van waterstof op zee en transport van moleculen niet altijd voordeliger. Dit om twee redenen:

1. Wanneer de uiteindelijke vraag elektriciteit betreft, leidt de omzetting van elektriciteit naar waterstof en terug naar elektriciteit tot energieverliezen. Deze extra conversiestappen zijn alleen wenselijk als opslag in de vorm van waterstof noodzakelijk is om het aanbod en de vraag van elektriciteit te balanceren. Daarom zal offshore elektrolyse naar verwachting ook eerst een rol spelen in een hybride configuratie, dat wil zeggen in combinatie met elektrische ontsluiting. Met deze configuratie kan ingespeeld worden op het aanbod van windenergie en de vraag naar elektriciteit en waterstof. Eventueel zouden op langere termijn, als er voldoende vraag is naar waterstof, ook windparken op zee gebouwd kunnen worden die enkel waterstof produceren.
2. Wanneer waterstofproductie wordt ingezet voor verbruik of opslag, moeten de lagere transportkosten opwegen tegen de hogere kosten van offshore-elektrolyse. De installatie en het onderhoud van elektrolyzers op zee zijn namelijk uitdagender en duurder dan op land. Hoewel studies aangeven dat offshore-productie economisch haalbaar kan zijn, is er aanzienlijke onzekerheid over de daadwerkelijke kosten omdat er nog geen praktijkervaringen met grootschalige projecten zijn. Pilot- en demonstratieprojecten, zowel nationaal als internationaal, kunnen hier meer inzicht in geven.

Waterstofproductie op zee kan er niet alleen voor zorgen dat er minder elektriciteitsinfrastructuur nodig is om een bepaalde hoeveelheid windenergie aan land te brengen, maar kan ook bijdragen aan efficiëntere benutting ervan. Dit kan door meer opwekkingscapaciteit aan te sluiten dan het maximale vermogen van een elektrisch platform, waardoor vaker de maximale capaciteit van het platform en de daarop aangesloten kabel benut wordt. Wanneer windturbines op volle capaciteit draaien, kan de elektriciteit met een lage marktprijs direct worden omgezet in waterstof, waardoor de infrastructuur beter wordt benut.

## 5.4 Uitrol- en marktstrategie

Omgaan met de onzekerheden rond offshore elektrolyse, vraagt een flexibele benadering waarbij investeringsbeslissingen voor waterstofinfrastructuur op de Noordzee afhankelijk zijn van (de inschatting van):

- de vraagontwikkeling van hernieuwbare waterstof;
- kosten en mogelijkheden om windenergie elektrisch aan te laten landen;
- de aantrekkelijkheid van import van koolstofarme/hernieuwbare waterstof uit andere aan de Noordzee gelegen landen ten opzichte van andere importstromen;
- de integrale kosten van op de Noordzee geproduceerde waterstof, ook ten opzichte van elektrolyse op land;
- beschikbare ruimte voor elektrolyse op land;
- de ecologische impact van waterstofproductie op de Noordzee;
- de realisatie van het geplande waterstoftransportnet en waterstofopslag op land;
- de mate van Nederland en de EU zelfvoorzienend willen zijn in hun energievoorziening.

Deze factoren bepalen mede de Nederlandse inzet voor energie- en waterstofproductie op de Noordzee. Gegeven het belang van elektrolyse op de Noordzee en de onzekerheden die er nog zijn kiest KGG voor een uitrolstrategie die de ontwikkelingen op de voet volgt, daaraan bijdraagt wanneer dat opportuun is en grote investeringen uitstelt.

### Tendersystematiek en financiële prikkels voor waterstofproductie op zee (i.p.v. op land)

De volgende uitgangspunten gelden bij de uitrol van waterstofproductie op zee:

1. Windgebied 6/7 wordt ingericht op een manier waarbij de integrale kosten zo laag mogelijk zijn en de maatschappelijke waarde van de energieopbrengst zo hoog mogelijk is. Dit uiteraard binnen de ecologische randvoorwaarden.
2. De windparken in gebied 6/7 die hun energie grotendeels als waterstof aan land brengen, zijn ook aangesloten op het elektriciteitsnet op zee via de elektrische aansluiting van een naburig windpark. Wanneer er capaciteit op het net beschikbaar is, wanneer er weinig wind is, hebben deze parken de keuze om geen waterstof te produceren, maar elektriciteit aan te landen. Ook ontstaat de mogelijkheid om hernieuwbare waterstof te produceren met zonnestroom wanneer die op land over is en er weinig of geen wind is. Om dit mogelijk te maken is aanpassing van wet- en regelgeving nodig.
3. Voor de uitrol van waterstofproductie op zee zal naar verwachting een financieel instrument nodig zijn, zoals een Contract for Difference of subsidie-instrumenten. Een dergelijk instrument moet tot zo min mogelijk verstoring leiden van marktprikkels. Die prikkels zorgen namelijk voor optimale inzet van installaties ten bate van het functioneren van het gehele Nederlandse energiesysteem.

Voor de opzet van de vergunningsverleningsprocedure moeten nog beslissingen genomen worden op een aantal onderwerpen. Er zijn verschillende manieren om waterstofproductie bij windparken op zee door marktpartijen te laten realiseren. KGG onderscheidt daarbij drie mogelijke stappen:

1. De ontwikkelings- en demonstratiefase;
2. De toepassing van elektrolyse in windenergiegebied 6/7 als toevoeging bij windparken die primair elektrisch worden ontsloten;
3. De ontsluiting van specifieke windparken primair met elektrolyse in windenergiegebied 6/7.

Er is een kans dat stap 2 overgeslagen kan worden, maar op voorhand is het geen gegeven dat marktpartijen na succesvolle demonstratie, meteen een geheel windpark kunnen ontsluiten met waterstofproductie op zee. Rekening houden met een overbruggingsfase is daarom verstandig. Daarnaast kunnen deze drie stappen deels overlappen. Bij deze drie stappen horen ook verschillende aanpakken.

**In de eerste stap** staan de leerdoelen van overheid en marktpartijen centraal. In deze stap vindt opschaling plaats van kleinschalige pilotprojecten naar demonstratie op grotere schaal. Opschaling van de toepassing van de technologie van een enkele megawatt eerst naar tientallen en daarna naar honderden megawatt is nodig om offshore elektrolyse op grote schaal te kunnen inzetten. In deze

stap staat Nederland niet alleen. Ook in andere Europese landen zijn er innovatie- en demonstratieprojecten voor de ontwikkeling van waterstof productie op zee.

De eerste van de twee geplande demonstratieprojecten kent een schaal van 20-50MW en zal een afzonderlijke aansluiting op het landelijke waterstoftransportnet hebben. Dit plan gaat niet verder in op deze transportleiding voor het eerste demonstratieproject. Demonstratieproject 2 zou een grotere schaal hebben. Als er een transportleiding komt voor demonstratieproject 2 dan zou de leiding ook gebruikt worden voor projecten die daarna (in stap 2) volgen.

De eerste stap in de ontwikkeling van waterstofproductie op zee is in de afgelopen jaren in gang gezet. Er is aanleiding voor een heroverweging van het ontwikkelpad van waterstofproductie op zee, omdat het nog onzeker is of productie op zee vóór 2040 nodig is. In de Klimaat- en Energienota 2025 maakt het kabinet een keuze over het vervolg en de timing van de demonstratieprojecten voor waterstofproductie op zee.

**In de tweede stap** wordt offshore elektrolyse mogelijk gemaakt bij enkele van de eerste windparken die in 6/7 worden gebouwd die primair elektrisch worden ontsloten. KGG bepaalt in gesprek met TenneT en marktpartijen of het iets overdimensioneren van het windpark ten opzichte van 2 GW TenneT platform te rechtvaardigen is. Deze overcapaciteit verbetert de benutting van de elektrische infrastructuur en creëert tegelijkertijd de mogelijkheid om deze extra energie met elektrolyse te ontsluiten. Eerste schetsen door TenneT en Gasunie laten zien dat het ruimtelijk mogelijk is om de infrastructuur zo te plaatsen dat ruimte beschikbaar is voor een elektrolyse platform op een voor elektrolyse aantrekkelijke locatie. Wanneer uit de gesprekken met de markt blijkt dat deze overplanting inderdaad realiseerbaar is, dan wordt deze in de tender verplicht gesteld.

Voordeel van deze aanpak is dat een meer geleidelijk ingroeipad wordt gecreëerd. Daarnaast ontstaat de mogelijkheid dat marktpartijen zelf het initiatief nemen om offshore elektrolyse tot stand te brengen, daarbij zo nodig ondersteund door de overheid. De optimale grootte van de in deze fase te realiseren elektrolyzers wordt daarbij aan de markt gelaten. Door voor een relatief kleine elektrolyser te kiezen, kan de businesscase van deze installatie vergroot worden doordat veel draaiuren gemaakt kunnen worden. Vanuit de businesscase bezien past dit bij de hoge investeringskosten voor een elektrolyser op zee. Hiermee ontstaat de mogelijkheid om te versnellen, wanneer de omstandigheden zo zijn dat offshore elektrolyse een aantrekkelijke optie blijkt te zijn. De meerkosten voor de elektrische infrastructuur die ook moet kunnen aansluiten op een elektrolyser (extra 'klantaansluitingen'), zijn relatief zeer beperkt. KGG neemt nog een beslissing over bij hoeveel kavels dit wordt ingezet op basis van de inschatting van de kosten door TenneT van de extra kosten die hiermee zijn gemoeid.

**In de derde stap** kunnen windkavels in gebied 6/7 worden ontsloten met windparken waarvoor de vergunning verleend wordt met een zeer beperkt elektrisch transportrecht om in te voeden op het net op zee. Deze windparken worden dus primair ontsloten met offshore geproduceerde waterstof. Wanneer er ruimte op de elektriciteitskabel is van het naburige windpark, dan kunnen deze met waterstof ontsloten kavels kiezen om elektriciteit te leveren. Een een-op-een verhouding tussen waterstof en elektriciteit is daarbij het maximum. Een kleinere hoeveelheid waterstof is ook mogelijk. Deze verhouding kan op twee manieren worden bepaald. Of het wordt ruim van tevoren bepaald en in de vergunningverleningsprocedure vastgelegd, of het wordt bij opbod in de vergunningsverleningsprocedure bepaald. Bij die tweede aanpak weegt de door het consortium voorgestelde elektrolysecapaciteit mee in de beoordeling. Deze aanpak wordt nader door KGG uitgewerkt wanneer deze derde stap wordt voorbereid, om voor- en nadelen goed te kunnen afwegen.

De aanpak in de hierboven geschetste tweede en derde stap heeft ruimtelijke consequenties die in hoofdstuk 6 worden besproken. Een nadere detaillering van deze aanpak vindt plaats in de Routekaart windenergie op zee.

### Tarief voor elektrische aansluiting op zee voor gebruikers op zee

Om de systeemwaarde van elektrolyse nabij het windpark te benutten zijn de kosten van een aansluiting op de 2 GW TenneT platformen van belang. Wanneer een elektrolyser ervoor zorgt dat elektriciteitsinfrastructuur optimaal benut wordt en in het merendeel van de tijd elektriciteit consumeert op die momenten dat de kabels toch volledig benut zijn, ligt het voor de hand dat een elektrolyser op zee niet gezien wordt als een gebruiker van het netwerk op zee. Die wordt immers aangelegd om de stroom van het windpark naar land af te voeren. Wanneer het niet waait en de zon volop schijnt, kunnen elektrolyzers op zee draaien op zonnestroom van land wat het plaatje verandert, omdat dit de elektrolyser maakt tot een consument van stroom uit het net. Als echter de elektriciteit voor een elektrolyser nabij een windpark via het TenneT platform loopt en dezelfde tarieven op zee betaald moeten worden als op land, dan valt een belangrijke prikkel weg voor elektrolyse nabij het windpark.

Het vaststellen van de transportvoorwaarden inclusief transporttarieven is de verantwoordelijkheid van ACM die de kaders daarvoor stelt. Het ministerie van KGG en de ACM zijn in gesprek over de vormgeving van de tariefstructuur op zee. De ACM werkt aan een bredere aanpassing van de tariefsystematiek voor het elektriciteitsnet op zee en zal in dat traject ook aandacht hebben voor de tarieven voor de aansluiting van elektrolyse-projecten. Een mogelijke oplossingsrichting is om te werken met een 'non-firm aansluit- en transportovereenkomst (ATO)', waarbij transportcapaciteit alleen gebruikt kan worden op momenten waarop beschikbare capaciteit niet volledig gebruikt wordt.

### Rolverdeling Gasunie en marktpartijen

De beoogde rolverdeling tussen de netbeheerder op zee (Gasunie) en producenten van waterstof is vergelijkbaar met die op land. De netbeheerder is verantwoordelijk voor het realiseren van een transportleiding tot het aansluitpunt. Verzamelleidingen binnen een windpark zijn geen onderdeel van de taak van de netbeheerder. Leidingen die de productie van afzonderlijke parken naar de hoofdtransportleiding brengen zijn dat wel. Het is de netbeheerder en de groepsmaatschappij waar de netbeheerder deel van uitmaakt niet toegestaan om waterstofproductie- en leveringsactiviteiten uit te voeren.

In de huidige situatie op land is het aan producenten om waterstof op voldoende druk te brengen om het in te kunnen voeren in het transportnet. Om de vereiste druk te halen moeten producenten bij de meest gangbare elektrolysetechnologieën compressoren plaatsen. Er zijn argumenten om het op zee anders te doen door aan producenten lagere eisen te stellen aan de inlaatdruk. Het is dan aan de netbeheerder om de druk verder te verhogen. Voordeel van gecentraliseerde compressie door de netbeheerder is dat er geen compressie op het productieplatform nodig is waar de ruimte beperkt is. Daarnaast kunnen er schaal- en faseringsvoordelen ontstaan door compressie gecentraliseerd te doen voor meerdere elektrolyzers. Op land zijn de mogelijkheden om dat te doen beperkter omdat productie-eenheden meer verspreid zijn.

Het voorlopig uitgangspunt is daarom dat Gasunie zowel compressie als transport van zee naar land verzorgt. Marktpartijen zullen hierover worden geconsulteerd. In die consultatie zal ook worden gevraagd welke andere voorwaarden op zijn plaats zijn, bijvoorbeeld ten aanzien van het drukk niveau waarop waterstof aan Gasunie moet worden aangeleverd. Marktpartijen zullen ook gevraagd worden welke mogelijkheden zij zelf zien om op hoge druk in te voeren, bijvoorbeeld door gebruik te maken van specifieke elektrolyzers met een hoge outputdruk.

## 5.5 Aanleg netwerk

Om waterstofproductie op zee mogelijk te maken is een offshore transportleiding of netwerk wenselijk. Het is weliswaar ook mogelijk om waterstof bij te mengen in gasleidingen maar dat kent beperkingen en heeft daarom niet de voorkeur. De hernieuwbare waterstof kan op die manier namelijk niet in alle processen gebruikt worden en levert daardoor beperkte waarde op. Boven een bepaalde limiet (circa 20%) dienen infrastructuur en branders ook aangepast te worden. Ontmengen van een gemengde waterstof/aardgasstroom is duur en bovendien door het ruimtegebruik van leidingen en installaties

lastig te realiseren.<sup>35</sup> Uit een interessepeiling voor het eerste demonstratieproject bleek ook dat ontwikkelaars de voorkeur geven aan invoeding in een waterstofnetwerk.

Een transportleiding voor waterstof heeft ook andere mogelijke gebruiksdoelen dan de ontsluiting van op zee geproduceerde waterstof. Zo kan het gebruikt worden voor import, export of doorvoer van waterstof als transport over land niet mogelijk of economisch is. Er zijn op dit moment geen concrete, gevorderde initiatieven daarvoor maar het is bijvoorbeeld denkbaar dat een waterstofleiding op zee in de toekomst gebruikt gaat worden voor stromen tussen Nederland en Noordzeelanden zoals Duitsland, het Verenigd Koninkrijk, Noorwegen en Denemarken.

In de onderstaande paragrafen staat het gebruik voor de aansluiting van in het Nederlandse deel van de Noordzee geproduceerde waterstofproductie en import centraal. De meeste scenariostudie laten namelijk zien dat de Nederlandse waterstofvraag groter is dan het binnenlandse aanbod. Maar de onzekerheid over productie van zowel hernieuwbare als koolstofarme waterstof is groot en het is niet daarom niet helemaal uit te sluiten dat (netto) export plaatsvindt.<sup>36</sup> Waterstofleidingen kunnen mogelijk ook gedeeltelijk gebruikt worden voor de aansluiting van opslagen, daar wordt verderop in dit hoofdstuk afzonderlijk op ingegaan.

Zoals geschetst heeft waterstofproductie op zee mogelijk een significante rol in ons energiesysteem en zijn er ook nog onzekerheden. Daarom kiest KGG voor de uitrol van het waterstofnetwerk op zee een aanpak waarbij investeringen enerzijds tijdig worden gedaan om de optie te hebben om in de toekomst windgebied 6/7 een aansluiting op het waterstoftransportnet te realiseren maar anderzijds waar mogelijk investeringsbeslissingen zo laat mogelijk in de tijd worden genomen om te kunnen aansluiten op de op dat moment geldende behoefte.

De totale tijd om een leiding voor te bereiden en aan te leggen kost circa 8 tot 10 jaar. De voorbereiding die nodig is om tot een leiding te komen vraagt circa 5- 6 jaar. Onder de voorbereiding valt de keuze van het tracé, onderhandeling over hergebruik, engineering, in kaart brengen van effecten op het milieu en vergunningverlening. De aanleg van de leiding kost indicatief 3-4 jaar. Circa 2-3 jaar daarvoor moet een principebeslissing worden genomen over de aanleg. Op dat moment moet ook duidelijk zijn of er middelen voor de financiering van het waterstofnetwerk beschikbaar zijn.

In de paragrafen hieronder wordt een aantal essentiële te maken keuzes langsgelopen die gemaakt moeten worden als tot aanleg van een netwerk wordt overgegaan.

## 5.6 Keuzes bij aanleg van een leiding

### Capaciteit van de leiding

De kosten van een waterstofleiding schalen niet evenredig met de capaciteit. Een grotere leiding is duurder, maar relatief veel voordeliger per getransporteerde kilo waterstof.

Naast de diameter bepaalt onder andere het drukk niveau de capaciteit van de leiding.<sup>37</sup> De grootste capaciteit kan behaald worden door compressie offshore te doen. Maar de kosten daarvan zijn relatief hoog en er is ook nog technische ontwikkeling voor nodig. Het alternatief is compressie op land. Als er ruimte is om compressie op land ruimtelijk in te passen lijkt dat in de beginfase de beste optie te zijn.

<sup>35</sup> In het kader van de aanlanding van 'demonstratieproject 1' heeft ministerie TNO onderzoek laten uitvoeren naar offshore bijmenging, zie TNO (2024), Study on offshore hydrogen blending - State of the art, applicability, and potential challenges and benefits.

<sup>36</sup> In 'Pathway 2.0 van de NWSPH (2024) importeert Nederland stromen vanuit Duitsland en exporteert naar België. In 'Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050' van TNO (2024) is er een sterk onderscheid tussen de twee gebruikte scenario's.

<sup>37</sup> Andere factoren zijn: de lengte van de leiding, maximale snelheid van waterstof, toegestane drukfluctuaties (gerelateerd aan het risico op het ontstaan van scheuren).

Gegeven de schaalvoordelen van een leiding met een grotere capaciteit, zal bij de aanleg van een nieuwe leiding waarschijnlijk gekozen worden voor een leiding waarvan de capaciteit voldoet in scenario's met een hoge groei van waterstofproductie op zee. Bij hergebruik bepaalt de diameter van de kleinste her te gebruiken leiding de capaciteit. De capaciteit van de leiding is een van de factoren die meespeelt in de afweging om te kiezen voor gebruikte of nieuwe leidingen. Bij hergebruik zou de capaciteit daarom kleiner kunnen zijn dan de capaciteit waarvoor gekozen zou worden bij nieuwbouw. Hierdoor zou de stap naar compressie op zee mogelijk eerder nodig zijn.

In scenario's met veel waterstofproductie (ook in na 2050 te ontwikkelen windgebieden) en/of veel import volstaat de capaciteit van een leiding niet en is een tweede verbinding en aanlandlocatie nodig. Er is geen noodzaak om daar nu al over te beslissen maar het is wel wenselijk dat de leiding die in de eerste fase wordt aangelegd de basis kan vormen van het netwerk dat op lange termijn ontstaat.

Een definitieve afweging over de gewenste capaciteit kan pas gemaakt worden wanneer alle informatie over kosten beschikbaar is. Op dit moment ontbreekt met name nog inzicht in de kosten bij hergebruik.

Een extra aanlandpunt of een interconnectie heeft niet alleen een capaciteitsvoordeel maar zorgt ook voor redundantie in het netwerk (als levering via het ene aanlandpunt niet mogelijk is kan waterstof richting het andere aanlandpunt getransporteerd worden). Dat vergroot de voorzieningszekerheid. De betrouwbaarheid van gasleidingen is in Nederland weliswaar hoog maar risico's op een onderbreking zijn er altijd. Bij een toekomstig besluit over de uitbreiding van het waterstofnetwerk zal daarom de gevolgen voor de voorzieningszekerheid meegewogen worden. Daarbij geldt dat het belang van redundantie groter is naar mate waterstofproductie op zee een grotere rol speelt in het totale binnenlandse waterstofaanbod en het Nederlandse energiesysteem in zijn geheel.

#### Hergebruik van bestaande gasleidingen of nieuwbouw

Binnen de ruimtelijke programma's PAWOZ en pVAWOZ wordt de inpassing van nieuwe waterstofleidingen onderzocht. In aanvulling daarop vindt ook onderzoek plaats naar routes die deels gebruik maken van her te gebruiken aardgasleidingen en een bestaande aanlanding. Alle onderzochte routes zijn verbonden met windgebied 6/7 maar de routes om daar te komen en de aanlandlocaties verschillen. Op dit moment zijn de ruimtelijke programma's nog niet afgerond en worden scenario's met hergebruik van de NOGAT en (een deel van de) NGT-leiding uitgewerkt en op milieueffecten onderzocht. Er vindt daarnaast nog onderzoek plaats naar de technische mogelijkheden van hergebruik.<sup>38</sup> Bij dit onderzoek is er ook aandacht voor de inpassing in het waterstofnetwerk op land en de gevolgen van verandering van aardgasstromen voor het landelijke gastransportnetwerk inclusief de aardgas-kwaliteit. Randvoorwaarde bij hergebruik is dat offshore gaswinning door kan gaan. Dat betekent dat bestaande aardgasstromen en stromen vanuit mogelijke nieuwe winningsprojecten via een andere leiding aan land moeten komen. Om dat mogelijk te maken is in elk hergebruikscenario de aanleg van nieuwe leidingdelen nodig.

Na het onderzoek naar de haalbaarheid van hergebruik en overeenstemming tussen Gasunie en leidingeigenaren over de voorwaarden voor een overname van leidingen wordt een besluit genomen over de wenselijkheid van nieuwbouwroutes ten opzichte van hergebruikroutes. Bij de afweging van de wenselijkheid van routes zullen in ieder geval de volgende criteria worden gebruikt:

- aanlandlocatie (voorkeur voor aanlanding in Groningen indien inpasbaar op basis van afspraken in 'Nij Begun');
- vergunbaarheid (rekening houdend met milieueffecten);
- kosten van het waterstofnet (inclusief mogelijke aanpassingen van het gasnet);
- resterende levensduur leidingen en verwachte vervangingsopgave;

<sup>38</sup> Bij de aanleg van het landelijke waterstoftransportnetwerk wordt gebruik gemaakt van hergebruikte gasleidingen. Er is aanvullend onderzoek nodig om vast te stellen of ook op zee hergebruik van leidingen mogelijk is omdat er op zee factoren zijn die niet van toepassing zijn voor leidingen op land (Mott MacDonald (2023), "Energie Infrastructuur Plan Noordzee Werkstroom 2, Hergebruik van bestaande offshore gasinfrastructuur").

- operationele/technische impact op het waterstof en gasnetwerk op land;
- praktische uitvoerbaarheid en projectrisico's;
- capaciteit van het waterstofnetwerk.

Het besluit over het voorkeursalternatief voor fase 1 van het waterstofnetwerk op zee wordt in een projectprocedure onder de Omgevingswet genomen.

#### Fasering van de aanleg

Het aanleggen van een extra kilometer kost aanzienlijk minder dan de aanleg van de eerste kilometers. Als er in zowel windgebied TNW als zoekgebied 6/7 elektrolyse komt zou dat er voor pleiten om in één keer een verbinding te maken naar beide gebieden. Maar er zijn ook redenen om de aanleg van het leidingdeel van TNW naar windgebied 6/7 uit te stellen en eerst alleen naar TNW te gaan. Het initiële investeringsbedrag daarvoor is namelijk lager en er kan gewacht worden tot nieuwe informatie over de technische mogelijkheden van offshore elektrolyse en de kosten ervan beschikbaar komt. Uit analyses van Gasunie blijkt dat de meerkosten van gefaseerde aanleg relatief gering zijn ten opzichte van de totale kosten van een leiding.

Gegeven de onzekerheden die er nog zijn over de rol van waterstof in het energiesysteem op zee heeft het daarom de voorkeur om te kiezen voor gefaseerde aanleg. Consequentie van de keuze voor fasering zou zijn dat er een aantal jaar na de beslissing om te investeren in het eerste deel een nieuw besluit moet worden genomen.

## 5.7 Criteria besluit aanleg waterstofleiding op zee

Zoals eerder aangegeven is voor de aanleg van een waterstofleiding naar verwachting subsidie nodig. Dat betekent dat er een besluit van de Rijksoverheid over de wenselijkheid van de aanleg van een leiding nodig is. Een van de onderstaande drie vragen zal daarvoor in elk geval positief beantwoord moeten worden.

1. Is de aanleg van een waterstoftransportleiding (hergebruik of nieuwbouw) via windgebied 6/7 te rechtvaardigen vanuit waterstof-interconnectie met Duitsland, Denemarken, Noorwegen of het VK?
2. Is de aanleg van een waterstoftransportleiding (hergebruik of nieuwbouw) naar windgebied 6/7 te rechtvaardigen vanuit de verwachte besparing op de integrale kosten van het energiesysteem en kan die besparing niet op locaties op land gerealiseerd worden?
3. Is er vanuit strategische onafhankelijkheid en/of het halen van de klimaatdoelen een noodzaak om waterstof op zee te produceren, bijvoorbeeld vanwege gebrek aan ruimte voor elektrolyzers op land?

Het is ook denkbaar dat de afweging om al of niet te investeren in een leiding in de toekomst afhankelijk wordt gemaakt van transportovereenkomsten met toekomstige producenten. Dat geeft zekerheid dat een deel van de capaciteit gebruikt gaat worden en beperkt daardoor risico's.

Een cruciale indicator voor de beantwoording van vraag 2 is de verhouding tussen de kosten van elektrolyse op land ten opzichte van de kosten van elektrolyse op zee, in combinatie met de ontwikkeling van de vraag naar waterstof en de kostenontwikkeling van HVDC-systemen. KGG heeft TNO gevraagd om onderzoek te doen naar de huidige inzichten. Die inzichten zullen vervolgens periodiek herijkt moeten worden op basis van ervaringen die in concrete projecten worden opgedaan.

## 5.8 Waterstofopslag op zee

Als er in de toekomst grote hoeveelheden waterstof omgaan in een internationale markt en opslag in gasvelden en cavernes op land niet toereikend is, zal er mogelijk extra opslag op zee gerealiseerd kunnen worden. Over hoe en hoeveel opslag gerealiseerd kan worden in zoutcavernes en lege gasvelden zowel op land en als op zee zijn nog veel onduidelijkheden. Daarvoor worden nu de mogelijkheden verkend. Medio 2025 zal KGG een visie op ondergrondse waterstofopslag publiceren.

## Interactie waterstofopslag met de uitrol van wind en elektrolyse op zee

Ondanks dat waterstofopslag een beperkte interactie heeft met de uitrol van wind en elektrolyse op zee is het van belang om in de planvorming van wind en elektrolyse op zee waar nodig al rekening te houden met waterstof opslag. De hoofdreden voor het ontwikkelen van opslag op zee zal zijn dat de benodigde opslag niet op land alleen kan worden ingepast. Voor elektrolyse op zee is waterstof opslag op zee namelijk niet noodzakelijk. De interactie die er is, wordt hieronder beschreven voor opslag in zoutcavernes en lege gasvelden op zee.

### Opslag in zoutcavernes op zee

In zoekgebied 6/7 bevindt zich een zoutstructuur (Fo8\_SB1) die mogelijk geschikt is voor 35 zoutcavernes (EBN, TNO, 2022). Door mogelijke synergievoordelen is dit met de kennis van nu de meest aantrekkelijke locatie om opslag in zoutcavernes op zee te realiseren. Er wordt in het Programma Noordzee rekening gehouden met de ontwikkeling van deze opslag. De zoutstructuur in Fo8 bevindt zich in de geplande open zone van windgebied 6/7 en daarmee wordt de optie opgehouden om deze zoutstructuur in de toekomst te ontwikkelen.

Opslag in zoutcavernes in de buurt van elektrolyse op zee kan drie synergievoordelen bieden:

1. De opslag kan gebruik maken van de dezelfde transport leiding(en) naar land.
2. Het kan mogelijk drukwisselingen in deze transportleiding naar land minimaliseren en daarmee de levensduur verlengen van de (hergebruikte) leiding.
3. Het kan de benutting van deze transportleiding verhogen doormiddel van een constante stroom naar land te bewerkstellen.

Enkele zoutcavernes zijn maar nodig voor het realiseren een van zogenaamde bufferopslag van lokaal geproduceerde waterstof. Het grootste gedeelte van de ruimte in de zoutstructuur kan worden gebruikt voor zoutcavernes die op land niet realiseerbaar zijn.

Zoutcavernes op zee zijn hoogstwaarschijnlijk technisch haalbaar te realiseren, hoewel de kosten voor cavernes op zee naar verwachting aanzienlijk hoger zullen zijn dan op land. Er wordt nog onderzoek gedaan naar de geologisch, ecologische en techno-economische haalbaarheid van aanleg van zoutcavernes op zee. Er zijn met name omtrent de verwerking van het vrijgekomen zout nog onzekerheden en risico's.

### Opslag in lege gasvelden op zee

Opslag in gasvelden op zee is tot 2040 zeer onwaarschijnlijk en heeft daarmee minimale impact op de uitrol van infrastructuur op zee tot 2040. Wel moet geologisch, technisch en economisch onderzoek worden voorgezet om ruimtelijk reserveringen en afwegingen te kunnen maken in het programma Noordzee 2028 en daarna t.b.v. de verdere uitrol van wind op zee en waterstofproductie na 2040.

Opslag in gasvelden op zee lijkt met de huidige kennis technisch lastiger en complexer dan in zoutcavernes op zee. Het ziet er nu naar uit dat installaties om lege gasvelden te gebruiken zodanig groot zullen moeten zijn dat het technisch zeer uitdagend zal zijn om ze op een platform op zee te plaatsen. Hierdoor moeten deze installaties mogelijk op land komen in combinatie met een heen en retourleiding naar een gasveld dicht(er) bij de kust. Deze installaties worden zo groot omdat waterstof vervuild raakt met aardgas tijdens opslag in een leeg gasveld en gezuiverd moet worden. Dan pas kan het worden ingevoerd op de transportleiding vanuit gebied 6/7 naar de kust. Tevens blijft er na zuivering een grote reststroom over waarvoor een bestemming moet worden gevonden (herinjectie in een ander gasveld, transport per leiding naar afnemer op land, of voor zuivering op land), en waarvoor ook installaties nodig zijn.



# 6.

## Principes voor verkaveling relevant voor het ontwerp van de infrastructuur

Infrastructuur en de ruimtelijke inrichting van windenergiegebieden (de verkaveling) hangen nauw met elkaar samen. Het doel bij deze inrichting is om te optimaliseren voor de hoogste maatschappelijke waarde van de energieopbrengsten tegen de laagste systeemkosten. Deze optimalisatie gebeurt binnen tal van voorwaarden, bijvoorbeeld op het gebied van ecologie, en zal rekening houden met zowel de kosten van infrastructuur als de kosten van het windpark.

Ruimtelijke beslissingen voor windparken op zee lopen via het Programma Noordzee, en de Partiële Herziening daarvan en via de kavelbesluiten. In dit hoofdstuk worden uitgangspunten uit het Programma Noordzee 2022-2027 en het ontwerp van de Partiële Herziening van dat Programma Noordzee bij elkaar gebracht die relevant zijn voor de aanleg van infrastructuur voor windenergie op zee in de periode 2033-2040.

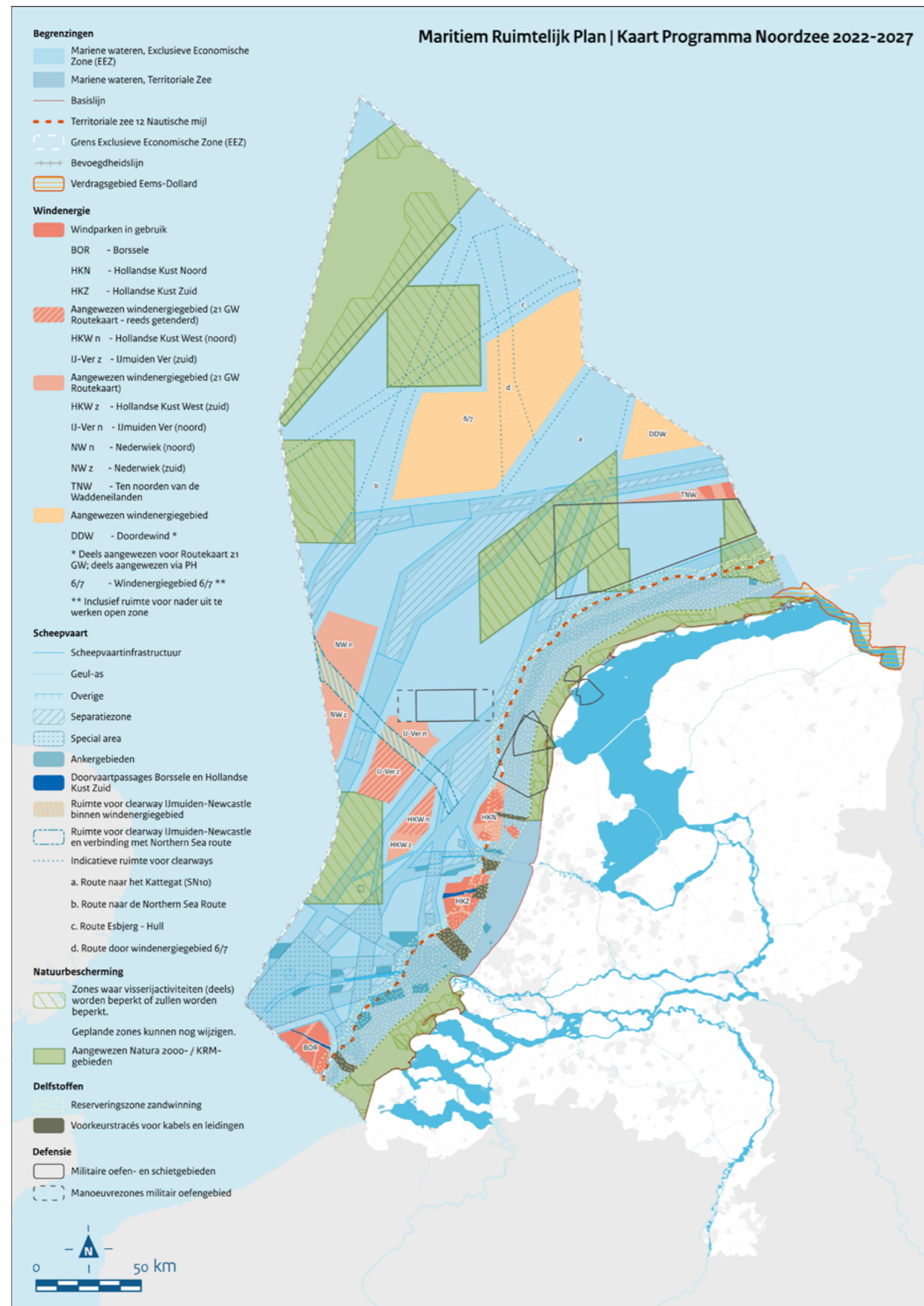
In het ontwerp van de Partiële Herziening van het Programma Noordzee 2022-2027 is naast gebied 6/7 ook Doordewind (west) opgenomen als aan te wijzen windenergiegebied. Na de aanwijzing in de definitieve Partiële Herziening volgt een gefaseerde uitrol van windparken in gebied 6/7 met een gebiedsuitwerking om de grenzen van de open zone vast te stellen. Parallel daaraan vindt de verkaveling plaats.

Dit hoofdstuk gaat eerst in op de ruimtelijke uitgangspunten voor de inrichting van gebied 6/7 en vervolgens op de beslissingen die nog genomen moeten worden. Dit voor zover dit relevant is voor de aanleg van infrastructuur. Doordewind (west) volgt de uitgangspunten die al zijn gedefinieerd voor de ontwikkeling van Doordewind I en valt daarmee buiten scope van het WIN.

De inzichten uit de gebiedsuitwerking zullen, samen met de kaders uit de Partiële Herziening, de in dit hoofdstuk gegeven ruimtelijke uitgangspunten en de nog te nemen beslissingen, landen in de Routekaart windenergie op zee en uiteindelijk in kavelbesluiten. Daarin worden de definitieve beslissingen over de verkaveling genomen.



Figuur 1 – Kaart Programma Noordzee 2022-2027



## 6.1 Ruimtelijke uitgangspunten

De volgende ruimtelijke uitgangspunten gelden voor de inrichting van gebied 6/7:

- Bij het bepalen van de grootte van kavels die elektrisch worden ontsloten, zijn 2 GW HVDC TenneT-platformen het uitgangspunt; bij kavels waarin ook waterstof geproduceerd kan worden, gaat KGG uit van elektrolyseplatformen van maximaal 500 MW. Platformen met minder dan 500 MW elektrolyse capaciteit zijn ook goed mogelijk.
- In de Partiële Herziening is bepaald dat de eerste kavels in gebied 6/7 in het westelijk gedeelte komen, dicht bij de zuidgrens van dat gebied. Deze kavels zijn bedoeld voor de eerste fase van de uitrol na de Routekaart 21 GW. In de zuidzijde van het westelijke deel zijn andere ruimtelijke belangen niet of slechts in beperkte mate aanwezig.
- De uitrol van met elektrische infrastructuur ontsloten kavels zal enigszins gelijkmatig over de tijd plaatsvinden. Dit is in lijn met de gefaseerde uitrol die onder de Partiële Herziening is voorzien en zal worden vastgelegd in een Routekaart/ontwikkelkader.
- Voor de inrichting van gebied 6/7 gaat KGG ervan uit dat er vóór 2037 geen waterstofproductie op zee zal plaatsvinden (naast de geplande demo's buiten gebied 6/7). Dit heeft te maken met de cruciale lessen die nog geleerd moeten worden tijdens de twee demoprojecten, voordat verder kan worden uitgerold.
- Wanneer windparken in gebied 6/7 primair met waterstof worden ontsloten, worden deze windparken ook aangesloten op het 2 GW HVDC TenneT-platform van een naburig windpark. Op het moment dat het niet hard waait heeft een naburige elektrisch ontsloten kavel niet alle capaciteit van de kabel nodig en is elektriciteit vaak relatief veel waard. De resterende capaciteit van die kabel kan dan alsnog benut worden als dat gewenst is om de elektriciteit aan land te brengen. Dit zodat de systeemintegratievoordelen zoals beschreven in hoofdstuk 2 kunnen worden benut. Voor de positionering van de kavels en voor een nog te bepalen aantal van de aan te leggen TenneT-platformen zal daarmee rekening worden gehouden. Ook bij de aanleg van waterstofinfrastructuur wordt daarmee rekening gehouden.
- Bij de ontwikkeling van gebied 6/7 zal rekening gehouden worden met de ontwikkeling van mogelijke toekomstige windparken buiten gebied 6/7. Wanneer die noordelijker komen te liggen, kunnen de kabels en leidingen ook door gebied 6/7 lopen. Ook mogelijke toekomstige hybride interconnectoren van Nederland naar andere landen kan door gebied 6/7 lopen. Er moet voldoende ruimte zijn voor de mogelijke toekomstige kabels en leidingen.
- Er moet voldoende ruimte zijn voor (helikopter)bereikbaarheid van platformen in gebied 6/7.
- Vermogensdichtheid van de verschillende kavels in windgebied 6/7 kan variëren tussen de verschillende kavels om tot de beste balans te komen tussen de laagste integrale kosten en de maximale waarde van energieopbrengst.
- Bij de inrichting van gebied 6/7 wordt rekening gehouden met eventuele waterstofinfrastructuur voor transport, opslag en productie.
- Bij de inrichting van gebied 6/7 wordt rekening gehouden met veiligheidsoverwegingen, zoals het al dan niet clusteren van infrastructuur. In sommige gevallen zal de meest veilige oplossing ook een duurdere oplossing zijn of een oplossing die meer ruimte vraagt. In dat geval wordt expliciet de afweging gemaakt tussen veiligheid en andere belangen.
- Kruising van leidingen en kabels wordt zo veel mogelijk beperkt.

## 6.2 Adaptiviteit bij de verkaveling

Eerste ruwe schetsen van de benodigde infrastructuur voor het westelijk gedeelte van gebied 6/7 door TenneT en Gasunie laten zien dat een adaptieve inrichting van gebied 6/7 mogelijk is. De onzekerheid over de grootte van de rol van offshore elektrolyse speelt daarbij geen doorslaggevende rol bij het bepalen waar infrastructuur moet worden geplaatst. Specifiek voor het westelijk gedeelte van gebied 6/7 geldt:

- Bij de keuze voor de locatie van platformen worden aanvaar- en aandrijfrisico's zoveel mogelijk beperkt. Ze worden daarom zo veel mogelijk aan de binnenkant van het gebied geplaatst en niet langs de randen. Helikopterbereikbaarheid zal meegewogen worden.
- De infrastructuur om waterstof via een leiding naar land te vervoeren wordt geclusterd op één of twee locaties.

- De kabellengte tussen een HVDC-platform en een aangesloten elektrolyse platform wordt zo mogelijk geminimaliseerd, waarbij veiligheidsaspecten worden meegewogen.

### 6.3 Nog te nemen beslissingen voor ruimtelijke inrichting gebied 6/7

Voor de verkaveling van gebied 6/7 zal KGG op de volgende onderwerpen een beslissing nemen:

1. Hoe wordt offshore elektrolyse aan de markt uitgevraagd en wat is de daarmee corresponderende kavelgrootte?
2. Als er op grote schaal elektrolyse komt in gebied 6/7, waar en hoe worden de met waterstof ontsloten kavels dan gepositioneerd (ten opzichte van de met elektriciteit ontsloten kavels)?
3. Hoe wordt waterstofproductie over het westelijke en het oostelijke deel van gebied 6/7 verdeeld?
4. Hoe bepaalt KGG de vermogensdichtheid? Daarbij moet een balans gevonden worden tussen meest efficiënt ruimtegebruik, de energieopbrengst en de businesscase van wind op zee.
5. Wat is de optimale hoeveelheid overplanting en met welke prikkels kan die in de vergunningsverleningsprocedure tot stand komen?
6. Wordt voor gebied 6/7 overgegaan op een AC-spanningsniveau van 132 kV voor de elektriciteitskabels binnen de windparken, en zo ja, wanneer?

Het WIN geeft een eerste richting voor deze beslissingen, maakt expliciet wanneer deze beslissingen genomen moeten worden, geeft aan op basis waarvan deze beslissingen genomen worden en welke kennis nog ontbreekt om die beslissing te nemen. Hieronder worden voor deze nog te maken keuzes de overwegingen langsgelopen.

#### 6.3.1 De kavelgrootte

*Hoe wordt offshore elektrolyse uitgevraagd en wat is de daarmee corresponderende kavelgrootte?*

Zoals in hoofdstuk 4 aangegeven verschilt de manier waarop elektrolyse op de Noordzee wordt gestimuleerd in verschillende stappen van de uitrol van offshore elektrolyse. Wanneer de ene stap in de volgende overgaat is zeer bepalend voor kavelinrichting, omdat dit de grootte en/of ligging van de kavels bepaalt. Zoals hierboven aangegeven is het niet bepalend voor de locatie waar infrastructuur wordt aangelegd. Voor de infrastructuur is een indeling te kiezen waarbij verschillende opties voor verkavelingen mogelijk zijn. KGG zal voordat de volgende Routekaart wordt gepubliceerd een keuze maken voor de manier waarop in een eerste fase van die Routekaart elektrische infrastructuur wordt voorbereid op offshore elektrolyse. Op basis daarvan zal een eerste kavelinrichting worden gemaakt. De verwachting is daarbij dat elektrolyse gecentraliseerd zal plaatsvinden, maar dat decentrale oplossingen direct bij de windturbine niet worden uitgesloten.

#### 6.3.2 De positionering van offshore waterstofproductie

*Als er op grote schaal elektrolyse komt in gebied 6/7, hoe worden de met waterstof ontsloten kavels dan gepositioneerd ten opzichte van de met elektriciteit ontsloten kavels?*

##### Kosten

De volgende overwegingen zijn, vanuit kosten perspectief, relevant voor de positionering van de waterstofkavels:

- De kosten voor kabels en leidingen schalen met de afstand en leidingen zijn goedkoper dan kabels. Vanuit dat principe is de gedachte om de nadruk in het noordelijke deel van gebied 6/7 meer op waterstofproductie te leggen dan in het zuidelijke deel.
- Wanneer waterstofleidingen langs een tracé worden geplaatst, bespaart dat kosten voor transport van waterstof binnen gebied 6/7.
- Ook clustering tot 2 GW van met waterstof ontsloten windparken tot een aansluitpunt op de hoofdleiding verlaagt de kosten van transport doormiddel van het reduceren van aansluitpunten op de hoofdleiding. Naast deze kosteneffecten, zijn ook zogeeffecten een factor voor de positionering van de waterstofkavels.

##### Zogeeffecten

Achter windturbines ontstaan onregelmatige luchtstromen met lagere windsnelheden ('zoggen') die de opbrengst van nabije benedenwinds gelegen windturbines verminderen. Deze zogeeffecten zijn het grootst rond de rated wind speed (ca. 9/10m/s) van windturbines. Daarnaast zijn de effecten groter naarmate de vermogensdichtheid van een windpark toeneemt (meer MW per km<sup>2</sup>). Deze zogeeffecten kunnen een grote rol spelen binnen windparken maar ook tussen windparken, met name als het totale oppervlak aan windparken op de Noordzee hoger wordt.

Voor gebied 6/7 spelen zogeeffecten een grote rol, omdat het een relatief groot gebied is waarin veel windparken gebouwd worden. De invloed van zogeeffecten zullen meegenomen worden in de positionering van elektrische en waterstofkavels ten opzichte van elkaar. Daarbij blijft de mogelijkheid tot systeemintegratie tussen elektrisch en waterstof ontsloten windparken een randvoorwaarde.

#### 6.3.3 Verdeling waterstof en elektriciteit over delen van gebied 6/7

*Hoe wordt waterstofproductie over het westelijke en het oostelijke deel van gebied 6/7 verdeeld?*

Gegeven de onzekerheden over de rol die waterstofproductie in gebied 6/7, moeten nog keuzes worden gemaakt over de verdeling van waterstofproductie over het westelijke en oostelijke deel van gebied 6/7. De optimale uitrol van waterstofproductie hangt daarbij nauw samen met de snelheid waarbij het gebied als geheel wordt ontwikkeld. Daarbij is het streven de systeemwaarde van waterstofproductie op zee zo veel mogelijk te benutten terwijl zo veel mogelijk rekening wordt gehouden met ander gebruik van gebied 6/7, zoals mijnbouw. De puzzel moet worden gelegd voor de fasering van de uitrol van de kavels in gebied 6/7 en landen in de tweede fase van de Routekaart en de gebieds-uitwerking. Dit alles uiteraard binnen de randvoorwaarden uit de Partiële Herziening.

#### 6.3.4 Optimale vermogensdichtheid

*Hoe bepaalt KGG de vermogensdichtheid?*

Het variëren van de vermogensdichtheid (per kavel) biedt de mogelijkheid om tot een andere balans te komen tussen de jaarlijkse energieopbrengst, de businesscase van het windpark, de ecologische impact en optimaal gebruik van ruimte. Bij de verkaveling zal gekeken worden of en in welke mate een andere vermogensdichtheid dan het vertrekpunt 10,5 MW per km<sup>2</sup> leidt tot een andere weging van deze belangen.

#### 6.3.5 Optimale overplanting

*KGG onderzoekt wat de optimale 'overplanting' is en met welke prikkels in de vergunningsverleningsprocedure die tot stand kan komen.*

Vanuit de optimale benutting van de elektrische infrastructuur onderzoekt KGG hoe in de vergunningsverleningsprocedure een prikkel opgenomen kan worden om te zorgen dat de, vanuit totale maatschappelijke kosten bezien, optimale overplanting tot stand komt.

#### 6.3.6 132 kV infield kabels

*Wordt voor gebied 6/7 overgegaan op een spanningsniveau van 132 kV voor de elektriciteitskabels binnen de windparken, en zo ja, wanneer?*

TenneT en KGG onderzoeken de mogelijkheid en de voor- en nadelen om over te gaan op 132 kV inter-array kabels van de windturbines naar het TenneT-platform. De grootste voordelen lijken te zijn dat dit fysieke ruimte creëert op het platform, de afstand vergroot waarover elektriciteit economisch rendabel binnen de kavel getransporteerd kan worden en het vermogen vergroot dat aan een kabel kan worden aangesloten. Het grootste nadeel lijkt dat het een aanpassing van de toeleveringsketen vraagt. Een beslissing hierover is van belang voor de verkaveling.



# 7.

## Indicatief Kostenbeeld

De energietransitie is een ingrijpende verandering waarbij in enkele decennia nieuwe energiebronnen en sterk uitgebreide infrastructuur tot stand moeten komen. Eén van de grote uitdagingen bij de financiering van de energietransitie is dat het toekomstige energiesysteem aanzienlijk kapitaalintensiever is dan het huidige energiesysteem, terwijl de variabele kosten juist dalen. Infrastructuur is één van de belangrijkste onderdelen van de grote investeringsopgave die de energietransitie met zich meebrengt.<sup>39</sup> Hierdoor zal de overheid een aanzienlijk grotere rol krijgen. In lijn hiermee heeft het kabinet in reactie op het IBO over de bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur besloten een maatregel uit te werken waardoor de kapitaalslasten voor de investeringen in het net meer over de tijd te verspreid kunnen worden, bijvoorbeeld middels een amortisatieaccount.<sup>40</sup>

Omdat het WIN geen plan is waarin financiële besluiten worden genomen is het detailniveau van dit hoofdstuk beperkt. Gedetailleerde ramingen zullen volgen in de reguliere besluitvormingsprocessen van de Rijksoverheid. In dit hoofdstuk wordt een beeld geschetst van de beoogde kosten voor de uitrol van de infrastructuur voor windenergie op zee. Er worden op hoofdlijnen schattingen gegeven van toekomstige kosten voor elektrische - en waterstofinfrastructuur. Beide dienen een eigen rol in het energiesysteem zoals beschreven in hoofdstuk 2.

Verder staat waterstofproductie op zee nog in de kinderschoenen. Hierdoor zijn de kosten voor waterstof(infrastructuur) nog minder precies in te schatten. Tot slot moeten de kosten van infrastructuur in samenhang met de kosten voor overige delen van de keten worden gezien. Bij elektriciteit vormen de kosten voor infrastructuur een groot deel van de totale kosten van de keten. Maar elektriciteit kan direct ingezet worden en er zijn relatief weinig verliezen. Transport van waterstof is per eenheid energie aanzienlijk goedkoper dan transport van elektriciteit. Maar voor waterstof is eerst omzetting (elektrolyse) nodig, wat extra energieverlies en kosten met zich meebrengt.

<sup>39</sup> Quintel, TNO & InvestNL (2024) (FIT).

<sup>40</sup> Kamerstuk:29023-567 - [Kabinetsreactie op IBO-rapport Bekostiging van de Elektriciteitsinfrastructuur](#).



## 7.1 Elektrische infrastructuur

In deze paragraaf worden de beoogde investeringskosten weergegeven voor de elektrische infrastructuur van windenergie op zee. Daarnaast zijn er ook kosten die TenneT maakt voor het net op zee die niet direct in de investering zitten zoals rente op geleend kapitaal, onderhoud en netverliezen.

- TenneT geeft aan dat de investeringskosten voor de infrastructuur in het nog aan te wijzen windenergiegebied 6/7 worden geschat op 4 tot 6 miljard euro per kavel van 2 GW. Dit zijn de totale investeringskosten voor een net op zee. Een net op zee betekent een zogenoemde stekkerdoos op zee (een HVDC-platform), de elektriciteitskabels van land naar het platform en het landstation.
- De uiteindelijke totale investeringskosten voor een net op zee zullen afhankelijk zijn van o.a. marktomstandigheden, de definitieve kabelroute en de locatie van het landstation. Windparken verder weg op zee zijn in de regel duurder dan windparken dicht bij de kust. Dit zijn kosten die TenneT maakt en doorrekent in de nettarieven.
- De kapitaalkosten voor nieuwe infrastructuur die nodig zijn voor de ontsluiting van energie uit windparken op zee kennen volgens het huidige methodebesluit van de ACM een afschrijvingstermijn van 30 jaar. De levensduur is tussen de 30-50 jaar.
- Uitgaande van de onderkant van de bandbreedte (ca. 30 GW) voor elektrisch ontsloten windparken moet er na de Routekaart 21 GW ca. 10 GW bijkomen met investeringskosten van ca. 40-60 miljard. Met een afschrijving van 30 jaar betekent dit ca. 1,3 tot 2 miljard per jaar. Uitgaande van de bovenkant van de bandbreedte (40 GW voor elektriciteit) is de afschrijving tussen de 2,6-4 miljard per jaar.
- Ter vergelijking, in 2023 werd zo'n 83% van de primaire energievraag ingevuld met fossiele energiedragers.<sup>41</sup> De import van deze energiebronnen gaat gepaard met een aanzienlijke jaarlijkse importrekening, waarbij het overgrote deel van de energie geïmporteerd uit landen buiten Europa en deze uitgaven dus wegvloeien uit de Nederlandse en Europese economie.

In het WIN is gekozen voor een gefaseerde uitrol van toekomstige windparken op zee. De volgende financiële afwegingen horen bij deze beleidsmatige overweging:

- Doordat gekozen wordt om de uitrol van windenergie op zee in fases te doen, wordt het risico op te veel of te weinig infrastructuur verminderd. Desondanks bestaat de kans dat er infrastructuur gebouwd wordt voordat de vraag naar energie er is. Deels is dit nodig om de kip-ei problematiek van vraag-en aanbodontwikkeling te doorbreken. Vanuit het NPE is de koers gekozen om tijdig infrastructuur te realiseren, omdat afschalen makkelijker is dan opschalen gezien de doorlooptijd van infrastructuur van ca. 10 jaar. Op deze manier kan de Nederlandse industrie op tijd verduurzamen.
- Wanneer een platform van TenneT te vroeg wordt gerealiseerd moet deze op zee worden geplaatst en al worden onderhouden. TenneT onderzoekt in het kader van het Actieplan Windenergie op Zee welke kosten hier mogelijk aan verbonden zijn. Dit hangt zeer nauw samen met de locatie. Zodra meerdere platformen gerealiseerd worden die nog niet in gebruik zijn voor meerdere jaren kunnen de kosten oplopen. Het annuleren van reeds gealloceerde en/of afgeroepen platformen brengt ook significante kosten met zich mee.
- Tegelijkertijd zal ook in de situatie dat er (tijdelijk) te veel infrastructuurcapaciteit gerealiseerd is -ten opzichte van het elektrificatietempo in de economie- moeten worden afgewogen of het desondanks doorzetten van wind op zee tenders wenselijker is. Immers, kan het creëren van een sterk overaanbod van hernieuwbaar aanbod in de markt ook werken als prikkel voor investeringen in elektrificatie aan de vraagzijde. Echter, kan dit ook significante maatschappelijke kosten met zich meebrengen. Zo kan extra overaanbod van windenergie op zee leiden tot hogere redispatchkosten voor de netbeheerders en tot hogere subsidiekosten voor met de SDE++ gestimuleerde projecten voor hernieuwbaar op land, door lagere gemiddelde elektriciteitsprijzen. Daarom zal bij tijdelijke mismatch tussen aanbodbehoefte en aangelegde infra telkens de afweging gemaakt moeten worden, welke oplossing tot de laagste kosten leidt en daarnaast het beste de continuïteit van de uitrol behoudt.

<sup>41</sup> CBS – Energiebalans.

### 7.1.1 Garantstelling aan TenneT door de overheid

Investeringen in de energie-infrastructuur zijn cruciaal voor de economie en het slagen van de energietransitie. De manier waarop we energie omzetten en opwekken verandert. Zo bouwt Nederland bijvoorbeeld steeds meer windparken op zee en heeft het kabinet in het Hoofdlijnenakkoord zijn ambitie ten aanzien van nieuwe kerncentrales geformuleerd. Daarom voert TenneT een groot investeringsprogramma uit.

TenneT NL opereert in een gereguleerde markt waar de maximumtarieven worden vastgesteld door de toezichthouder, de Autoriteit Consument en Markt. De infrastructuur waarin TenneT investeert, heeft over het algemeen een levensduur van tientallen jaren. De door de toezichthouder vastgestelde tarieven stellen TenneT in staat de kosten van nieuwe investeringen gespreid over de gehele levensduur van de betreffende investeringen terug te verdienen. Door de energietransitie is er echter nu een piek aan investeringen. TenneT NL heeft hierdoor de komende jaren een financieringsbehoefte. In beginsel vult TenneT NL deze financieringsbehoefte in met vreemd vermogen (schuld). Om deze schuld aan te kunnen trekken heeft TenneT NL een solide kredietwaardigheid nodig.

Zoals per brief aan de Kamer gecommuniceerd is het ministerie van Financiën voornemens om de kapitaalbehoefte van TenneT met een instellingsgarantie vanuit de overheid af te dekken.<sup>42</sup> Op die manier benut TenneT een hogere kredietwaardigheid, waarmee het tegen lagere kosten kan lenen op de kapitaalmarkt. Het voordeel hiervan komt ten gunste bij de Rijksoverheid terecht via een garantiepremie. Deze systematiek kan ook de komende jaren worden gebruikt om TenneT te voorzien van de benodigde middelen. Daarbij wordt de Kamer steeds bij de Voorjaarsnota geïnformeerd over de voorgenomen investeringen waar de Rijksoverheid garant voor staat.

### 7.1.2 Vermogensdichtheid van windparken

Hoewel de windparken niet direct onderdeel zijn van de transportinfrastructuur is er mogelijk een link met de uitrol daarvan. De vermogensdichtheid van een windpark heeft grote invloed op de businesscase van een windpark. Wanneer turbines verder uit elkaar staan en er dus meer ruimte nodig is, wordt de opbrengst per turbine hoger met mogelijk positieve effecten op de businesscase. Wanneer een lagere vermogensdichtheid voorgeschreven wordt, ontstaat de mogelijkheid om via een financieel bod inkomsten te genereren die bijvoorbeeld gealloceerd kunnen worden aan infrastructuurkosten. Op het moment van schrijven van het WIN staat de businesscase van windparken dusdanig onder druk dat een financieel bod zeer onwaarschijnlijk is op korte termijn. Voor de windparken die in de jaren '30 worden gerealiseerd, zou dit wel weer een mogelijkheid kunnen worden. Een lagere vermogensdichtheid betekent dat of minder energie opgewekt kan worden, of dat meer ruimte nodig is. Ruimte die bijzonder schaars is op de Noordzee. Zoals aangegeven in hoofdstuk 6 moet voor de toekomst nog een beslissing worden genomen over de optimale vermogensdichtheid.

## 7.2 Waterstofinfrastructuur

- De ontwikkeling van een waterstofinfrastructuur op zee bevindt zich in een vroeg stadium. Daarom zijn schattingen van te verwachten kosten nog met grote onzekerheid omgeven. Dat komt mede doordat het tracé van de leiding nog niet is vastgesteld en het ook nog onduidelijk is wat de verhouding gaat zijn tussen hergebruikte en nieuwe leidingen. Bij hergebruik is bovendien nog niet bekend wat de kosten gaan zijn om leidingen onderdeel te maken van het waterstofnetwerk.
- Gasunie heeft ten behoeve van een aanvraag door het ministerie van KGG bij het Klimaatfonds een eerste kostenraming opgesteld. De onzekerheidsmarge in de geraamde investeringskosten is -50%/+100%. De geraamde CAPEX is 3,2 miljard euro voor een leiding die via windgebied Ten Noorden van de Wadden naar zoekgebied 6/7 gaat. Afhankelijk van de te kiezen subsidie-methodiek, is het benodigde subsidiebudget ongeveer gelijk aan dat bedrag. Voor een leiding die alleen naar windgebied TNW gaat, maar wel genoeg capaciteit heeft voor projecten die volgen in zoekgebied 6/7, is de geraamde initiële CAPEX 1,2 miljard.

<sup>42</sup> Structurele oplossingen TenneT Nederland en TenneT Duitsland, [https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven\\_regering/detail?id=2025Z07817&did=2025D17670](https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2025Z07817&did=2025D17670), bijlage: Toetsingskader instellingsgarantie TenneT Nederland, 17 april 2025.

- Gasunie is in 2024 gestart met de projectontwikkeling. In 2026 is er naar verwachting beter zicht op de kosten van verschillende leiding-concepten op basis waarvan vervolgens een keuze kan worden gemaakt. De kostenraming zal door de tijd heen steeds robuuster worden.
- Vanwege de grote onzekerheden over kosten en volumes zijn ook de kosten per eenheid geproduceerde waterstof nog onduidelijk. De verwachting is dat er substantieel volume zal moeten worden aangesloten om tot een betaalbaar kostendekkend tarief te komen.
- De kosten voor offshore waterstofopslag ten opzichte van onshore waterstofopslag zullen ongeveer 1,5 tot 2,5 zo hoog zijn.<sup>43</sup> Daarom worden binnen het WIN nog geen plannen uitgewerkt voor opslag van waterstof in zoutcavernes op zee.

<sup>43</sup> EBN & TNO(2022), [Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag](#).



# 8.

## Besluitenagenda 2040

De besluitenagenda -weergegeven in alinea 8.3- geeft een overzicht van de besluiten die genomen moeten worden om de infrastructuur voor windenergie op zee tot stand te laten komen voor de periode 2032-2040. De besluiten in dit hoofdstuk dienen als leidraad voor het ministerie van Klimaat en Groene Groei om tijdig besluiten te agenderen. In dit hoofdstuk worden de besluiten samengebracht die geïdentificeerd zijn in de voorgaande hoofdstukken van het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee (WIN). Vervolgens wordt aangegeven welke beleidsinstrumenten de Rijksoverheid moet inzetten om tot uitvoering te komen van de besluiten, bijvoorbeeld door een aanpassing van het ontwikkelkader of de Energiewet, opname in de Routekaart windenergie op zee of door het voorleggen van een besluit via de reguliere besluitvormingstrajecten. Hoe dit precies zit staat aangegeven in de tabel 8.3 bij de kolom beleidsinstrument. Sommige besluiten worden in dit plan zelf al genomen, dat staat dan aangegeven in de tabel. Andere beslissingen worden later genomen op basis van nieuwe inzichten uit beleids-trajecten van de Rijksoverheid. Het niet of te laat nemen van een besluit zal waarschijnlijk leiden tot het niet of pas later realiseren van de infrastructuur die nodig is voor de bouw van windparken op zee en heeft impact op het ambitieniveau voor windenergie op zee.

Het WIN kiest voor fasering als strategie. Deze gefaseerde aanpak is gekozen om risico's zo veel als mogelijk te beperken zodat infrastructuur tijdig wordt aangelegd tegen de laagst mogelijke maatschappelijke kosten. Op deze manier worden er wel tijdig beslissingen genomen over infrastructuur waar doorgaans lange doorlooptijden (ca. 10 jaar) voor gelden. Er blijft daarmee altijd een risico bestaan dat er infrastructuur te vroeg of te laat wordt aangelegd. De besluitenagenda richt zich primair op de besluiten die genomen moeten worden door de Rijksoverheid, zodat andere partijen zoals de netbeheerder (TenneT), de (beoogd) waterstofnetwerkbeheerder op zee (Gasunie), de toezichthouder (ACM) en marktpartijen in staat worden gesteld om tot realisatie te komen van infrastructuur, dan wel de marktvoorwaarden en regelgeving tijdig tot stand weten te brengen.

Tenslotte is in dit hoofdstuk getracht om binnen de onzekerheden die er zijn rondom de lange termijnplanning en de verdere uitrol van windenergie op zee een solide basis te bieden voor toekomstige besluitvorming. Er is gekeken naar alle grote thema's en invalshoeken die van invloed kunnen zijn op het ambitieniveau voor windenergie op zee en op het besluitvormingstraject. De besluiten die genomen moeten worden zijn in beeld gebracht en in de tijd gezet. Het kan echter zijn dat door nieuwe inzichten de daadwerkelijke besluitvorming kan afwijken van de voorgestelde tijdlijn. Het is daarom belangrijk om te blijven monitoren en waar nodig het plan te herijken. Dat wordt in de besluitenagenda gedaan aan de hand van een herijkingsmoment.

## 8.1 Relatie met de planning van andere Rijksprogramma's

De besluitenagenda hangt nauw samen met en is soms afhankelijk van de uitkomsten van andere Rijksprogramma's, beleidstrajecten en projecten waarvan sommige parallel uitgevoerd worden en een aantal een ander tijdsplan kennen. Om de relatie en de afhankelijkheden in beeld te brengen zijn hieronder op hoofdlijnen een aantal afhankelijkheden uiteengezet. In de besluitenagenda wordt rekening gehouden met deze afhankelijkheden door bepaalde besluiten in de tijd te zetten zodat deze genomen kunnen worden op basis van nieuwe inzichten en (on)mogelijkheden die voortkomen uit andere trajecten.

### Planning Rijksprogramma's, beleidsontwikkelingen projecten op hoofdlijnen

Programma's, beleid, projecten	Planning	Relatie
<b>Nationale visie ondergrondse waterstofopslag</b>	Medio 2025	Deze visie zal een beeld schetsen voor de mogelijkheden en realisatie voor waterstofopslag op land en zee, hetgeen een relatie heeft met de uitrol van windenergie op zee.
<b>Klimaat en Energienota</b>	Eind 2025	Herijking van de windenergie op zee doelen voor 2040.
<b>Actieplan windenergie op zee</b>	September 2025	Maatregelen om het investeringsklimaat voor windenergie op zee en elektrificatie door afnemers te verbeteren.
<b>Partiele herziening (PH) van het programma Noordzee 2022-2027</b>	Eind 2025	De resultaten van de PH zijn noodzakelijk om te weten welke windenergiegebieden worden aangewezen en hoeveel ruimte er wordt gereserveerd voor windenergie op zee. Dit is nodig om de volgende fase van de routekaart windenergie op zee te starten en het ontwikkelkader aan te passen.
<b>Routekaart Windenergie op zee</b>	Eind 2025	De Routekaart is vervolgstap op het WIN en de Partiele Herziening. De Routekaart is nodig om de gebieden te gaan verkavelen en tenders te ontwikkelen voor de nieuwe windenergiegebieden. De routekaart wordt gevolgd door een ontwikkelkader in 2026 waarin TenneT opdracht krijgt het betreffende windpark aan te sluiten.
<b>Aanlandingen: Programma Verbindingen Aanlandingen Wind Op Zee (pVAWOZ)</b>  (PAWOZ-Eemshaven & Onderzoekstraject naar diepe aanlandingen vullen PAWOZ aan)	Eind 2026	Het aantal elektrische aanlandingen dat mogelijk is, is noodzakelijke kennis voor de invulling van het ambitieniveau en de inkoop van infrastructuur door TenneT. Minder aanlandmogelijkheden heeft direct impact op de windenergie op zee ambitie. Mitigerende maatregelen zijn fasering waar eerst wordt ingezet op de inkoop t.b.v. de onderkant bandbreedte (30 GW) en op onderzoek naar diepe aanlanding.
<b>Nationaal Plan Energiesysteem (herijking)</b>	2028	Herijking van het NPE is nodig om de benodigde hoeveelheid en snelheid van de uitrol van windenergie op zee voor eind jaren '30' te bepalen. Actualisatie van delen van het NPE –waaronder windenergie- is voorzien in 2026.
<b>Programma Noordzee 2028-2033</b>	2028	Het volgende programma Noordzee is noodzakelijk voor het aanwijzen van de gebieden na 2038 en de infrastructuur die dan nodig is. Noodzakelijk voor de verdere windenergie op zee uitrol.
<b>Verduurzaming Industrie</b>	2030	De inzichten over de vraagontwikkeling naar elektriciteit en in Nederland geproduceerde hernieuwbare waterstof komen begin jaren '30. Dat is te laat om de infrastructuur voor de periode 2032-2040 te plannen. De uitkomsten van de maatwerkafspraken komen eind 2025, maar geven een onvolledig beeld. Fasering in de uitrol is een mitigerende maatregel die in het WIN genomen wordt, maar dekt het risico niet volledig.

## 8.2 Besluitenagenda

### H3 Beleidsinzet ambitieniveau en aanpak uitrol richting 2040

Besluit	Instrument	Toelichting	Moment
<b>KGG: Besluiten die een relatie hebben met het ambitieniveau voor windenergie op zee</b>	WIN	In het WIN is uitgegaan van NPE-streefdoelen waarbij sturen op maximale ontwikkeling van aanbod (E/H <sub>2</sub> ) en infrastructuur de drijfveer is geweest. Een mogelijke herijking van het streefdoel zal plaatsvinden bij de Klimaat en Energienota in 2025. De besluitvorming is daarom gefaseerd opgebouwd. Een eerste stap is om te sturen op minimaal de onderkant van de bandbreedte (ca 30 GW elektrisch) die uit alle energiesysteemstudies als ondergrens wordt gezien. Voor waterstofproductie op zee is eveneens een gefaseerd uitrolpad voorzien waarbij eerst onderzoeks- en demonstratieprojecten ontwikkeld worden. Tegelijkertijd worden de voorbereidingen getroffen voor grootschalige productie en transport op zee, maar het besluit daarover wordt pas later genomen.	Q2 2025
	Klimaat & Energienota 2025	Herijking van het ambitieniveau windenergie op zee.	Q3 2025
	Actualisatie NPE	Vooruitlopend op de formele herijkingscyclus van het NPE is een actualisatie gepland om vanuit het bredere energiesysteem te kijken naar de laatste ontwikkelingen op o.a. het gebied van vraag, aanbod en techniek.	Eind 2026
	NPE & Routekaart windenergie op zee	Er is een besluit nodig over de verdere benodigde uitrol van windenergie op zee. De nadruk ligt op het benodigde aantal GW boven op de ca 30 GW van de onderkant van de bandbreedte. Op basis van de herijking bij de Klimaat en Energienota en de daaropvolgende analyse van de NPE-actualisatie kiest KGG hoeveel windenergie op zee aanvullend nodig is. Dat wordt jaarlijks gedaan.	Jaarlijks vanaf voorjaar 2027 tot 2030
<b>KGG: Besluit over het ambitieniveau waterstofproductie op zee</b>	Klimaat en Energienota 2025	Besluit over de uitrolstrategie voor waterstofproductie op zee. De voorgestelde lijn in het WIN is om eerst in te zetten op besluiten die nodig zijn voor de realisatie van de onderkant van de bandbreedte voor de verwachte benodigde elektronen (30-40 GW in 2040). Het WIN bevat geen bandbreedte voor waterstofproductie. Het kabinet neemt in de Klimaat & Energienota een besluit over het ontwikkelings- en uitrolpad van waterstofproductie op zee.	Q2 2025
<b>KGG: Besluiten over het aanbrengen van fasering van de uitrol van windparken</b>	WIN	KGG besluit met het WIN om de routekaart en het ontwikkelkader windenergie op zee te voorzien van een adaptief karakter middels fasering. De infrastructuur wordt gefaseerd in opdracht gegeven en uitgerold zodat er kan worden bijgestuurd op basis van nieuwe inzichten in o.a. de vraagontwikkeling. Dat betekent dat er tijdens de verschillende fases ook minder, of in enkele gevallen meer, infrastructuur (HVDC-platformen) kan worden afgeroepen.	Q2 2025
	Routekaart windenergie op zee	Voor de periode tussen de huidige routekaart voor 21 GW en de volgende fase wordt in 2033-2034 2 GW gerealiseerd d.m.v. windenergiegebied DDW II. Daarnaast staat de realisatie van waterstofdemonstratieproject 1 gepland voor begin jaren '30. De definitieve beslissing daarvoor is nog niet genomen.	Reeds genomen/ VJN 25'
	Reguliere besluitvorming	Beslissing over 0 of 2 GW additionele elektrisch te ontsluiten windparken te realiseren in 2036.	2026
	Reguliere besluitvorming	Realisatie van 2-4 GW elektrisch te ontsluiten windparken per jaar in de periode 2037-2040 Ntb of ontsluiting middels waterstofproductie zal plaatsvinden op basis van vraagontwikkeling en betaalbaarheid. K&E nota 2025, en actualisatie NPE 2026 schetsen hiervoor een ontwikkelpad.	Jaarlijks te beslissing van 2027 - 2030

H4 Elektrische Infrastructuur			
Besluit	Instrument	Toelichting	Moment
<b>KGG: Besluit om extra (diepe) aanlandingen te onderzoeken</b>	Onderzoek diepe aanlanding	Om het aantal aanlandingen op minimaal 10 kabels van 2 GW uit te laten komen en om betere systeemintegratie landinwaarts te realiseren is een onderzoek gestart naar meer diepe aanlandmogelijkheden. Een voorverkenning is gestart en loopt tot Q1 2026.	Reeds genomen begin 25'
<b>KGG: Besluit over de strategie voor de inkoop van HVDC-platformen</b>	Ontwikkeldkader	Keuze over de te volgen inkoopstrategie voor de benodigde elektrische infrastructuur zoals de 2 GW HVDC-platformen inclusief kabels en landstations wordt bepaald bij de ontwikkeling van de Routekaart windenergie op zee en wordt vervolgens opgenomen in het ontwikkelkader als opdracht aan TenneT.	Vanaf medio 2026
<b>ACM: Stelt tarieven vast voor transport (elektriciteit)</b>	Tariefherijking ACM	ACM stelt tarieven vast voor transport en aansluiting van nieuwe en respectievelijk voor aangesloten gebruikers met mogelijk introductie van producententarieven.	Uiterlijk begin 2026
<b>KGG: Besluit over technische specificaties platformen.</b>	Ontwikkeldkader	De keuze om de interface tussen de HVDC-platformen en het windpark technisch door te ontwikkelen en gereed te maken voor 132kV moet gemaakt worden. Dit is nodig voor efficiënter inzetten van kabels (kostenreductie en ruimtebesparing) in het windpark en om grootschalig (500MW) waterstofproductie mogelijk te maken.  Voor de eerste fase van de routekaart blijft 66kV de standaard voor het platform, vanwege beperkte leveringsmogelijkheden in de windturbine toeleveringsketen. In ieder geval voor het eerste project na DDW2. Voor het daaropvolgende project wordt gekeken wanneer 132kV kan worden doorgevoerd als nieuwe standaard.	Uiterlijk begin 2027 na actualisatie NPE
H4 Elektrische Interconnectie			
Besluit	Instrument	Toelichting	Moment
<b>KGG: Ontwikkelt beoordelingskader interconnectie</b>	WIN	In het WIN wordt een beoordelingskader vormgegeven om interconnectoren te beoordelen op sociaal maatschappelijke criteria.	Q2 2025
<b>TenneT: Identificeert kansrijke (hybride) interconnectoren</b>	Onderzoek/analyse interconnectoren	TenneT zal onderzoeken welke hybride interconnectoren kansrijk zijn op basis van de leidraad voor interconnectoren en een analyse maken over welke kavels opportuun zijn voor de ontwikkeling van hybride interconnectoren.	Eind 2025
<b>KGG/ACM: besluit tot instellen OBZ</b>	Reguliere besluitvorming	Offshore biedzone (OBZ) in stellen voor LionLink.	Q1 2026
<b>KGG: Besluit om MoU's met prioritaire buurlanden op te stellen</b>	North Sea Summit Hamburg	Sluit memorandum van overeenstemming (MoU) af (of maak anderszins afspraken/intentieverklaringen met buurlanden) als basis voor de verdere ontwikkeling van (hybride) interconnectoren.	Januari 2026 en mogelijk later nog meer
<b>TenneT: Ontwikkelt DCCB</b>	Doorontwikkeling 2 GW programma	TenneT ontwikkelt de techniek voor een offshore DC-circuit breaker die nodig is om interconnectoren tussen landen die allebei onderdeel zijn van de Europese markt (met meer dan 2 GW) kan uitschakelen bij een storing. Deze is nodig voor een offshore verbinding met landen die onderdeel zijn van de Europese markt. Een besluit over de toepassing van de DCCB bij een interconnector volgt ca 10 jaar voor realisatie.	Naar verwachting in 2040 beschikbaar op zee

H5 Offshore waterstofproductie, transport en opslag			
Actie	Instrument	Toelichting	Moment
<b>KGG: Visie opstellen over waterstofopslag op land en op zee</b>	Visie ondergrondse waterstofopslag	KGG stelt integrale visie voor ondergrondse waterstofopslag op, waarin o.a. de noodzaak van waterstofopslag op zee wordt bepaald en bekeken in bredere context.	Medio 2025
<b>KGG (in afstemming met Gasunie): kiest gewenste specificaties/ traject leiding</b>	Omgevingswet	In een projectprocedure wordt de inpassing van de leiding onderzocht. Binnen deze procedure vindt een afweging plaats over het voorkeursalternatief van het traject en worden de specificaties van de leiding vastgelegd. De keuze om procedure in 2025 of later te starten moet dit jaar worden gemaakt.	In tweede helft van 2025
<b>KGG: Besluit over waterstof demonstratieprojecten op zee</b>	Klimaat & Energie-nota 2025	De daadwerkelijke keuzes over de rol die waterstofproductie op zee zal spelen, zal worden geschetst in de Klimaat en Energienota en verder worden uitgewerkt in de actualisatie van het NPE. Het pauzeren van de demonstratieprojecten is daar onderdeel van.	Q3 2025
<b>KGG: Besluit of Gasunie doorgaat met ontwikkeling van het waterstofnetwerk + financiering</b>	Reguliere besluitvorming	Gasunie voert een Dienst van Algemeen Belang (DAEB) uit gericht op de ontwikkelingsfase van een waterstofleiding. Daarvoor ontvangt Gasunie subsidie. Voor aanvullende subsidie voor de ontwikkeling en daarna aanleg en beheer zijn besluiten nodig. Het exacte moment voor besluitvorming over de rol van waterstof op zee is nog niet duidelijk. De K&E nota 2025 is daarvoor een belangrijk moment. De actualisatie (in 26'), en de meer uitgebreide herijking van het NPE (in 28') zullen daarna meer inzicht in geven.	Op zijn vroegst in 2026
<b>KGG: Besluit over voorwaarden aanwijzing netbeheerder en over de invulling van deze rol.</b>	Energiewet	Aanpassing in Energiewet zodat Gasunie formeel als waterstofnetwerkbeheerder op zee (HNO) kan worden aangewezen. Duiden van rol en verantwoordelijkheden op het gebied van transport en compressie zijn daar onderdeel van.	2026
<b>KGG: Besluit ruimtelijke reserveringen te maken t.b.v. waterstofopslag</b>	Programma Noord-zee 2028-2033	Besluit over ruimtelijke reserveringen buiten gebied 6/7 voor waterstofopslag op basis van de laatste inzichten.	Eind 2027
<b>KGG: onderzoekt waterstofopslag op zee</b>	Beleidsonderzoek	Technisch, geologisch en economische onderzoek naar waterstofopslag in lege gasvelden en zoutcavernes op zee met als resultaat: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Systeemontwerp opslag</li> <li>• Voorkeurs gasvelden</li> <li>• Voorkeurs zout structuren</li> <li>• Interactie transportleiding</li> </ul>	2028
<b>ACM: Stelt tarieven vast voor transport</b>	Regelgeving vanuit ACM	Vaststelling methode voor berekening tarieven voor het waterstofnetwerk op zee.	2029-2031

### H6 Principes voor verkaveling relevant voor het ontwerp van de infrastructuur

Actie	Instrument	Toelichting	Moment
<b>KGG: Besluit over de Positionering van waterstofkavel</b>	Routekaart wind-energie op zee	Als er op grote schaal elektrolyse komt in gebied 6/7 moet een besluit genomen worden waar (in gebied 6/7) en hoe de met waterstof ontsloten kavels dan gepositioneerd worden (ten opzichte van de met elektriciteit ontsloten kavels).	Begin 2026
<b>KGG: Besluit om kavels aan te wijzen voor interconnectoren</b>	Routekaart & verkavelings-procedure	Er moet rekening gehouden worden met de benodigde kabelroutes voor hybride interconnectoren. Dit moet worden afgewogen tegen andere ruimtelijke ontwikkelingen.	Begin 2026
<b>KGG: Besluit over de uitvraag van elektrolyse en de indeling van waterstofkavels</b>	Kavelbesluit	Als er op grote schaal elektrolyse komt in gebied 6/7 moet een besluit genomen worden over hoe offshore elektrolyse aan de markt wordt uitgevraagd en wat de daarmee corresponderende kavelgrootte is.	2026
<b>KGG: Besluit over de vermogensdichtheid</b>	Kavelbesluit	Bij de verkaveling van windparken moet een besluit genomen worden over de optimale vermogensdichtheid. Daarbij moet een balans gevonden worden tussen meest efficiënt ruimtegebruik, de energieopbrengst en de businesscase van wind op zee.	vanaf 2026
<b>KGG: Besluit over de optimale overplanting</b>	Kavelbesluit	Bij de verkaveling van windparken is een besluit nodig over de optimale overplanting en over welke prikkels nodig zijn om deze tot stand te laten komen in de vergunningsverleningsprocedure.	vanaf 2026



# Bijlage 1- Analyse rol van windenergie op zee in het energiesysteem

Dit hoofdstuk gaat in op de bestaande kennis die er is over de behoefte aan windenergie op zee op de Nederlandse Noordzee. Hierbij worden eerst algemene begrippen en concepten toegelicht. Vervolgens wordt ingegaan op de bandbreedte door de behoefte aan windenergie op zee die uit verschillende studies naar voren komt en de factoren waar die hierop van invloed zijn. Ten slotte gaan we dieper in op de behoefte aan systeemintegratie die ontstaat bij een hoog aandeel van hernieuwbare bronnen in de elektriciteitssector en de rol die elektrolyse en andere flexibiliteitstechnieken daarin spelen.

## Behoeftte aan windenergie op zee: gigawattten, terawatturen en vierkante kilometers

In discussies en documenten rondom ambities voor windenergie op zee komen verschillende dimensies aan de orde. Vaak wordt gesproken over de voorgenomen te realiseren productiecapaciteit in GW. Vanuit het energiesysteem zijn de energieopbrengsten in TWh relevant en voor het hele verdelingsvraagstuk rondom ruimtelijke reserveringen is de oppervlakte die nodig is voor de windparken op zee de belangrijkste parameter. Uiteindelijk zijn alle drie de dimensies relevant voor het formuleren van het ambitieniveau voor windenergie op zee en de drie dimensies beïnvloeden elkaar ook onderling. In dit hoofdstuk wordt de capaciteitsbehoefte waar mogelijk in TWh en GW uitgedrukt.

Uiteindelijk is de behoefte aan energie (in TWh), met name in de vorm van elektriciteit de belangrijkste drijvende kracht achter de ambities voor productiecapaciteiten (GWs) voor windenergie op zee. Deze vertaling gebeurt op basis van de capaciteitsfactor, namelijk hoeveel output levert een windpark per windturbine en hoeveel levert dan een windpark als geheel per totale hoeveelheid opgesteld vermogen. Dit wordt beïnvloed door een aantal technische aspecten (tiphoogte van de turbines en oppervlakte van de rotor), de dichtheid van turbines binnen een windpark en zogeeffecten (hieronder verder toegelicht). Naast puur het volume aan elektriciteit dat door windparken geleverd wordt is ook zeer relevant wanneer dit volume geleverd wordt, aangezien de waarde van de geproduceerde elektriciteit sterk van het moment afhangt. Dit betekent dat sommige productieprofielen meer economische waarde opleveren dan andere bij dezelfde totale energieopbrengst. Het productieprofiel kan worden beïnvloed door de ligging en indeling van het windpark, en de configuraties van de windturbines zelf.

Wanneer windturbines in een windpark relatief dicht op elkaar staan kunnen de windturbines elkaars opbrengst negatief beïnvloeden. Deze zogeheten zogeeffecten kunnen ervoor zorgen dat een windpark bij eenzelfde hoeveelheid geïnstalleerde capaciteit een lagere energieopbrengst heeft. Dit betekent dat voor de invulling van *dezelfde energiebehoefte* een groter oppervlak nodig is om deze energie op te wekken. Dit effect neemt toe naarmate de dichtheid van de windparken vergoot wordt. Bij hoge windparkdichtheden op de Noordzee kunnen zogeeffecten tot significante opbrengstverminderingen leiden, in de ordegrrootte van 10-30%. In de volgende paragraaf is een verdiepende analyse van TNO opgenomen wat een sterke verlaging van de vollasturen van windparken op zee door zogeeffecten betekent voor de optimale energiemix.

Het ruimtelijk beslag van de windparken op zee wordt bepaald door de dichtheid van het windpark. Wanneer gekozen wordt voor een hogere dichtheid is de benodigde hoeveelheid ruimte per GW lager maar neemt de energieopbrengst per geïnstalleerde GW aan vermogen wel af. Hiermee heeft de vermogensdichtheid dus enerzijds invloed op de totale energieopbrengst voor een voorgenomen hoeveelheid GWs opwekcapaciteit en anderzijds ook op de business case voor windparken op zee. Hierbij speelt ook nog een rol dat zogeeffecten sterker zijn op momenten met lagere windsnelheden, wat het negatieve effect op de business case versterkt omdat juist dit vaak momenten met relatief hoge elektriciteitsprijzen zijn.





Op turbine-niveau kan de vermogensdichtheid vergroot worden door gebruik te maken van een grotere rotor. Dit levert echter weer een afruil op met ecologische impact, aangezien een grotere rotor de kans op botsingen met vogels vergroot. Afspraken voor het reserveren van ruimte voor windenergie op de Noordzee worden vastgelegd in het Programma Noordzee. Op dit moment wordt gewerkt aan de Partiële Herziening van het Programma Noordzee, waarin wordt verkend of en waar ruimte kan worden aangewezen voor nieuwe windenergiegebieden op zee. Deze herziening, die nog moet worden vastgesteld, maakt mogelijk doorgroei naar een capaciteit van circa 39 tot 41 GW windenergie op zee, uitgaande van een vermogensdichtheid van 10,5 MW per vierkante kilometer. Om eind jaren '30 door te kunnen groeien richting de bovenkant van de bandbreedte is aanvullende ruimte nodig in het volgende Programma Noordzee. Bij deze ruimtelijke reserveringen is het dus van belang om ervoor te zorgen dat er voldoende ruimte wordt gereserveerd per windpark zodat de dichtheid van de windparken niet te hoog wordt en zogeeffekten zoveel mogelijk beperkt worden.

### Duiding bandbreedte<sup>44</sup> behoefte windenergie op zee

Zoals aangegeven in het NPE is windenergie op zee het werkpaard in het nieuwe energiesysteem met elektriciteit als "ruggengraat", wat betekent dat een sterke groei van de hoeveelheid windparken op zee hoe dan ook noodzakelijk is. Hoe snel windenergie op zee precies door moet groeien en hoeveel er exact nodig is in 2040 en 2050 is echter onzeker. Tabel 1 hieronder toont de belangrijkste factoren die de behoefte aan wind op zee kunnen vergroten of verkleinen en deze factoren worden in het vervolg van deze paragraaf verder toegelicht.

Tabel 1 – Factoren die van invloed zijn op de behoefte aan windenergie op zee

Factor van invloed	factoren die behoefte vergroten	factoren die behoefte verminderen
<b>Samenstelling aanbodmix</b>	Beperkingen in beschikbaarheid andere technieken voor elektriciteitsaanbod, met name zon-PV en in mindere mate kernenergie	Grotere beschikbaarheid van andere technieken, verhoogde inzet op kernenergie (bijv. SMRs), dit speelt waarschijnlijk pas na 2040.
<b>Ontwikkeling binnenlandse vraag naar elektriciteit en waterstof</b>	Hoge directe en indirecte vraag naar elektriciteit (elektriciteitsinput voor elektrolyse), oftewel elektriciteit en waterstofvraag. Dit gaat ook samen met een relatief grote energievraag in de industrie i.c.m. snelle elektrificatie en overstap op hernieuwbare waterstof. Beschikbaarheid van betaalbare flexibiliteitsoplossingen, waaronder energieopslag.	Lage directe en indirecte vraag naar elektriciteit, oftewel elektriciteit en waterstofvraag. Lagere totale energievraag in de energie-intensieve industrie en/of meer langdurige inzet op fossiel +CCS. Hoge kosten voor flexibiliteitsoplossingen, waaronder energieopslag.
<b>Energievraag in buurlanden en mate van gezamenlijk energiebeleid</b>	Hoge vraag naar energie in buurlanden, i.c.m. met goede afspraken over delen van kosten voor benodigde infrastructuur.	Lagere vraag naar energie in buurlanden of hoge vraag in afwezigheid van goede afspraken omtrent het delen van kosten
<b>Belang van zelfvoorzienendheid</b>	Sterke focus op zelfvoorzienendheid op nationaal of EU niveau	Europese samenwerking gericht op optimalisatie van aanbod en kosten op EU niveau. Een minder sterke focus op zelfvoorzienend en meer ruimte voor energie import
<b>Beschikbaarheid van betaalbare importmogelijkheden voor energiedragers</b>	Lage beschikbaarheid van importmogelijkheden voor waterstof, biograndstoffen en hernieuwbare brandstoffen (hoge prijzen)	Ruime beschikbaarheid van importmogelijkheden voor waterstof, biograndstoffen en hernieuwbare brandstoffen (lage prijzen)

<sup>44</sup> Getallen voor onderkant en bovenkant van bandbreedtes in de tekst zijn afgerond op hele tientallen of stallen, om schijnprecisie te voorkomen. Bijvoorbeeld 126 TWh wordt neergezet als "zo'n 125 TWh". Alleen in de figuren en medianen van scenario's zijn als exacte getallen op helen afgerond weergegeven.

### Box 1- Stroomstudies die gebruikt zijn als context voor dit plan

In deze paragraaf wordt gebruik gemaakt van een drietal stroomstudies, namelijk de ADAPT/TRANSFORM optimalisatiestudie van TNO (2024), de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 van PBL (2024) en de Netbeheer Nederland scenario's (2025).

De **stroomstudie van TNO (2024)**<sup>45</sup> verkent twee toekomstbeelden, namelijk één waarbij er zoveel mogelijk wordt vastgehouden aan de huidige levensstijl en bestaande activiteiten en processen en zo min mogelijk radicale systeemveranderingen (ADAPT) en één scenario (TRANSFORM) waar ook gedragsveranderingen en meer vergaande veranderingen in de economische structuur plaatsvinden. De scenario's ADAPT en TRANSFORM verschillen dan ook van elkaar in welke economische activiteiten in Nederland plaatsvinden en in welke mate. Daarnaast bevat deze studie nog een aantal scenariovarianten van TRANSFORM, waarbij wordt gevarieerd in de omvang van de Nederlandse energie-intensieve industrie en de beschikbaarheid van import van betaalbare duurzame energiedragers uit het buitenland.

In de **trajectverkenning klimaatneutraal 2050 (TVKN2050)** is uitgegaan van behoud van de huidige structuur van de Nederlandse economie en dus ook het voortbestaan van binnenlandse industriële activiteit. De scenario's van de TVKN hebben met name gevarieerd in de techno-economische potentiëlen voor verschillende technieken evenals de mate waarin er politieke keuzes worden gemaakt om bepaalde oplossingen uit te sluiten of te beperken. In de TVKN zijn meer dan 30 verschillende scenariovarianten doorgerekend, maar in dit plan zijn alleen de drie centrale scenario's die in het hoofdrapport de meeste aandacht krijgen in de vergelijkingen meegenomen, namelijk pragmatisch-ruim 40, Pragmatisch-beperkt 30 en selectief-ruim 20<sup>46</sup>. Ook PBL gebruikt een optimalisatiemodel waarbij wordt geoptimaliseerd op minimale nationale kosten.

De Netbeheer Nederland scenario's 2025<sup>47</sup> (voorheen I13050) maken gebruik van een simulatiemodel, waarbij de impact van verschillende relatief extreme ontwikkelrichtingen op de energie-infrastructuur worden onderzocht. Deze studie is gebaseerd op coherente verhaallijnen over de mogelijke toekomstige ontwikkeling van het energiesysteem, op basis van een vooraf aangenomen energiemix.

Tabel 2 op de volgende pagina geeft een overzicht van hoe de verschillende scenario's die geanalyseerd zijn in deze achtergrondanalyse zich tot elkaar verhouden en hoe deze verschillen op het vlak van de invloedsfactoren die in tabel 1 benoemd worden.

<sup>45</sup> Wanneer in dit hoofdstuk naar de ADAPT en TRANSFORM scenario's en varianten daarvan wordt verwezen wordt gebruik gemaakt van de studie uit mei 2024. Alleen in figuur 2-2 wordt gebruik gemaakt van geactualiseerde scenario's die zijn opgesteld ten behoeve van het WIN.

<sup>46</sup> De as pragmatisch vs. selectief verwijst hier naar de mate waarin de politiek/maatschappij restricties oplegt t.a.v. specifieke technieken. De as ruim-beperkt verwijst naar de technische potentiëlen van de verschillende energietechnieken. De getallen achter de scenario's verwijzen naar de totale jaarlijkse CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit die is aangenomen voor 2050 in MtCO<sub>2</sub>/jaar.

<sup>47</sup> [Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025](#)

Tabel 2 – categorisering van geanalyseerde scenario's op de belangrijkste factoren die van invloed zijn op de behoefte aan windenergie op zee

Studie	Scenario	Omvang energie-intensieve industrie*	Rol fossiel i.c.m. CCS in industrie**	Beschikbaarheid van import van waterstofdragers ***	Export naar buurlanden ****
TNO (2024) Scenario's voor een klimaat-neutraal energiesysteem	Adapt	++	Hoog	Laag	+
	Transform	+	Gemiddeld	Gemiddeld	+
	Transform – Competitive and import	+	Gemiddeld	Hoog	+
	Transform – Less competitive	--	Gemiddeld		+
	Transform – Less competitive & import	-	Gemiddeld	Hoog	+
NBNI - Integrale Infrastructuurverkenning (2025)	Koersvaste middenweg	+	Gemiddeld	Hoog	+++
	Gezamenlijke balans	++	Hoog	Hoog	+++
	Horizon aanvoer	-	Gemiddeld	Hoog	+++
	Eigen vermogen	+	Laag	Gemiddeld	++
PBL (2024) Trajectverkenning Klimaat-neutraal 2050	Selectief-ruim 20 Mtpa CCS minder plastic afval	+	Laag	Hoog	0
	Pragmatisch-berperkt 30 Mtpa	+	Gemiddeld	Gemiddeld	0
	Pragmatisch ruim 40 Mtpa	+	Hoog	Gemiddeld	0

\* ++: groei t.o.v. huidige omvang; +: huidige omvang (relatief groot); -: lichte krimp energie-intensieve industrie; --: sterke krimp energie-intensieve industrie

\*\* Laag: 0-10 Mtpa (Mton CO<sub>2</sub> per jaar), Gemiddeld: 10-20 Mtpa, Hoog: >20 Mtpa

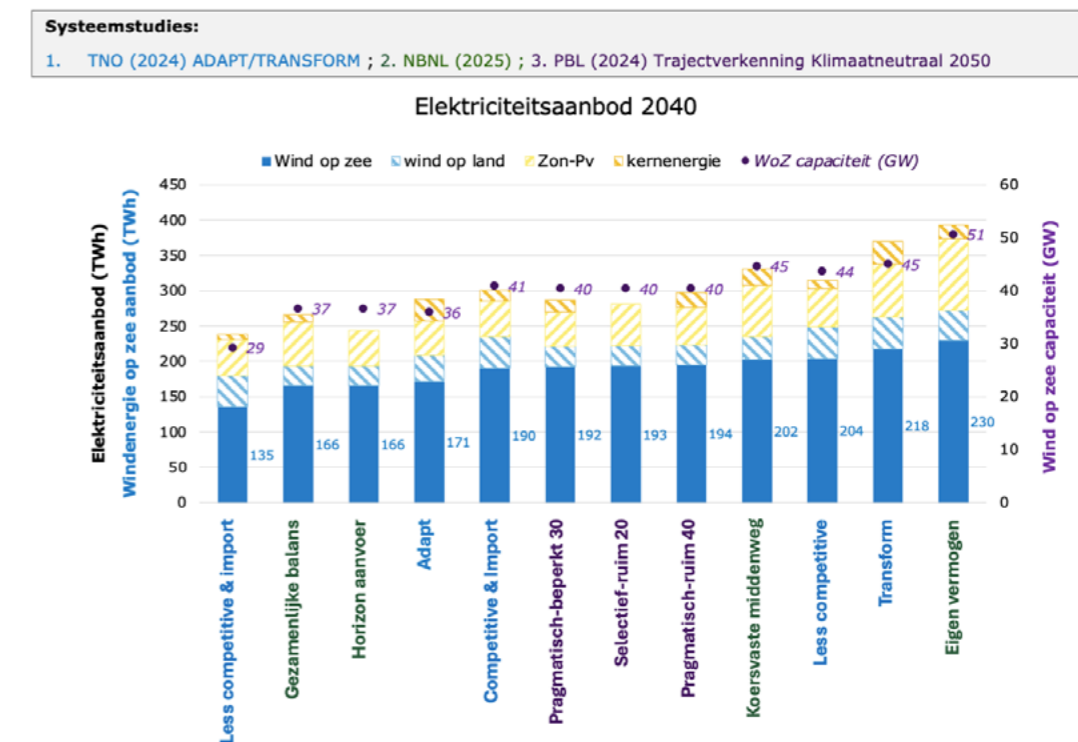
\*\*\* Laag: import waterstofdragers <150 PJ/jr; Gemiddeld: 150-300 PJ/jr; Hoog: >300 PJ/jr

\*\*\*\* Export van elektriciteit (netto) en waterstofdragers. 0: geen netto export van energiedragers; +: export < 100 PJ/jr; ++: export of 100-500 PJ/jr; +++ export >500 PJ/jr. Voor sommige scenario's betreft dit ook (aanzienlijke) doorvoer van geïmporteerde energiedragers.

### Factor 1 - De samenstelling van de aanbodmix

Er is in verschillende systeemstudies (zie box 1 hierboven) gekeken naar de ontwikkeling van de behoefte aan windenergie op zee in 2040 en in alle scenario's heeft windenergie op zee het grootste aandeel in de binnenlandse hernieuwbare energieproductie. De studies komen uit op een bandbreedte voor de behoefte aan windenergie op zee van zo'n 135-245 TWh<sup>48</sup> (zo'n 30-50 GW opgesteld vermogen, met een mediaan van 40 GW. Dit groeit richting 2050 door naar 37-72 GW, met een mediaan van 63 GW. In deze studies wordt uitgegaan van vrij optimistische aannames omtrent de opbrengsten van windparken op zee per hoeveelheid geïnstalleerde capaciteit. Dit betekent dat de benodigde capaciteit (GWs) om de bovengenoemde hoeveelheden elektriciteit op te wekken waarschijnlijk hoger ligt. Daarnaast zijn de aannames rondom de ontwikkeling van andere aanbodtechnieken in het energiesysteem ook van belang voor de benodigde hoeveelheid windenergie op zee. De inzet van de verschillende CO<sub>2</sub>-vrije aanbodtechnieken in 2040 worden getoond in Figuur 1.

Figuur 1 – CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitsaanbod (excl. regelbaar vermogen) in 2040 volgens de systeemstudies II3050, TNO (2024) ADAPT/TRANSFORM en PBL (2024) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050

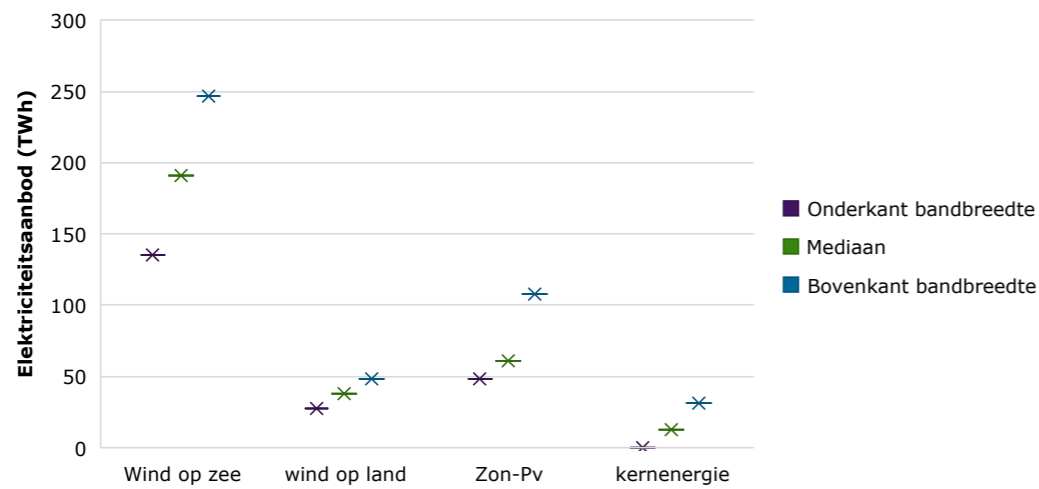


NB – Deze studies komen uit op een inzet van maximaal 3 GW aan kernenergie in 2040, hetgeen overeenkomt met het openhouden van de centrale in Borssele aangevuld met de bouw van twee grote centrales.

Uit de analyse van de andere aanbodtechnieken blijkt dat met name de uitrol van zon-PV een grote variatie laat zien tussen verschillende scenario's, waarbij de impact van deze techniek op het totale aanbod aanzienlijk groter is dan die van bijvoorbeeld kernenergie (zie Figuur 2). Vanwege de lage kosten van zon PV, ook op systeemniveau, laten de meeste systeem-optimalisaties zien dat zon-PV wordt ingezet met het maximaal aangenomen potentieel, in de studies van TNO en PBL ligt dit getal voor 2040 rond de 80 GW hetgeen iets meer dan een verdrievoudiging van het huidige opgesteld vermogen zou betekenen. Hoewel dit economisch goed haalbaar lijkt is wel de vraag hoeveel aanvullende PV capaciteit binnen de beschikbare netcapaciteit en ruimte kan worden ingepast. Mocht bijvoorbeeld "slechts" een verdubbeling van zon-PV capaciteit haalbaar zijn dan is er een aanzienlijk gat in de elektriciteitsbehoefte van zo'n 20 TWh. Wanneer dit gat zou moeten worden ingevuld met extra windenergie op zee zou resulteren in een additionele behoefte aan windenergie op zee capaciteit van zo'n 5 GW.

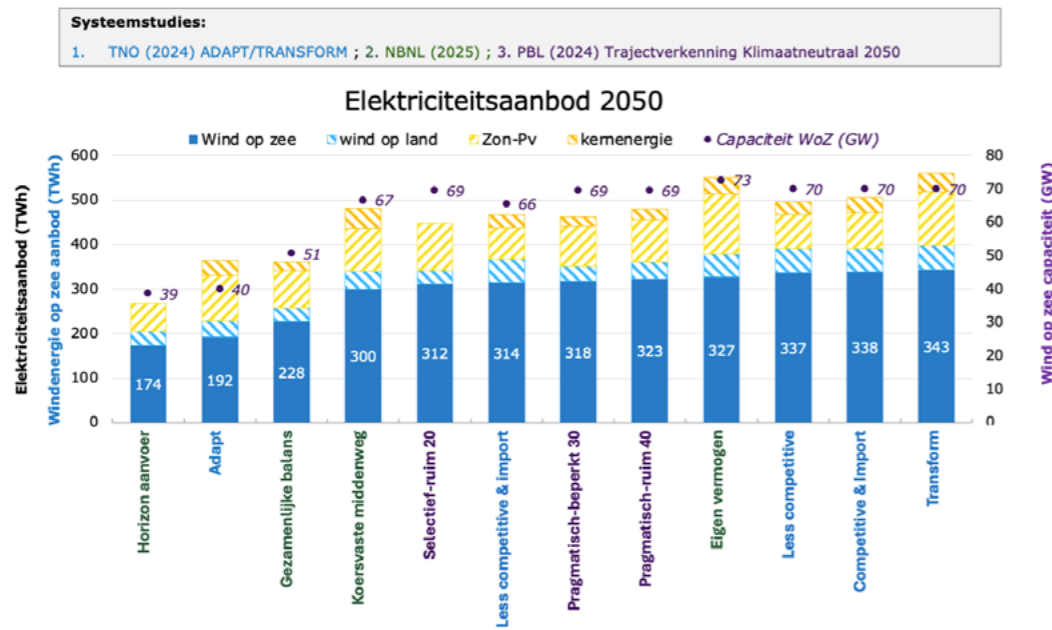
<sup>48</sup> Op basis van 4,750-5,100 vollasturen.

Figuur 2 – Spreiding van energieopwek per bron in 2040



Voor 2050 ligt de onderkant van de bandbreedte voor de wind op zee behoefte rond de 180 TWh (37 GW) en de bovenkant van de bandbreedte wordt bepaald door de maximaal aangenomen beschikbare hoeveelheid windenergie op zee (Figuur 3). In de meeste modellen wordt aangenomen dat dit getal rond de 70 GW ligt, hetgeen volgens deze studies resulteert in een energieproductie van zo'n 320-345 TWh. Dit is gebaseerd op een combinatie van een inschatting van de maximaal beschikbare ruimte en een aangenomen energieopbrengst per oppervlakte-eenheid. Het feit dat veel systeemoptimalisaties dit productiepotentieel volledig benutten geeft aan dat de potentiële behoefte aan windenergie op zee bij een hoger aangenomen productiepotentieel (meer ruimte voor windparken) nog groter zou zijn.

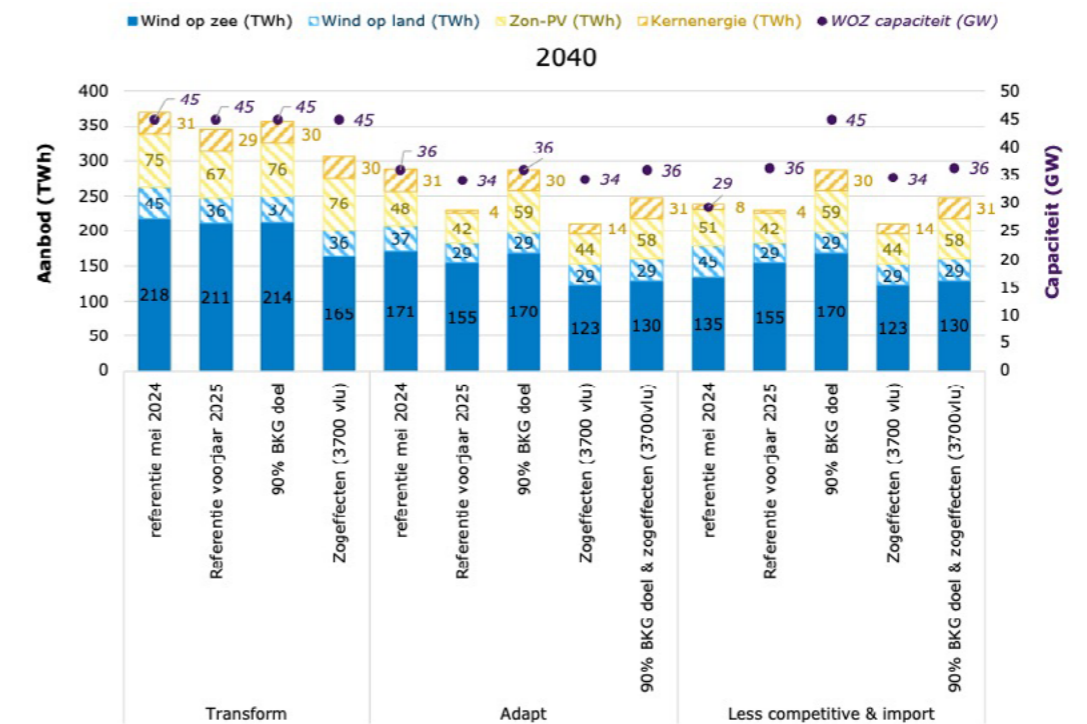
Figuur 3 – CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitsaanbod (excl. regelbaar vermogen) in 2050 volgens de systeemstudies II3050, TNO (2024) ADAPT/TRANSFORM en PBL (2024) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050



**Aanvullende analyses impact zogeeffekten en 2040 klimaatdoel op behoefte windenergie op zee**

Een lagere hoeveelheid vollasturen bij windparken op zee door zogeeffekten zou mogelijkwijs een impact kunnen hebben op de waarde van windenergie op zee in het gehele energiesysteem en het aandeel van deze bron in de energiemix. Daarom heeft TNO een aantal varianten van bestaande energiescenario's doorgerekend waarbij is uitgegaan van een veel lager aantal vollasturen, namelijk 3700. Dit is een relatief pessimistische inschatting voor de impact van zogeeffekten op het aantal vollasturen. Daarnaast is ook nog gekeken naar de impact van een strenger klimaatdoel voor 2040 op de uitrol van windenergie op zee in Nederland. In de nieuwe scenariovarianten is eerst de referentie geupdate met nieuwe cijfers omtrent het energieaanbod en de energievraag in buurlanden, waarbij de netto import is gemaximeerd op maximaal 5% van de binnenlandse elektriciteitsvraag. Hierbij is gekozen voor een breed scala aan referentiescenario's, namelijk een scenario met radicale vergroening en sterke verandering van de Nederlandse industrie: Transform, een scenario met sterkere nadruk op het behouden van bestaande processen en inzet op fossiele energie met CCS: ADAPT. Ten slotte is ook de Transform variant "Less competitive and import" meegenomen, waarbij de Nederlandse energie-intensieve industrie aanzienlijk krimpt t.o.v. de huidige situatie door een verslechterde internationale concurrentiepositie en waar de resterende industrie gebruik kan maken van een aanzienlijk potentieel voor de impact van duurzame energiedragers.

Figuur 4 – benodigde productiecapaciteit windenergie op zee in 2040 voor de TNO scenario's ADAPT, TRANSFORM en Less competitive and import bij lagere vollasturen, een strenger 2040 klimaatdoel of beiden



Het effect van de update van de referentie geeft een gemixt beeld, waarbij het aanbod in sommige scenario's het binnenlandse elektriciteitsaanbod wat groeit, terwijl het in andere scenario's juist afneemt (Figuur 4). Bij de scenariovariant met lagere vollasturen leidt dit alleen in het scenario "less competitive and import" tot het plaatsen van minder windenergie op zee in het systeem (34 GW i.p.v. 36 GW). In de scenario's ADAPT en Transform wordt de hoeveelheid windenergie op zee uit de referentie gehandhaafd, i.v.m. de relatief hoge elektriciteitsvraag. Wanneer het klimaatdoel voor 2040 wordt aangescherpt van 80% emissiereductie naar 90%, in lijn met de plannen van de Europese Commissie, stijgt de hoeveelheid windenergie op zee in alle scenario's waar nog aanvullend potentieel

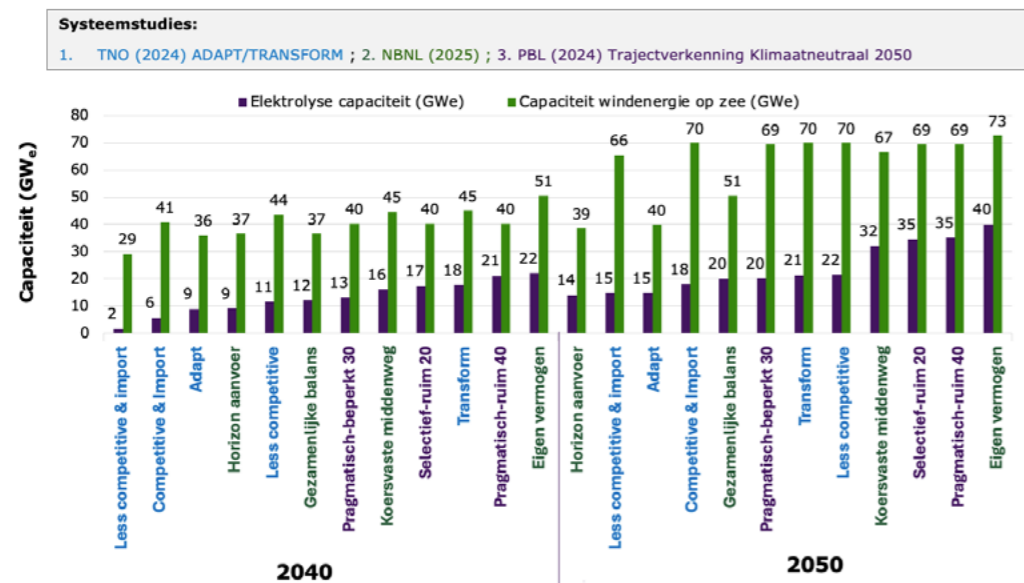
benut kan worden<sup>49</sup>. Wanneer de vollasturen dalen zijn én een aangescherpt broeikasgasreductiedoel stijgt de hoeveelheid windenergie op zee ook, maar de mate waarin de hoeveelheid toeneemt verschilt dan wel sterker per scenario. Al met al laten deze scenariovarianten zien dat lagere vollasturen aanzienlijke effecten kunnen hebben op de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit, maar een relatief beperkt effect hebben op de optimale capaciteit van windenergie op zee in het energiesysteem.

#### De rol van elektrolyse bij de uitrol van windenergie op zee

Het is van belang om te benoemen dat de scenario's met een hogere uitrol van windenergie op zee in 2040 en 2050 ook uitgaan van een hogere mate van waterstofproductie op zee. Bijvoorbeeld voor het bereiken van 50 GW windenergie op zee in het scenario Eigen Vermogen van NBNL2025 is uitgegaan van 10 GW elektrolyse op zee (Figuur 5). Deze koppeling hangt enerzijds samen met het feit dat op een gegeven moment de directe elektriciteitsvraag verzadigd is, maar ook met de maximaal haalbare elektrische aanlandcapaciteit door ruimtelijke beperkingen.

Door het verschil in opzet van de verschillende systeemstudies van de netbeheerders en kostenoptimalisatiestudies komen hier ook verschillende bandbreedtes uit. De I13050 studie heeft als doel om voor relatief extreme ontwikkelrichtingen van het energiesysteem te kijken wat de impact is op de energie-infrastructuur, dit wordt ook weerspiegeld in het feit dat het NBNL2025 scenario Eigen vermogen van het hoogste opgestelde vermogen voor windenergie op zee uitgaat van alle scenario's. De scenario's die een optimalisatie doen op basis van het minimaliseren van de systeemkosten komen op een bandbreedte van 29-45 GW.

Figuur 5 – Totale elektrolysecapaciteit (op land en op zee) en windenergie op zee capaciteit in 2040 en 2050 o.b.v. systeemstudies.



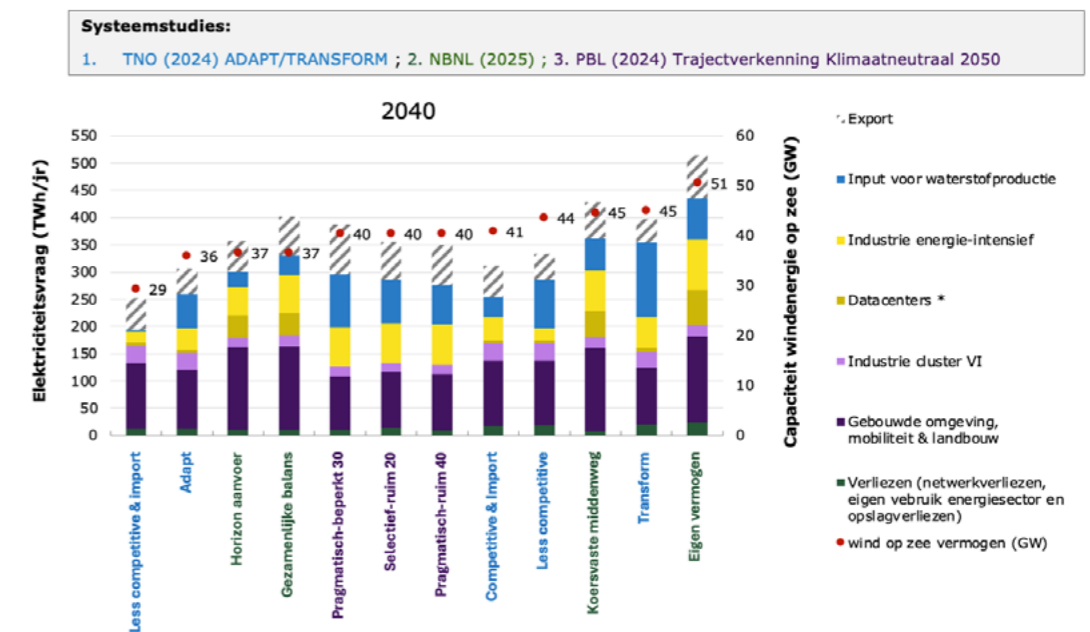
<sup>49</sup> In Transform neemt de hoeveelheid windenergie in geen van de scenariovarianten toe, doordat de hoeveelheid windenergie op zee in het referentiescenario al het volledige aangenomen technische potentieel wordt benut.

#### Factor 2 - Binnenlandse vraagontwikkeling

Een belangrijke driver voor de behoefte aan windenergie op zee is de groei van de binnenlandse vraag naar elektriciteit. De vraagontwikkeling varieert sterk tussen verschillende scenario's voor de toekomstige ontwikkeling van het energiesysteem (figuur 5). Om deze variatie beter in beeld te krijgen helpt het om de vraagontwikkeling op te splitsen in verschillende blokken. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen activiteiten die sowieso in Nederland blijven, zoals de gebouwde omgeving en mobiliteit en economische activiteiten waarvan het activiteitsniveau maar in beperkte mate wordt beïnvloed door energieprijzen en de energietransitie (paarstinten figuur 5), namelijk de landbouw en de lichte industrie. De volgende categorie is het elektriciteitsgebruik in de energie-intensieve industrie, waarbij internationale CO<sub>2</sub>-weglekrisico's een rol spelen door een grote impact van energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen op de totale productiekosten in deze sectoren (Figuur 5, donkergeel). Ten slotte is er de indirecte elektriciteitsvraag voor waterstofproductie (Figuur 5, blauw). Ook voor de waterstofproductie geldt dat een groot deel hiervan in de systeemstudies benut wordt in de industrie of bestemd is voor export.

Deze opsplitsing laat zien dat het eerste, meer zekere onderdeel van elektrificatie, een relatief beperkte bandbreedte heeft en zich in 2040 in een totale vraag van zo'n 135-180 TWh vertaalt, met een mediaan van 150 TWh (zie Figuur 6). De directe elektriciteitsvraag in de weglekgevoelige industrie is onzekerder en varieert van ongeveer 20-75 TWh met een mediaan van 64 TWh. Het meest onzekere gedeelte van de elektriciteitsvraag is de benodigde input voor elektrolyse die zo'n 5-140 TWh draagt, met een mediaan van 67 TWh.

Figuur 6 – Directe en indirecte elektriciteitsvraag in 2040 in 12 scenario's<sup>50</sup> uit de systeemstudies van NBNL, TNO en PBL, niet-weglek gevoelige vraag is weergegeven in paars-tinten, directe elektriciteitsvraag in de weglekgevoelige energie-intensieve industrie in geel en elektriciteitsinput t.b.v. elektrolyse in blauw. Ook de capaciteit van windenergie op zee is voor elk scenario in de figuur opgenomen.



<sup>50</sup> Voor het maken van deze figuur is uitgegaan van de vier scenario's uit I13050 (versie 2023), de scenario's ADAPT & TRANSFORM, evenals 3 industrievarianten van TRANSFORM en drie scenario's uit de PBL Trajectverkenning klimaatneutraal 2050, namelijk 1. pragmatisch beperkt met 30 Mtpa CCS capaciteit, 2. Pragmatisch-ruim met 40 Mtpa CCS capaciteit en 3. Scenario selectief-ruim met 20 Mtpa CCS capaciteit en minder plastic afval.

Voor de binnenlandse vraagontwikkeling is de grootste bepalende factor hoe de energie-intensieve industrie in Nederland zich ontwikkelt en daaraan gekoppeld de invulling van de brandstofvraag voor de internationale lucht en scheepvaart. Grofweg zijn er drie mogelijke ontwikkelingen in de industrie die kunnen leiden tot een tijdelijke of structureel lagere (groei van) elektriciteitsvraag. Ten eerste kunnen industrieën er voorlopig voor kiezen op relatief grote schaal in te zetten op voortzetting van fossiel energiegebruik in combinatie met CO<sub>2</sub>-afvang en opslag (CCS). Ten tweede kan het zo zijn dat de Nederlandse industrie minder competitief is in Nederland door hogere energieprijzen dan elders in de wereld, waardoor een deel van de energie-intensieve industrie uit Nederland vertrekt of de productie afschaalt. Ten derde kan het zo zijn dat er op de wereldmarkt op grote schaal betaalbare energie-dragers beschikbaar komen, waardoor bijvoorbeeld waterstof, ammoniak of methanol tegen gunstige prijzen vanuit het buitenland geïmporteerd kunnen worden. Voor alle drie de bovengenoemde ontwikkelingen geldt dat deze leiden tot een lagere vraag naar elektriciteit en waterstof en daarmee ook tot een lagere behoefte aan windenergie op zee.

Bovenstaande ontwikkelingen zijn ook in kaart gebracht in de scenario's van de systeemstudies. Het ADAPT scenario en in het NBNL2025 scenario gezamenlijke balans, zijn goede voorbeelden van scenario's waar sterk wordt ingezet op langer gebruik van fossiele brandstoffen in combinatie met CCS. Voorbeelden van scenario's met een relatief kleine energie-intensieve industrie in Nederland zijn onder andere het scenario Gezamenlijke Balans in NBNL2025 en het de scenariovariant TRANSFORM Less competitive & import. Scenario's waar een deel van de energie-intensieve stappen in industriële productieprocessen gedeeltelijk of volledig vervangen wordt door import, zijn onder andere de import varianten van TRANSFORM en het NBNL2025 scenario Horizon aanvoer. Voorbeelden hiervan zijn het importen van ammoniak voor kunstmestproductie, of het importeren van de energierijke grondstof voor productie van brandstoffen (bijvoorbeeld methanol) of het (gedeeltelijk) invullen van de vraag naar hernieuwbare brandstoffen door import van eindproducten (bio- en synthetische brandstoffen uit het buitenland). Zo kunnen verschillende keuzes voor de verduurzaming één specifieke sector een aanzienlijke impact hebben op de totale elektriciteitsvraag en daarmee de behoefte aan windenergie op zee. Voor de staalsector levert de gekozen verduurzamingsroute in het TRANSFORM scenario bijvoorbeeld een 20 TWh<sup>51</sup> hogere elektriciteitsvraag op dan de route die is gekozen in het ADAPT scenario in 2040. Dit verschil door één industriële sector betekent dus een verschil in energiebehoefte die equivalent is aan zo'n 5 GW windenergie op zee.

### Factor 3 - Energiebehoefte in buurlanden

Windenergie op zee kan benut worden om in de binnenlandse vraag te voorzien, maar aanvullend mogelijk ook om netto energie te exporteren naar buurlanden die verhoudingsgewijs minder potentie hebben voor hernieuwbare energieproductie. De mate van importafhankelijkheid bij buurlanden en de aantrekkelijkheid en wenselijkheid van grootschalige export zal dus naast de binnenlandse vraag een belangrijke factor zijn in het bepalen van de behoefte aan windenergieproductie op zee.

Hoewel Nederland een relatief klein land is heeft het door de beschikbare ruimte op de Noordzee t.o.v. andere Europese landen een relatief groot hernieuwbaar productiepotentieel, vooral gedreven door windenergie op zee. Vanuit Europees perspectief is het voor de strategische autonomie op het gebied van de energievoorziening van belang dat landen rondom de Noordzee inzetten op het ontsluiten van het productiepotentieel op de Noordzee. Tegelijkertijd moeten landen in Zuid-Europa zich richten op grootschalige uitrol van zon-PV. Windenergie op de Noordzee vormt een belangrijke pijler voor een toekomstig CO<sub>2</sub>-vrij energiesysteem in NW-Europa. Daarom is in Europees verband de ambitie uitgesproken om ten minste 300 GW aan windenergie op de Noordzee te realiseren, waarvan het merendeel op de Noordzee moet worden gebouwd (Oostende Declaratie, 2023). Verschillende landen hebben zich met nationale bijdragen aan deze gezamenlijke ambitie gecommitteerd en Nederland heeft toegezegd een totale productiecapaciteit van 72 GW in 2050 te onderzoeken.

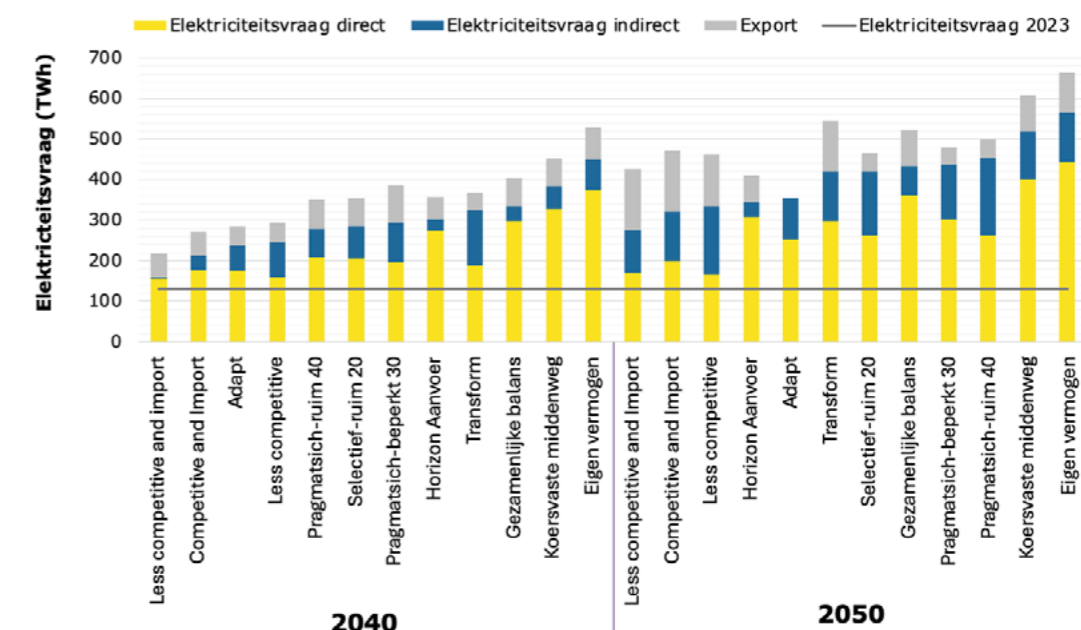
<sup>51</sup> Dit is inclusief de elektriciteitsvraag die nodig is voor de binnenlandse productie van waterstof middels elektrolyse.

Het realiseren van voldoende interconnectiecapaciteit met buurlanden, zodat energie over en weer kan worden uitgewisseld is in veel gevallen voordelig ongeacht de vraag of Nederland netto exporteur wil worden van elektriciteit en/of waterstof. Interconnectie werkt namelijk als bron van flexibiliteit en kan een gedeelte van de momentane energieoverschotten en tekorten die gedurende het jaar optreden opvangen door onderlinge uitwisseling, waardoor minder andere flexibiliteitsoplossingen zoals regelbare energiecentrales nodig zijn. Daarnaast leidt interconnectie vaak tot lagere gemiddelde elektriciteitsprijzen in de Europese markt. Impact op nationale elektriciteitsprijzen kan overigens per specifieke interconnector verschillen (zie hoofdstuk 4 – elektriciteitsinfrastructuur op zee).

In de meeste scenario's in nationale systeemstudies is de netto export relatief beperkt, maar in een aantal van de TNO scenario's wordt een aanzienlijk deel van de geproduceerde elektriciteit geëxporteerd (Figuur 7). Dit hangt samen met de aannames die in de modellering zijn gemaakt ten aanzien van de energievraag en energieproductiecapaciteiten in buurlanden. Zo is er in de TNO studie van 2024 voor de aannames over de buurlanden uitgegaan van de tienjarige ontwikkelingsplannen van de nationale netbeheerders (TYNDP) uit 2020, wat resulteerde in significante netto export volumes. Wanneer het systeem wordt geoptimaliseerd voor het voorzien van de eigen energiebehoefte, zonder grote netto import of export stromen, neemt de behoefte aan binnenlandse opwek van elektriciteit af.

Voor ambities voor windenergie op zee die meer richting van de bovenkant van de bandbreedte liggen geldt dat zonder sterke groei van de binnenlandse vraag naar elektriciteit en waterstof, bijvoorbeeld ten behoeve van de productie van synthetische brandstoffen, Nederland een netto energie-exporteur kan worden van elektriciteit en waterstof. Duitsland en België verwachten allebei een structureel tekort aan elektriciteit op lange termijn en rekenen op grootschalige import. België verwacht een importbehoefte van 50-60 TWh in 2036 en zo'n 70-90 TWh in 2050.<sup>52</sup> Gedeeltelijk zou dit gat overigens gevuld kunnen worden door de hernieuwde plannen voor kernenergie. Ook Duitsland voorziet een grote importbehoefte, namelijk zo'n 145 TWh stroom in 2045 en zo'n 410 TWh aan waterstofdragers.<sup>53</sup> Een dergelijk scenario vergt echter wel dat er bilateraal of op EU-niveau goede afspraken worden gemaakt over het delen van kosten voor de benodigde infrastructuur.

Figuur 7 – Uitsplitsing elektriciteitsvraag in systeemstudies naar directe elektriciteitsvraag, indirecte elektriciteitsvraag (elektrolyse) en export



<sup>52</sup> Elia (2024) [Elia publiceert blauwdruk over het Belgische elektriciteitssysteem als opstap naar een langetermijnstrategie voor een duurzaam en competitief energiebeleid richting 2050.](#)

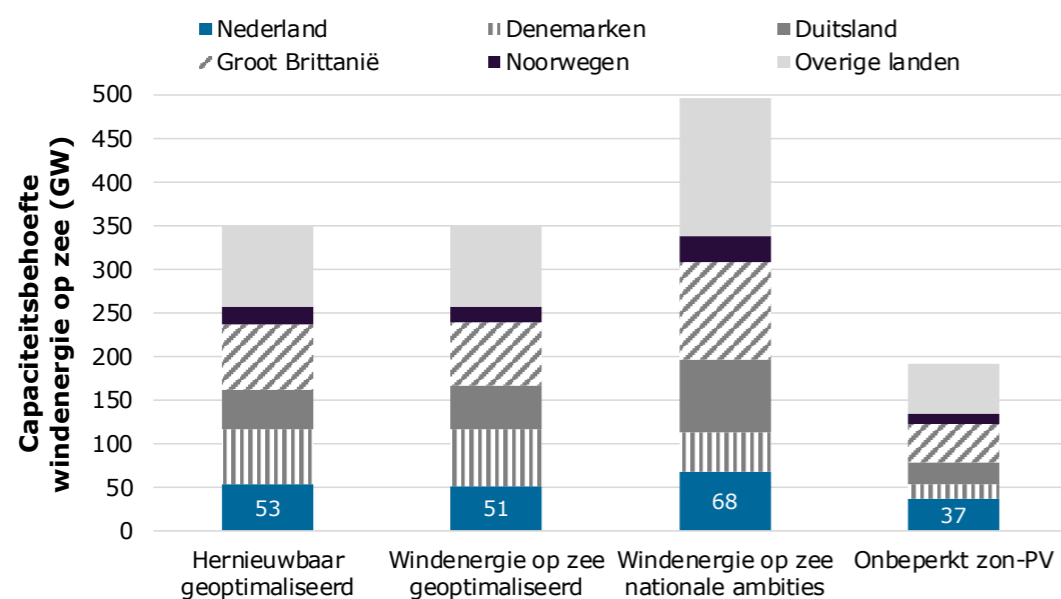
<sup>53</sup> BMWK (2024) Systementwicklungsstrategie 2024.

#### Factor 4 - Sturen op zelfvoorzienendheid vs. gekozen Europese onderlinge afhankelijkheid

Een laatste belangrijke factor is de mate waarin er politiek gestuurd wordt op nationale dan wel regionale zelfvoorzienendheid. Hoe minder afhankelijk we willen zijn van import van buiten Europa, hoe meer energie er binnenlands geproduceerd moet worden. Sinds de oorlog in Oekraïne is leveringszekerheid in de beleidskeuzes voor het energiesysteem een belangrijkere overweging. In het NPE is daarom de beleidskeuze opgenomen om in ieder geval voor het elektriciteitssysteem op jaarbasis netto ten minste evenveel te produceren als te consumeren. Voor waterstofdragers en koolstofdragers wordt meer ruimte gegeven voor import, met het oog op beschikbaarheid en betaalbaarheid. De alternatieve beleidskeuze was geweest om te kiezen voor meer onderlinge afhankelijkheid van andere landen binnen Europa. Echter, zou de beschikbaarheid van voldoende elektriciteit voor de Nederlandse markt meer afhankelijk maken van de beleidskeuzes in andere landen. Bovendien zullen de landen rondom Nederland naar verwachting een netto-importbehoefte hebben. Door te kiezen voor een sterke zelfvoorzienendheid in de elektriciteitssector vermijdt Nederland risico's en niet stuurbare afhankelijkheden van het buitenland, waarmee de leveringszekerheid en beschikbaarheid van betaalbare elektriciteit voor Nederlandse gebruikers geborgd wordt.

De North Sea Wind Power Hub heeft gekeken naar hoe de kostenoptimale uitrol van wind op zee er voor de verschillende landen rondom de Noordzee eruit ziet (Figuur 8), vergeleken met de voorgenomen ambities per land (en onder verschillende aannames omtrent het maximaal haalbare potentieel voor zon-PV). Wanneer windenergie op de Noordzee op minimale kosten geoptimaliseerd zou worden, dit zou leiden tot een toename van windenergie op zee in andere landen, met name Denemarken en een afname in Nederland – van rond de 70 naar rond de 50 GW in 2050. Bij het loslaten van een maximum voor de uitrol van zon-PV kiest het model ervoor om een veel grotere capaciteit van zon te plaatsen in Zuid-Europa, waar dan ook een deel van de waterstofproductie heen verschuift. In dit extreme scenario zou de behoefte aan windenergie in Nederland dalen naar iets onder de 40 GW in 2050. Alle scenario's uit de Pathway 2.0 studie van NSWPH gaan net als de nationale systeemstudies uit van optimistische aannames voor de opbrengsten van windenergie op zee, wat maakt dat capaciteitsbehoefte waarschijnlijk onderschat wordt.

Figuur 8 – Benodigde capaciteit windenergie op zee voor Nederland en andere Noordzeelanden op basis van bestaande ambities of kostenoptimale uitrol op Europees niveau onder verschillende aannames.



Bron: Pathway 2,0, North Sea Wind Power Hub, 202x.

#### De rol van systeemintegratie en elektrolyse bij de uitrol van wind op zee

De paragrafen hiervoor beschrijven de ontwikkeling van de vraag en de spreiding van de verschillende studies qua invulling van die vraag. In sommige scenario's ligt een veel sterkere nadruk op directe elektrificatie en speelt de inzet van in Nederland geproduceerde waterstof uit elektrolyse een relatief bescheiden rol, terwijl in andere scenario's waterstofproductie op termijn een aanzienlijk aandeel in de elektriciteitsvraag vertegenwoordigt. Deze verschillen komen enerzijds voort uit verschillende aannames rondom de aanbodmix voor waterstof, waarbij sommige studies optimistischer zijn over de beschikbaarheid van geïmporteerde waterstofdragers uit het buitenland dan andere studies. Anderzijds hangt het ook samen met de rol van elektrolyse als systeemintegratieoplossing die uit een aantal scenario's sterk naar voren komt.

#### Bij aandeel van hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsmix boven de 70-80% wordt systeemintegratie essentieel

Zoals beschreven in een recent rapport van de IEA<sup>54</sup>, verloopt het proces van de integratie van hernieuwbare bronnen via een zestal fases. Nederland bevindt zich nu ongeveer in de vierde fase die hoort bij een aandeel van 50-70% hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsmix. Dit betekent dat de periodes van lage prijzen en ook met significante curtailment<sup>55</sup> volumes flink toenemen, maar dat de inpassing van hernieuwbaar nog opgelost kan worden met korte termijn flexibiliteit en energieopslag met relatief kleine volumes (bijv. batterijen). Bij de overgang naar fase 5 en 6, wanneer de penetratie van hernieuwbare bronnen verder richting de 100% gaat wordt de inzet van korte en lange-termijn flexibiliteit steeds belangrijker en ontstaat er ook een behoefte aan grootschalige energieopslag. Hoe meer de hernieuwbare productiecapaciteit de gemiddelde vraag overstijgt, hoe meer ook het belang van systeemintegratie oplossingen in de omzetting van elektriciteit naar warmte en met name waterstof en andere grootschalige oplossingen voor energieopslag van belang worden. Zonder dergelijke systeemintegratie en grootschalige energieopslag zal het aandeel hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsmix blijven hangen tussen de 70 en 80% en zal de overgang naar fase 5 en 6 niet plaatsvinden.

Vanaf fase 5 en 6 nemen de systeemkosten relatief sterker toe, maar het inzetten op systeemintegratie en grootschalige energieopslag oplossingen leidt wel tot de meest kosteneffectieve manier om een volledig fossielvrije elektriciteitsvoorziening te bereiken. Er zijn echter ook een aantal mogelijkheden om CO<sub>2</sub>-reductie op systeemniveau wel voort te zetten, maar de overgang naar IEA fase 5 en 6 (hernieuwbaar elektriciteitsaandeel > 80%) uit te stellen in de hoop op een later tijdstip te kunnen profiteren van mondiale leereffecten bij innovatieve systeemintegratietechnieken waaronder elektrolyse. De eerste manier om de overgang naar fase 5 en 6 uit te stellen is door sterk in te zetten op directe elektrificatie waardoor de totale vraag stijgt en de ratio tussen de totale hernieuwbare opwek en de totale elektriciteitsvraag afneemt. Op die manier duurt het langer voordat meer dan 80% van het elektriciteitsaandeel hernieuwbaar is. Dit zal wel de behoefte aan regelbaar aanbod doen stijgen. Tegelijkertijd is ratio tussen de totale opwek uit hernieuwbare bronnen en de totale elektriciteitsvraag dynamisch en zal deze dus af en toe ook de overgang richting fase 5 passeren. Dit betekent dat er sowieso een minimum aan systeemintegratie-oplossingen gerealiseerd zal moeten worden.

Wanneer de mogelijkheden voor directe elektrificatie "verzadigd" zijn komt de keuze over hoe wordt toegewerkt naar een volledig CO<sub>2</sub>-vrij systeem, bijvoorbeeld de mate waarin regelbaar vermogen op basis van fossiele bronnen in combinatie met CCS wordt toegelaten. Anderzijds hangt de aantrekkelijkheid van grootschalige inzet op hernieuwbare waterstof ook samen met de energiemix en type industriële activiteiten. Immers, in een energiesysteem waar in de industrie ook een grote waterstofvraag ontstaat is inzet op een systeem met veel systeemintegratie middels elektrolyse een stuk aantrekkelijker dan in een systeem waarin waterstof slechts in beperkte mate wordt toegepast, bijvoorbeeld alleen om het elektriciteitssysteem in balans te houden middels waterstofcentrales. In werkelijkheid zal de mate waarin hernieuwbare waterstof in de energiemix een rol van betekenis zal gaan spelen ook

<sup>54</sup> IEA (2024) Integrating Solar and Wind.

<sup>55</sup> Curtailment is het afschakelen van productie vanwege gebrek aan vraag, gebrek aan transportcapaciteit in de infrastructuur (congestie) of om andere redenen (bijv. vanwege vogeltrek).

sterk afhangen van de kostenontwikkelingen voor elektrolyse en benodigde infrastructuur, evenals de technologische- en kostenontwikkeling van alternatieven en dan met name directe elektrificatie. Een ontwikkeling die nu ontstaat in de industrie is dat er mede vanwege de relatief hoge kosten van hernieuwbare waterstof wordt ingezet op koolstofarme waterstof of het toepassen van CCS bij bestaande processen. Bij dergelijke ontwikkelingen is grootschalige productie van relatief dure hernieuwbare waterstof een minder bruikbare systeemoplossing.

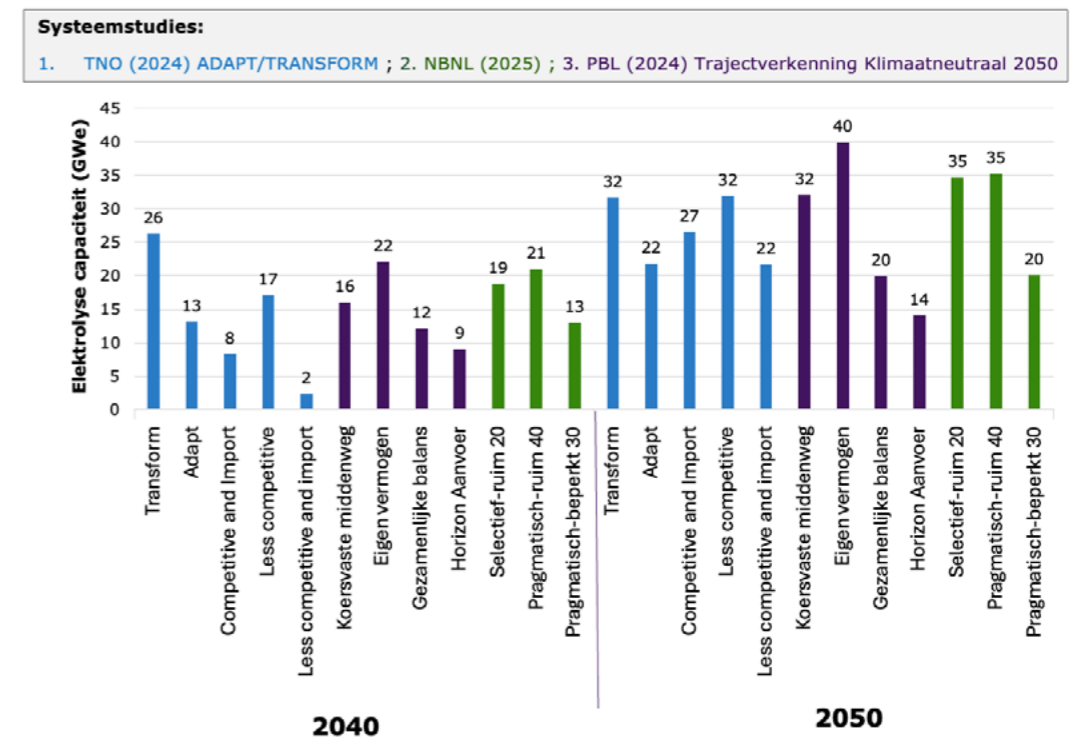
Welke mate van inzet op elektrolyse vanuit systeem oogpunt optimaal is verschilt sterk tussen verschillende scenario's uit systeemstudies. Hier zal het resterende deel van deze paragraaf wat dieper op ingaan. Daarnaast is het richting de toekomst van belang om naast elektrolyse ook de mogelijkheden voor andere grootschalige oplossingen voor systeemintegratie te onderzoeken, bijvoorbeeld power-to-heat in combinatie met warmteopslag, maar ook technologieën zoals *Compressed Air Energy Storage* en valmeren. Dergelijke technologieën zullen waarschijnlijk niet de gehele behoefte aan elektrolyse kunnen vervangen, met name door de combinatie van elektrolyse met ondergrondse waterstofopslag. Waterstofopslag geeft de mogelijkheid voor het opslaan van relatief grote volumes aan energie ten opzichte van andere technieken. Dit maakt dat langere periodes van overschotten en tekorten in aanbod overbrugd kunnen worden.

#### De rol van elektrolyse in het energiesysteem in systeemstudies in 2040

De meeste scenario's in systeemstudies komen uit op aanzienlijke totale capaciteiten voor elektrolyse in 2040 (op land en op zee), met een mediaan van 15 GW en een gemiddelde van 13 GW (figuur 8). De bandbreedte is echter wel groot, met een ondergrens van 2,4 GW en een bovengrens van 26 GW. Gezien het belang van waterstof in het toekomstige energiesysteem zet Nederland actief in op techniekontwikkeling en uitrol van elektrolyse. De ambitie van 3-4 GW elektrolyse in 2030 wordt waarschijnlijk nog niet gehaald; PBL schat in de Klimaat en -energieverkenning in dat in 2030 zo'n 1,2-1,5 GW aan elektrolysecapaciteit gerealiseerd zal zijn.

De onderkant van de bandbreedte komt voort uit scenario's waarin het aandeel van hernieuwbare bronnen in het Nederlandse energiesysteem wat lager ligt, door langere voortzetting van fossiel energiegebruik in combinatie met CO<sub>2</sub>-afvang en opslag (CCS), bijvoorbeeld het ADAPT scenario. Hetzelfde geldt voor scenario's die uitgaan van grote beschikbaarheid van goedkope import van waterstof (dragers), bijvoorbeeld scenario varianten TRANSFORM met import of het NBNL2025 scenario Gezamenlijke Balans (substantiële import waterstof én groen gas) komen op een lagere elektrolyse behoefte uit. Wanneer niet wordt uitgegaan van een grote beschikbaarheid van import van hernieuwbare gassen en andere energiedragers is de elektrolysebehoefte volgens de studies ten minste 9 GW. Het is van belang om op te merken dat de hoogste elektrolysecapaciteit voortkomt, uit het NBNL2025 scenario Eigen vermogen komt wat als doel heeft te kijken naar de impact van een zeer sterk elektrificatiescenario op de Nederlandse infrastructuur. Scenario's op basis van optimalisatie van nationale kosten komen op elektrolyse capaciteiten van maximaal 21 GW in 2040.

Figuur 9 – Totale elektrolysecapaciteit (op land en op zee) in 2040 en 2050 o.b.v. systeemstudies.



#### De rol van elektrolyse in het energiesysteem in systeemstudies in 2050

Richting 2050 groeit de behoefte aan elektrolyse in Nederland in nationale systeemstudies verder door naar een minimum van 14 GW, een maximum van 40 GW, een gemiddelde van 28 GW en een mediaan van 29 GW. In 2050 gaan naast de beschikbaarheid van import de aannames omtrent de omvang van de energie-intensieve industrie en aanwezigheid van grootschalige hernieuwbare brandstofproductie in Nederland een grotere rol spelen. In scenario's waar de Nederlandse energie-intensieve industrie minder competitief is of in ieder geval in productieniveau daalt ligt de elektrolysebehoefte tussen de 18 en 32 GW. Dit kan verder dalen naar zo'n 14-22 GW als er goedkope import beschikbaar is of de industrie sterker leunt op de voortzetting van fossiel energiegebruik met CCS.<sup>56</sup> Wanneer wordt uitgegaan van een grotere waterstofvraag vanwege een grotere energie-intensieve industrie en/of hogere waterstofvraag in buurlanden neemt de elektrolysebehoefte toe naar ca. 30-40 GW. Wederom heeft het scenario Eigen Vermogen de hoogste elektrolysecapaciteit met 40 GW. Scenario's op basis van optimalisatie van nationale kosten komen maximaal op 35 GW uit.

#### Tegenvallende kosten en uitrol van elektrolyse nopen tot het onderzoeken van aanvullende oplossingen voor systeemintegratie

Op dit moment gaan de ontwikkelingen op het gebied van elektrolyse in Nederland langzamer dan een aantal jaar geleden werd verwacht. Dit heeft onder meer te maken met het feit dat de investeringskosten voor elektrolyse aanzienlijk hoger uitvallen dan een aantal jaar geleden werd ingeschat. Hierdoor zal de ambitie van 3-4 GW elektrolyse op land naar verwachting een aantal jaar later worden gehaald. Deze context maakt wel dat het de vraag is hoe realistisch en haalbaar de (totale) elektrolysecapaciteiten zijn die voor 2040 uit de systeemstudies naar voren komen. Daarom is het ook van belang

<sup>56</sup> Uitzondering hierbij is wanneer Europa er sterk op zou inzetten zoveel mogelijk potentieel van zonne-energie in Zuid-Europa te benutten. In dit geval zou een groot deel van de elektrolysecapaciteit naar Zuid-Europa verplaatsen en zou de elektrolysebehoefte in Nederland rond de 9 GW blijven steken. Dit zou echter onrealistisch hoge uitrol van zonne-energie in Zuid-Europese lidstaten vergen.

dat ook alternatieve routes voor CO<sub>2</sub>-reductie in de jaren '30 gefaciliteerd worden. Om deze reden zet Nederland naast de inzet op binnenlandse hernieuwbare waterstofproductie ook in op de import van waterstofdragers uit het buitenland en op het faciliteren van CO<sub>2</sub>-afvang en opslag.

Niet alle systeemstudies maken onderscheid in welk deel van de bovenstaande elektrolysecapaciteiten op land of op zee wordt geplaatst. In de studies waarin dat wel gebeurt hangt de afweging met name af van de aannames van de relatieve verschillen in kosten tussen deze twee opties. In werkelijkheid zal er ook een bovengrens zitten aan hoeveel elektrolyse op land er realiseerbaar is puur door het ruimtebeslag, zowel voor de elektrolyzers zelf als voor de elektrische aanlandingen. Op dit moment is de inschatting dat er voor 1 GW elektrolysecapaciteit op land ongeveer 10-20 hectare aan ruimte nodig is. Hoeveel ruimte er precies beschikbaar zal komen voor grootschalige elektrolyse is moeilijk in te schatten. Het Programma Energie Hoofdstructuur heeft duidelijk gemaakt dat er in veel scenario's meer ruimte voor de energie-infrastructuur (inclusief batterijen en elektrolyzers) nodig is dan er op dit moment beschikbaar is en dat er dus meer ruimte zal moeten vrijgemaakt voor het energiesysteem.





The creative commons license BY-SA 4.0 apply to this material.

#### Credits

Het Ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft deze publicatie tot stand gebracht in samenwerking met:

Fotografie: Mischa Keijser via RVO

Design: BBK/Door Vriendschap Sterker

#### Contact

Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG)

Bezuidenhoutseweg 73

2594 AC Den Haag

Postadres:

Postbus 20401

2500 EK Den Haag

E-mail: [woz@rvo.nl](mailto:woz@rvo.nl)

Juni 2025