



ENERGY

NOORDZEE ENERGIE OUTLOOK

AUTEURS:

Hans Cleijne, Mats de Ronde, Martijn Duvoort, Willem de Kleuver, Jillis Raadschelders

VOORWOORD

Deze *Noordzee Energie Outlook* is een wetenschappelijk onderbouwd overzicht van de technische en economische mogelijkheden voor energieproductie en -transport vanaf de Noordzee in de periode 2030-2050. Het is een synthese van bestaande kennis en literatuur. Het bevat vervolgopties en -overwegingen voor ná het Klimaatakkoord om te komen tot CO₂-neutrale energieproductie in 2050, zoals vastgelegd in de Klimaatwet. Inzichten uit deze energie-outlook vormen een belangrijke bouwsteen voor te ontwikkelen energie- en klimaatbeleid. De Noordzee Energie Outlook is een momentopname; in de komende jaren zullen nieuwe inzichten het beeld completeren. Aan de totstandkoming ervan hebben veel gerenommeerde partijen¹ bijgedragen.

Concreet gaat de outlook in op gaswinning, windenergie voor elektriciteitsproductie en groene waterstof, de opslag van CO₂ en op innovatieve systemen zoals drijvende zonnepanelen. Ook bevat de outlook aanknopingspunten voor integratie in het bredere energiesysteem. Naast de technische en economische mogelijkheden geeft de outlook inzicht in de keuzes die de overheid kan maken en die in alle denkbare transities nodig zijn (de zogenaamde *no-regret* keuzes). Ook is inzicht gegeven in de keuzes die elkaar kunnen uitsluiten of voor stagnatie kunnen gaan zorgen (de zogenaamde *lock-ins*).

Uiteraard is energiewinning niet het enige dat gebeurt op de Noordzee. Het is één van de activiteiten, naast onder meer recreatie, visserij, scheepvaart, militaire oefeningen en het zorgen voor een natuurlijke en gezonde Noordzee. Deze activiteiten vallen buiten het kader van deze outlook. De integrale afweging voor een verantwoorde verdeling van de ruimte op zee voor en combinatie van activiteiten vindt plaats in het Noordzeeprogramma 2022-2027.

Energie winnen op de Noordzee betekent vooral werken met wind en water. Iets waar Nederland een lange traditie in heeft en waarmee de Nederlandse industrie een belangrijke speler op de wereldmarkt is. Er liggen dan ook volop economische kansen voor Nederland in de energietransitie op de Noordzee.

September 2020

mr. E. P. Nas
Directeur Elektriciteit,
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

¹ Voor het opstellen van de NEO is een werkgroep ingesteld, bestaande uit EBN, Gasunie, TenneT, TNO, PBL, de Topsector Energie en Rijkswaterstaat. De taak van de werkgroep is het inbrengen van kennis en het valideren van (onderdelen van) de NEO. Daarnaast hebben betrokkenen uit het bredere Noordzeedomein inbreng geleverd voor zowel de scope als het rapport zelf.

Nut en noodzaak van de Noordzee Energie Outlook (NEO)

Waarom deze outlook?



SYSTEEMINTEGRATIE

Het energiesysteem wordt steeds complexer. De NEO geeft inzicht in welke rol de Noordzee kan spelen in dit nieuwe systeem. Integratie van verschillende technieken, functies en sectoren is dan noodzakelijk. Dit is systeemintegratie.



URGENTIE

Een duurzaam energiesysteem vraagt om een aanpassing van de infrastructuur, marktordening etc. De ontwikkeltijden van geïntegreerde energieprojecten op zee zijn zeer lang. Daarom is actie nu benodigd.

Wat is de NEO?



FEITELIJK OVERZICHT

Een feitelijk overzicht van de ontwikkelingen en opties voor de Nederlandse energietransitie en welke (economische) kansen dit biedt voor Nederland.



INPUT

Input voor een visie voor 2030-2050 en daarmee een hulpmiddel voor beleidsmakers en stakeholders en stakeholders om eigen beleid vorm te geven en hierin stappen te zetten.



MANAGEMENT SAMENVATTING

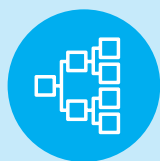


20,443.21

25,127.86

	Open	High	Low	Close
	2796.23	2804.53	2791.69	2801.31
	12549.2	12583.8	12499.3	12540.7
	1690.29	1697.4	1686.88	1687.08
	24926.1	25013.2	24890.1	25019.4
	7827.62	7843.53	7803.34	7825.98
	7712.24	7651.33	7661.8	7661.8
	1555	1555	1555	1555

De uitgangspunten voor de NEO zijn:



Uitgaan van wat er is (beleid, markt, techniek)



Tijdsspannen 2030-2050



Integrale benadering



Ruimte voor innovatie



Meervoudig ruimtegebruik



Internationale afstemming

Figuur 0-1 Uitgangspunten voor de Noordzee Energie Outlook

SCOPE EN DOELSTELLING VAN DE NOORDZEE ENERGIE OUTLOOK (NEO)

De NEO geeft een overzicht van de mogelijkheden die onze Noordzee kan bieden voor een duurzame Nederlandse energievoorziening. Het biedt een gemeenschappelijke kennisbasis voor de verwachte ontwikkelingen in het energiesysteem en daaraan gerelateerde onderwerpen voor alle belanghebbenden.

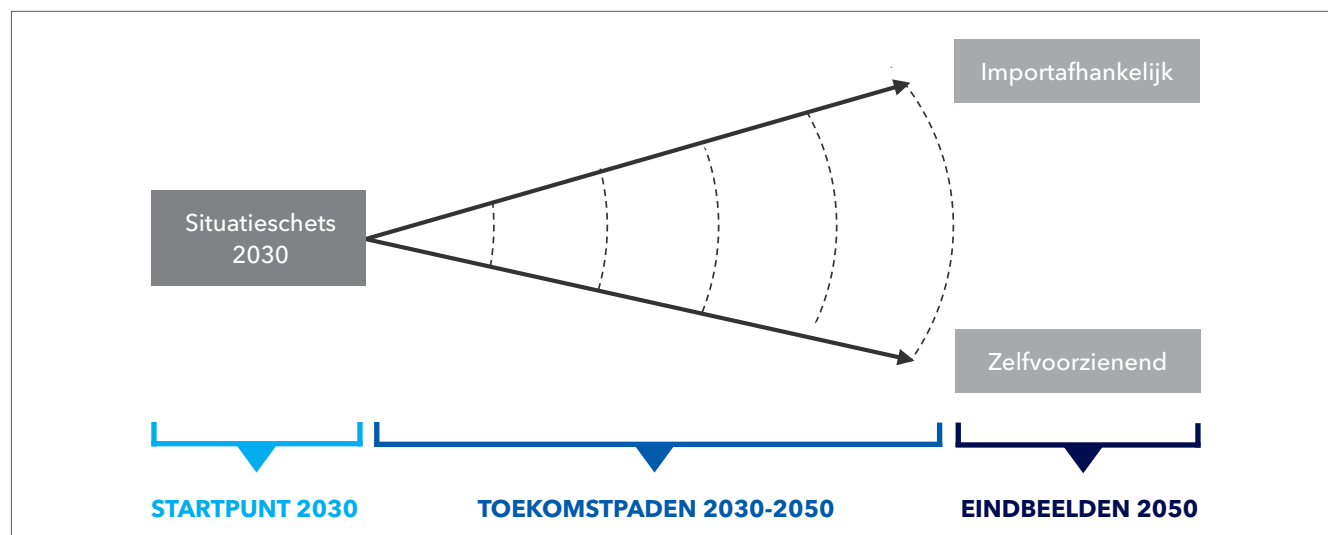
Het doel van de NEO is een sectoraal beeld te schetsen van de mogelijke rol van het Nederlands Continentaal Plateau (NCP) in het energiesysteem gedurende de periode 2030-2050. Dit is in de NEO gedaan door inzicht te bieden in de technische mogelijkheden, de kosten en de economische kansen voor energieproductie op de Noordzee. Daarnaast is gekeken naar de mogelijkheden voor CO₂-opslag en waterstofproductie en -opslag. Het energiesysteem op de Noordzee kan daarbij niet los gezien worden van het energiesysteem op het vasteland en in andere landen aan de Noordzee. De interacties met deze interfaces zijn beschreven in de NEO, maar niet uitgewerkt. Ook keuzes over ruimtegebruik op zee vallen buiten de scope van de NEO.

METHODE EN SCENARIO'S

Om tot de inzichten in het energiesysteem 2050 te komen is gebruik gemaakt van twee scenario's: een zelfvoorzienend scenario (ZV) en importafhankelijk scenario (IA). Hierbij is gekeken naar vier modaliteiten: elektriciteit, waterstof, aardgas en CO₂.

Voor het startpunt 2030 is een prognose gemaakt van het energiesysteem op basis van de meest waarschijnlijke ontwikkelingen bij voortzetting van het huidige beleid. In het geval dat er nog geen concrete beleidsdoelstellingen zijn, is uitgegaan van algemeen erkende bronnen als de Klimaat- en Energieverkenning 2019 van het Planbureau voor de Leefomgeving in combinatie met bekende industriële plannen.

Het eindbeeld van het Importafhankelijke Scenario gaat uit van relatief kleine productie in eigen land en een sterke afhankelijkheid van het buitenland. Het Zelfvoorzienende Scenario gaat uit van het maximaliseren van eigen productie en het beperken van import uit het buitenland. Afhankelijk van de internationale marktomstandigheden kan in dit scenario mogelijk actief hernieuwbare energie geëxporteerd worden.



Figuur 0-2 Overzicht scenario's

Ontwikkeling van de modaliteiten aardgas, CO₂ en hernieuwbare elektriciteit

Aardgas

De verwachting is dat de gaswinning op de Noordzee tussen 2030 en 2050 sterk zal afnemen. In 2030 wordt naar verwachting 387 PJ per jaar aardgas gewonnen. Er bestaat brede consensus dat de gaswinning significant zal afnemen tot een verwacht niveau van 0-31 PJ per jaar in 2050. De ontwikkeling is afhankelijk van marktomstandigheden, waarbij grote producenten als Rusland en Noorwegen bepalend zijn voor de gasprijs. In deze markt kan de overheid de concurrentiepositie voor Nederlands gas beperkt beïnvloeden met beleidsmaatregelen.

De binnenlandse primaire vraag naar (groen)gas zal dalen naar 14-102 PJ per jaar, waardoor gas vanaf de Noordzee in een groot deel van de binnenlandse gasvraag kan voorzien. Indien gas vanaf de Noordzee wordt gebruikt, zal dit gecombineerd moeten worden met CO₂-afvang en opslag of CO₂-compensatie met het oog op de Klimaatdoelstellingen van Parijs. Groengasproductie op land is een bruikbaar alternatief voor de invulling van de primaire gasvraag en kan ook gebruikt worden als brandstof voor elektriciteitsproductie.

Tot slot bestaat de mogelijkheid om aardgas voor de productie van zogenaamde blauwe waterstof te gebruiken, met een maximale vraag van 363 PJ. Dit kan slechts voor een klein deel worden ingevuld vanaf de Noordzee, en zal waarschijnlijk moeten worden ingevuld met import. Aangezien blauwe waterstofproductie gepaard gaat met CO₂-afvang en opslag is het niet noodzakelijk om hierbij groen gas in te zetten.

CO₂

Het verwachte niveau CO₂ opslag in 2030 is 10,2 Mton per jaar. In het Zelfvoorzienende scenario stijgt de jaarlijkse opslag van CO₂ naar 26,8 Mton per jaar in 2050. In het Importafhankelijke scenario daalt het naar 4,6 Mton per jaar in 2050.

De verwachte cumulatieve opslagcapaciteit in lege gasvelden op het NCP wordt geschat op 1.678 Mton. Met een geschatte cumulatieve opslagbehoefte respectievelijk 201 Mton en 434 Mton worden er geen opslagbeperkingen verwacht. Circa 1.400 Mton van de totale opslagcapaciteit zal naar verwachting al in 2030 beschikbaar zijn. Het risico bestaat dat een deel van de bestaande infrastructuur voor gaswinning die hergebruikt kan worden voor CO₂-opslag verwijderd is voordat hergebruik mogelijk is.

Net als in Noorwegen heeft Nederland een overschot aan opslagcapaciteit. Dat biedt de mogelijkheid om CO₂ te importeren vanuit landen met beperkte eigen opslagmogelijkheden zoals België en Duitsland. Hiervoor dient bepaald te worden in hoeverre dit wenselijk is, en of de opslagkosten in Nederland competitief zijn met alternatieven in het buitenland.

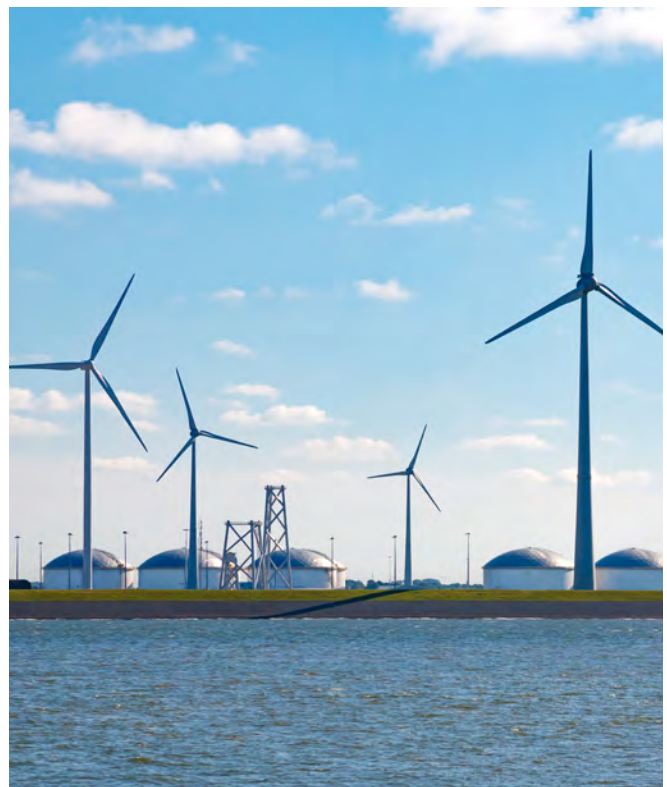
Wind op zee

De elektriciteitsproductie in Nederland kan in de periode 2030 tot 2050 voor het grootste deel afkomstig zijn van wind op zee. In de scenario's wordt rekening gehouden met een verwachte groei tot respectievelijk 38 GW (Importafhankelijk) en 72 GW (Zelfvoorzienend). Om dit in 2050 te bereiken is een hoger groeitempo nodig dan de huidige geplande groei in de periode 2020-2030. De industrie is bij voldoende toekomstperspectief naar verwachting in staat om voldoende op te schalen.

Innovatieve opwektechnologieën

Wat als nieuwe technologieën zoals drijvende zon-PV, Airborne Wind Energy of aquatische biomassa een vergelijkbare ontwikkeling zullen doormaken als windenergie op zee? Uit de inventarisatie van innovatieve hernieuwbare technologieën blijkt dat drijvende zon-PV en aquatische biomassa na 2030 voldoende volwassen zijn om een significante bijdrage te kunnen leveren aan de energievoorziening vanuit de Noordzee. Uit de analyse volgt een verwachte bijdrage van maximaal 10 GW voor zowel drijvende zon-PV als aquatische biomassa in 2050. De verwachting voor Airborne Wind Energy is beperkt tot maximaal 1,4 GW.

Het is onwaarschijnlijk dat deze technologieën op basis van productiekosten kunnen concurreren met wind op zee in 2050. Dit zal mogelijk niet de primaire drijfveer zijn voor toekomstige ontwikkeling. Wel zijn er andere voordelen van de toepassing van innovatieve technologieën, zoals de mogelijkheid van meervoudig ruimtegebruik en het verhogen van de efficiëntie van de transportinfrastructuur door een gelijkmatiger productieprofiel.



KEUZES EN MOGELIJKHEDEN

De sterke groei van hernieuwbare energie en met name wind op zee zal zonder aanpassingen aan het energiesysteem leiden tot beperkingen. Dit blijkt onder andere uit studies die zijn uitgevoerd in het kader van het klimaatakkoord. Deze beperkingen ontstaan bij de technische inpassing van de energie (ruimte, capaciteit, balancering van vraag en aanbod). Ook bij het inpassen van de opgewekte energie in de energiemarkt kunnen knelpunten ontstaan, wat de financiële aantrekkelijkheid van hernieuwbare energie in gevaar kan brengen. Zonder systeemintegratie kunnen de doelstellingen voor 2050 in gevaar komen. Naar verwachting speelt waterstof een belangrijke rol in de toekomstige energievoorziening als grondstof voor de industrie, als energiedrager bij transport en als opslagmedium.

Vraag en aanbod van de modaliteiten

Een van de belangrijkste drijvende krachten bij de ontwikkeling van hernieuwbare bronnen op de Noordzee is de ontwikkeling van de energievraag op land. Voor het Importafhankelijke en het Zelfvoorzienende Scenario zijn de consequenties bekeken voor de invulling van de vraag naar waterstof en elektriciteit op land. Bij de combinatie van het IA scenario met een lage energievraag of het ZV scenario met een hoge energievraag kan de resterende energievraag in Nederland worden ingevuld met productie op land. Bij een scheve verhouding van vraag en aanbod ontstaan economische risico's en kansen.

- Minimale productie met maximale vraag leidt tot een sterke afhankelijkheid van import. Om conversieverlies te voorkomen is het in dit geval wenselijk om de productie vanuit wind op zee zo veel mogelijk elektrisch aan te land. Voor het invullen van de vraag naar waterstof kan gebruik gemaakt worden van import. Hiervoor is het echter noodzakelijk dat er een voldoende grote waterstofmarkt in het buitenland bestaat om leveringszekerheid van import te garanderen.
- Maximale productie en minimale vraag leidt tot een overschot aan geproduceerde elektriciteit, zelfs na invulling van de behoefte aan waterstof. In dit geval ontstaat een economische kans voor export. Hiervoor is het een randvoorwaarde dat in het buitenland voldoende vraag bestaat. Ook zou dit overschot gebruikt kunnen worden voor de binnenlandse productie van synthetische brandstoffen. Als dit niet het geval is kunnen door het gebrek aan afzetmarkt de investeringen achter blijven ten opzichte van het aangenomen productiescenario.

Momenteel is te weinig informatie beschikbaar om concrete voorspellingen te doen over de ontwikkelingen in het buitenland, waardoor het aan te raden is om op de korte termijn nationale vraag en aanbod in balans te houden terwijl adaptief wordt ingespeeld op de ontwikkelingen die in het buitenland plaatsvinden, en het beleid bij te sturen wanneer economische kansen kunnen worden ontsloten.

Analyse systeemintegratie

Er zijn verschillende manieren om met productie vanaf de Noordzee invulling te geven aan (een deel van) de Nederlandse vraag naar waterstof en elektriciteit. De optimalisatie daarvan is een complex samenspel van technische mogelijkheden en de ontwikkelingen van vraag, aanbod, kosten en baten. Het voorzien van de energievraag kan vanzelfsprekend niet alleen bekeken worden op basis van jaarcapaciteit. De productie van energie, in combinatie met de opslag ervan, moet in staat zijn om van uur tot uur de energievraag te kunnen volgen.

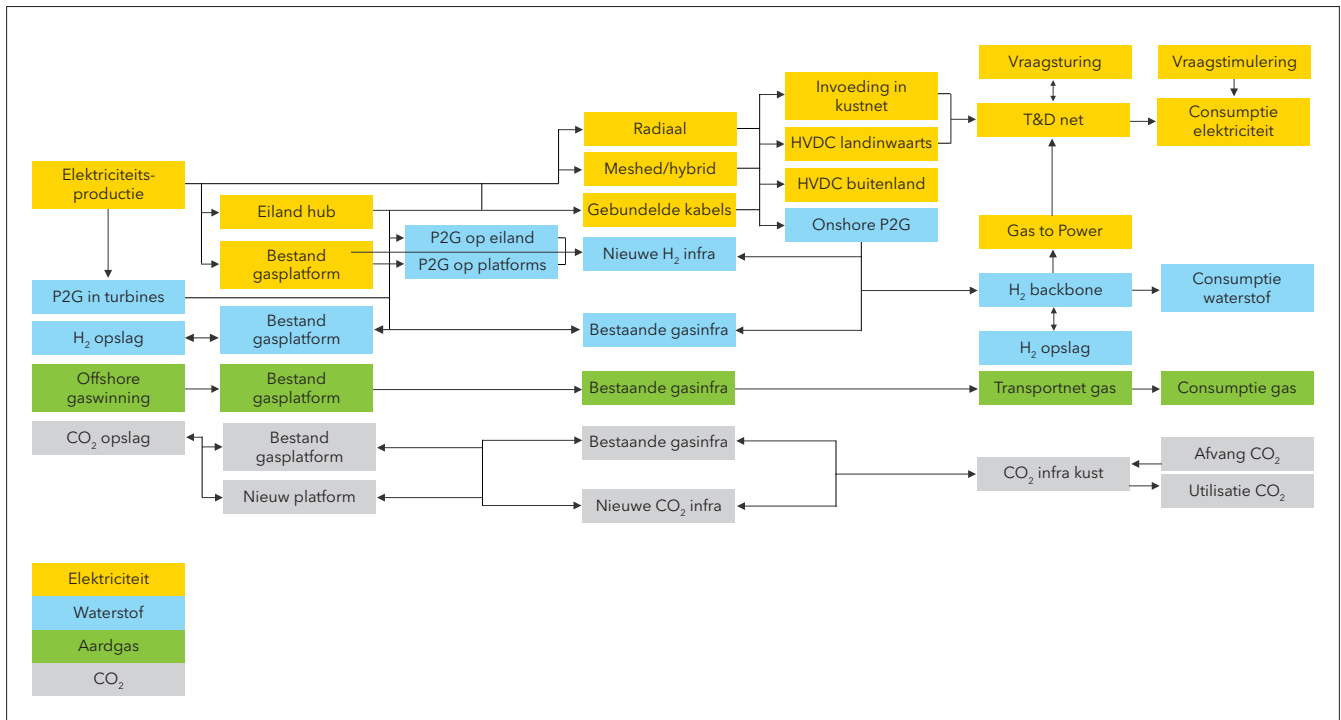
In de NEO zijn geen uitspraken gedaan over de optimale verhouding van waterstof en elektriciteit of de optimale technische oplossing voor integratie van energieproductie vanaf de Noordzee. Hiervoor is momenteel te weinig kennis beschikbaar. In de NEO is de reeds beschikbare kennis geïntegreerd en de ontbrekende kennis geïdentificeerd om daarmee een basis te bieden voor toekomstig beleid. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen:

- Fysieke integratie: de beperkingen op het gebied van capaciteit en ruimte, wat de mogelijkheden zijn om deze te voorkomen en welke beperkingen technische oplossingen kunnen hebben
- Marktintegratie: een afwegingskader voor keuzes tussen verschillende technische oplossingen op basis van de kosten en baten van verschillende technische oplossingen, inclusief inzicht in mogelijke impact op de markten voor elektriciteit en waterstof

Fysieke integratie

De toenemende productie van wind op zee kan na 2030 leiden tot beperkingen van de netcapaciteit en de ruimte voor het aanlanden van kabels. Deze ruimtelijke beperkingen kunnen bijvoorbeeld optreden bij kabelcorridors, duindoorkruisingen en onderstations op land. Voor het voorkomen van dergelijke beperkingen bestaat een breed scala aan oplossingen, zowel op lokale als op (inter)nationale schaal. Ook kunnen deze oplossingen gezocht worden binnen het elektriciteitssysteem of door de integratie van de ketens voor elektriciteit en waterstof.

Het voorkomen van deze beperkingen is afhankelijk van de ontwikkeling van vraag en aanbod op uurbasis. Naast de hoeveelheid vraag speelt hierbij ook de locatie en de beschikbaarheid van lokale flexibiliteit een rol. Momenteel is te weinig bekend over de mogelijke capaciteitsbeperkingen en ruimtelijke beperkingen die kunnen optreden richting 2050. Er zijn een aantal studies in uitvoering die hier verder inzicht in verschaffen, zoals het Programma Energiehoofdinfrastructuur en de Flexibiliteitsstudie 2030. Het is van belang dat de inzichten uit deze studies met de NEO gecombineerd worden tot een integraal overzicht van de infrastructurele behoeftes en mogelijkheden. Bij het maken van keuzes op basis van deze studies is het vervolgens van belang uit te gaan van het systeem in 2050, in plaats van te optimaliseren voor de



Figuur 0-3 Technische opties voor de integratie van elektriciteitsproductie vanaf de Noordzee

korte termijn. Zo lang er nog geen definitieve keuzes gemaakt zijn over het toekomstige energiesysteem is het van belang geen technische oplossingen bij voorbaat uit te sluiten.

Marktintegratie

De ontwikkeling van wind op zee is zeer succesvol. Ondanks dit succes zijn er zorgen over de financiële haalbaarheid van wind op zee op de langere termijn. Als gevolg van een toenemend aanbod tot 2050 kan de waarde van offshore windenergie zonder maatregelen dalen tot 65% van de jaargemiddelde marktprijs. Dit kan leiden tot een gebrek aan investeringen in wind op zee. Tijdens perioden van weinig aanbod kunnen de systeemkosten sterk stijgen doordat hiervoor reservecapaciteit moet worden aangehouden.

Op de lange termijn zijn de vooruitzichten voor hernieuwbare energie gunstig. Hernieuwbare elektriciteit zal volgens Europese Commissie in 2050 bijna de helft (waarvan 84% uit hernieuwbare bronnen) van de energievraag verzorgen. Om dit te realiseren is het noodzakelijk om duidelijke doelen te stellen voor elektrificatie van de industrie, de vervoerssector en de gebouwde omgeving en voor de ontwikkeling van een waterstofsector.

Binnen de technische randvoorwaarden van fysieke integratie kunnen transport- en conversieroutes economisch worden geoptimaliseerd. Daarbij is een integrale systeem-benadering van belang.

Tot 2030 is transport van elektriciteit voordeliger dan de waterstofroute. In de toekomst kan deze verhouding wijzigen als gevolg van kostendalingen van de transportcomponenten. Ook kan het vanuit het oogpunt van systeemintegratie of fysieke beperkingen noodzakelijk of wenselijk zijn om energietransport via waterstof uit te voeren. Aanzienlijke kostenvoordelen kunnen worden behaald door het combineren van de aansluiting van offshore windparken met interconnectoren van elektriciteitsmarkten. Eventueel kan daarbij worden gekozen voor toepassing van een eiland als hub.

Wanneer, zoals gepland, nationale infrastructuur wordt aangelegd is het een no-regret maatregel om deze verbindingen ook aan het buitenland te koppelen. Dit stimuleert de uitwisseling met markten in het buitenland.

Bij een toenemend aanbod van hernieuwbare energie zal ook de behoefte aan opslag toenemen om de fluctuaties van aanbod en vraag op dag- en seizoenstermijn op te vangen. Het bepalen van de grootte van de opslag en een economische kosten-batenanalyse vallen buiten de scope van de NEO. In veel gevallen wordt een rol voor waterstof gezien als voorraadbuffer voor seizoensopslag.

Hergebruik van offshore putten en platforms kan leiden tot een kostenbesparing in de ontsluiting van opslag en transport van zowel waterstof als CO₂. Het wordt aangeraden om aanvullende (detail)studies uit te voeren naar de geschiktheid van putten, platforms en pijpleidingen.

TRANSITIEKEUZES EN ACTIES

Voor het vormgeven van het energiesysteem in 2050 is de periode 2030-2035 essentieel, aangezien dit bepaalt welke richting Nederland opgaat na afloop van de afspraken uit het Klimaatakkoord. Vanwege de lange doorlooptijden van technische projecten (circa 5 jaar voor wind op zee en tot 10 jaar voor infrastructuurprojecten) betekent dit dat voor 2030 keuzes gemaakt moeten worden en er acties ondernomen moeten zijn.

Er zijn dertien no-regret maatregelen geïdentificeerd als aanpassingen aan het energiesysteem die in beide scenario's voorkomen of toekomstige aanpassingen openhouden. Het is belangrijk dat besluiten worden genomen op basis van de juiste gegevens en wordt voorkomen dat technische oplossingen voorbarig worden uitgesloten.

1. Toekomstige besluitvorming is gebaat bij een **integratie van huidige programma's** (Energiehoofdinfrastructuur, Programma Noordzee, I13050 en Flexibiteitsstudie 2030) die o.a. beperkingen, oplossingen, kosten en baten in de hele keten in kaart brengen.
2. Het ontwikkelen van **een gezamenlijke visie op de toekomstige rol van elektriciteit, waterstof, aardgas en CO₂ en de rol van de Noordzee hierin**. Dit moet voldoende zekerheid bieden aan stakeholders om plannen uit te kunnen voeren. Een juiste rolverdeling tussen marktpartijen en overheidsregie is een belangrijke voorwaarde voor succes.
3. Aanvullend op de plannen voor een nationale waterstofbackbone kunnen er stappen gezet worden richting koppeling met het buitenland via **een internationale infrastructuur en markt voor waterstof**. Dit biedt kansen om de internationale waterstofmarkt te vergroten.
4. **Meshed grids en energiehubs** zijn de twee belangrijkste technische oplossingen voor het verbeteren van de integratie van de productie van wind op zee vanaf de Noordzee in de internationale energiemarkt. Hoewel de toepassing van deze oplossingen niet voor 2030 verwacht wordt, is het van belang om voor bereidingen te treffen om toepassing na 2030 mogelijk te maken.
5. Het **hergebruiken van bestaande offshore infrastructuur** kan op termijn significante kosten besparen. Alvorens dit toegepast kan worden, is eerst een inventarisatie nodig van welke infrastructuur geschikt is voor hergebruik in het transporteren en opslaan van waterstof en/of CO₂.
6. Om te voorkomen dat offshore olie- en gasinfrastructuur voor 2030 wordt gesloten en niet kan worden gebruikt voor opslag van transport van CO₂ of waterstof is op korte termijn **regie en een abandonnerings beleid voor offshore olie- en gas infrastructuur** gewenst.
7. Op termijn kan **offshore elektrolyse** en offshore transport van waterstof gunstig zijn ten opzichte van elektrisch transport in combinatie met onshore elektrolyse vanwege besparingen in transportkosten en ruimte. Hiervoor is het nodig om ervaring op te doen m.b.t. de technische haalbaarheid van offshore elektrolyse. Ook kan dit leiden tot lagere toekomstige investeringskosten.
8. Het **creëren van gunstige marktomstandigheden** die op de langere termijn een gezonde en stabiele business case opleveren voor wind op zee. Dit kan bijvoorbeeld via tendermechanismen, vraagstimulering en directe koppeling met elektrolyse.
9. **Uitbreiding afwegingskader voor ruimtelijke toewijzing** van wind-op-zeegebieden. Hierbij dient een keuze gemaakt te worden tussen op het maximaleren van energieopwekking per km² (tegen hogere kosten vanwege toenemende verliezen) en het minimaliseren van kosten van opwekking.
10. Er is nog geen optimale verhouding tussen de hoeveelheid offshore transport met elektriciteit en waterstof bekend. Overwogen kan worden om op zee **voldoende ruime corridors te reserveren voor transport met elektriciteitskabels en/of waterstofpijpleidingen**.
11. **Aanwijzing van offshore kavels die groot genoeg zijn** om een zelfstandige business case voor transport met waterstof of elektriciteit mogelijk te maken en lock-in op bestaande infrastructuur te voorkomen.
12. Het **toestaan van cable pooling**, waardoor drijvende zon-PV projecten gebruik kunnen maken van de elektrische infrastructuur van windparken, kan helpen om een rendabele toepassing van deze innovatieve technologie mogelijk te maken.
13. Onshore waterstofopslag kan op relatief korte termijn een knelpunt gaan vormen bij de behoefte aan energieopslag. Het is daarom gewenst om de **uitbreiding van onshore waterstofopslag te faciliteren**.

Na 2030 zullen nog verdere keuzes gemaakt moeten worden. Vanwege lange doorlooptijden zullen deze echter pas later van invloed worden, waardoor deze keuzes minder fundamenteel van aard zijn.

1. Periodieke evaluatie van de voortgang ten opzichte van de plannen, inclusief het bijstellen van doelstellingen en het aanpassen van mechanismen.
2. Inventarisatie van mogelijke overlap tussen de opslag waterstof en CO₂ in offshore gasvelden, inclusief afwegingskader voor de toewijzing offshore infrastructuur & gasvelden.
3. Drijvende zon-PV, aquatische biomassa en Airborne Wind Energy bereiken een volwassen ontwikkelingsfase wat vraagt om beleid gericht op opschaling.
4. Bij het maximaal benutten van offshore elektrische verbindingen kunnen beperkingen ontstaan. Beleid en technische optimalisatie gericht op het verkleinen van de ruimtelijke voetafdruk kunnen hier een bijdrage aan leveren.

REFLECTIE EN MOGELIJKE LOCK-INS

De Noordzee kan een kritische rol spelen in het energiesysteem in 2050. Desondanks is er nog onzekerheid over wat deze rol gaat worden. De belangrijkste reden hiervoor is dat onvoldoende kennis voorhanden is om op dit moment concrete besluiten voor de lange termijn te nemen. Momenteel lopen meerdere onderzoekstrajecten met als doel om beter in kaart te brengen wat voor aanpassingen aan het energiesysteem nodig zullen zijn, wat de bijdrage kan zijn van de verschillende technische opties en wat hiervan de relatieve kosten zijn. Deze onderzoeken zullen echter met name invulling geven aan wat mogelijk is, maar uiteindelijk is het aan politiek en maatschappij om te bepalen wat wenselijk is. Hierbij zullen verschillende aspecten moeten worden afgewogen. Te ver leunen naar een enkele richting of het maken van overhaaste keuzes kan leiden tot lock-ins die op de lange termijn suboptimaal zijn:

- Een eenzijdige focus op elektrificatie kan bijvoorbeeld de hoeveelheid beschikbare groene waterstof beperken als decarbonisatieoptie voor de industrie, terwijl een eenzijdige focus op waterstof de hoeveelheid beschikbare groene stroom voor elektrificatie kan beperken.
- In de scenario's is het uitgangspunt dat gaswinning op de Noordzee naar 0 PJ gaat, terwijl een beperkte vraag naar (groen)gas blijft bestaan. Hiermee wordt de toepassing van binnenlands aardgas en aardgasproducten als blauwe waterstof uitgesloten. Alternatief kan gekozen worden voor een doorlopende rol van aardgas en het stimuleren van exploratie van- en boringen naar aardgas op de Noordzee. De grootschalige toepassing van blauwe waterstof op land kan echter groene waterstof uit de markt kunnen houden en een lock-in creëren op CCS.

- Een eenzijdige focus op wind op zee kan leiden tot schommelingen tussen vraag en aanbod die op land tegen hoge kosten met additionele flexibiliteit moeten worden opgelost.
- Alle ontwikkeling overlaten aan de markt kan leiden tot optimalisatie op de korte in plaats van de lange termijn en voor individuele situaties in plaats van het gehele systeem, maar te veel regie kan leiden tot het maken van te vroege keuzes die voorbijgaan aan ontwikkelingen in technologie en kosten.
- Een internationaal proactief beleid kan economische kansen ontsluiten op het gebied van de export van groene stroom of waterstof. Op termijn is het echter mogelijk dat andere landen goedkoper kunnen produceren, waardoor Nederland haar afzetmarkt verliest en eindigt met overproductie of stagnerende investeringen.
- Het stimuleren van een internationale markt en internationale infrastructuur voor CO₂ kan een lock-in creëren op CO₂ opslag gedurende de afschrijvingstermijn of operationele levensduur van de CO₂ infrastructuur.
- Het stimuleren van drijvende zon-PV, aquatische biomassa of Airborne Wind Energy kan een voorkeurspositie creëren voor één technologie die andere innovatieve technologieën uit de markt houdt.

Voor de besluitvorming over het energiesysteem van 2050 is het van belang dat een gezamenlijke visie gevormd wordt door de overheid in samenspraak met producenten, consumenten, infrabeheerders en andere stakeholders om gezamenlijk de richting te bepalen. Het is van belang dat er overeenstemming is over de richting om duidelijkheid te verschaffen en daarmee investeringen te ontsluiten. Tegelijkertijd moet er genoeg flexibiliteit blijven omtrent de bijdrage van de Noordzee om in te blijven spelen op toekomstige ontwikkelingen in binnen- en buitenland.

INHOUDSOPGAVE

VOORWOORD	02
MANAGEMENT SAMENVATTING	04
■ Scope en doelstelling van de NEO	05
■ Methode en scenario's	05
■ Keuzes en mogelijkheden	07
■ Transitiekeuzes en acties	09
■ Reflectie en mogelijke lock-ins	10
INHOUDSOPGAVE	11
LIJST VAN AFKORTINGEN & GEÏNTERVIEWDE PARTIJEN	12
1 INLEIDING	13
1.1 Scope en doelstelling van de NEO	14
1.2 Methodologie	14
1.3 Leeswijzer	18
2 STAND VAN ZAKEN: BELEID ENERGIETRANSITIE OP DE NOORDZEE	19
2.1 Doel en aanpak van dit hoofdstuk	20
2.2 Klimaatbeleid	20
2.3 Ruimtelijk beleid	21
2.4 Hernieuwbare energie	22
2.5 Carbon capture & storage (CCS)	23
2.6 Waterstofbeleid	23
2.7 Innovatiebeleid	24
2.8 Fossiele energie	25
2.9 Politiek en maatschappelijke draagvlak	25
2.10 Internationale context	25
3 SITUATIESCHETS 2030	26
3.1 Doel en aanpak van dit hoofdstuk	27
3.2 Ruimtelijke indeling Noordzee	27
3.3 Energie op de Noordzee	28
3.4 Fysieke systeemintegratie	31
4 SCENARIO'S 2050: EINDBEELDEN EN TOEKOMSPADEN	33
4.1 Doel en aanpak van dit hoofdstuk	34
4.2 Energie op de Noordzee	35
4.3 Ontwikkelingen in de energievraag	39
4.4 Fysieke systeemintegratie	40
5 KEUZES EN MOGELIJKHEDEN	45
5.1 Doel en aanpak van dit hoofdstuk	46
5.2 Analyse voor de modaliteiten elektriciteit en waterstof	46
5.3 Analyse op systeemintegratie	51
5.4 Conclusies	59
6 CONCLUSIE, TRANSITIEACTIES EN REFLECTIE	62
6.1 Conclusies	63
6.2 Keuzes en transitieacties	67
6.3 Reflectie buitenland	72
REFERENTIES	74
APPENDIX A1 - TECHNOLOGIE EN INNOVATIEVE TECHNOLOGIE PARAMETERS	77
A1.1 Fact sheets	77
A1.2 Economische verkenning productietechnologieën	87
APPENDIX A2 - SYSTEEMINTEGRATIE PARAMETERS	91
A2.1 Conversie en transport	91
A2.2 Opslag	92

LIJST VAN AFKORTINGEN

AFKORTING	BETEKENIS	AFKORTING	BETEKENIS
AC	Wisselstroom	LCOE	Levelized Cost of Electricity
AIS	Luchtgeïsoleerd schakelmateriaal	MEUR	Miljoen euro
AWE	Airborne Wind Energy	Min. BZK	Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties
BE	België	Min. EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
CAGR	Compound Annual Growth Rate	Min. IenW	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
CCS	CO ₂ afvang en -opslag	MMIP	Meerjarige Missiegedreven Innovatieprogramma's
CCU	CO ₂ afvang en gebruik	Mton	Megaton
COP	Cessation of Production	MW	Megawatt
DC	Gelijkstroom	MWh	Megawattuur
Dld	Duitsland	NCP	Nederlands Continentaal Plat
EC	Europese Commissie	NEO	Noordzee Energie Outlook
EU	Europese Unie	NL	Nederland
EUR	Euro	NOVI	Nationale Omgevingsvisie
FPSO	Floating Production Storage and Offloading	NSWPH	North Sea Wind Power Hub
FTE	Fulltime equivalent	NW-EU	Noordwest-Europa
G2P	Gas-to-Power	P2X	Power-to-X
GIS	Gasgeïsoleerd schakelmateriaal	PJ	Petajoule
GW	Gigawatt	PoR	Port of Rotterdam; Haven van Rotterdam
ha	Hectare	R&D	Research & Development
HCSS	Hague Centre for Strategic Studies	SDE	Stimulering Duurzame Energie
HVAC	Hoogspanningswisselstroom	STEG	Stoom- en Gascentrale
HVDC	Hoogspanningsgelijkstroom	TKI	Topconsortium voor Kennis en Innovatie
IA	Scenario Importafhankelijk	TNW	Windpark ten Noorden van de Waddeneilanden
I13050	Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050	TRL	Technology Readiness Level
IKIA	Integrated Knowledge and Innovation Agenda	TWh	Terawattuur
IRENA	International Renewable Energy Agency	VK	Verenigd Koninkrijk
KEV	Klimaat- en Energieverkenning	VS	Verenigde Staten
kEUR	Duizend Euro	WoZ	Wind op Zee
km	kilometer	zon-PV	Zonne-energie
KPI	Key Performance Indicator	ZV	Scenario Zelfvoorzienend
kton	Kiloton		
kWh	Kilowattuur		

LIJST MET GEÏNTERVIEWDE PARTIJEN

Voor deze studie zijn naast de in de tekst benoemde stakeholdermeetings aanvullende gesprekken gevoerd met de volgende partijen:

- Energie Beheer Nederland
- Gasunie
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
- Nexstep
- NOGEPA
- North Sea Wind Power Hub
- Planbureau voor de Leefomgeving
- Rijkswaterstaat
- TenneT
- TNO
- Topsector Energie
- Urgenda

1 - INLEIDING



1.1 Scope en doelstelling van de Noordzee Energie Outlook

De bijdrage van de Noordzee aan het energiesysteem in Nederland moet gezien worden in de context van het huidige Klimaatakkoord. In dit Klimaatakkoord zijn **concrete plannen** opgenomen voor het in 2030 realiseren van 49% minder CO₂ uitstoot (t.o.v. 1990). Het Klimaatplan biedt hiervoor de wettelijke verankering voor de periode 2021-2030. De drie pijlers van de Nederlandse plannen zijn:

1. Opwekking van hernieuwbare energie met wind op zee
2. Opwekking van hernieuwbare energie met een aanpak op land
3. Energiebesparing

Deze plannen dienen te leiden naar de productie van 84 TWh hernieuwbare elektriciteit in 2030, 70% van de huidige elektriciteitsvraag. Voor de doelstellingen van 2050 (zie paragraaf 2.2) is er aanvullende hernieuwbare opwekking noodzakelijk. De strategie voor het realiseren hiervan is een uitdaging die nu al opgepakt moet worden. Het is aan het ministerie van EZK om een **beleidsvisie** vormen om op een hernieuwbaar energiesysteem in 2050 en **beleidskeuzes** maken om de eerste stappen voor de periode 2030-2035 te kunnen faciliteren.

Voor het maken van deze beleidsvisie, en daaropvolgende beleidskeuzes, zal onder andere gebruik gemaakt worden van de inzichten in de NEO. De NEO is geen volledig nieuwe analyse, maar een synthese van de bestaande kennis en literatuur. Hierbij is getracht om de verschillende onderliggende bronnen onder een gemeenschappelijke

structuur te brengen die inzicht biedt in zowel de samenhang van bestaande literatuur als mogelijke blinde vlekken. Vanuit deze analyse zijn een scala aan acties en keuzes gedestilleerd die de transitie van het energiesysteem op de Noordzee kunnen faciliteren. In de NEO wordt geen keuze gemaakt tussen verschillende opties of beleidsadvies gegeven, maar is getracht inzicht te bieden in afhankelijkheden en consequenties.

1.2 Methodologie

De NEO tracht inzicht te bieden in de technische mogelijkheden van energieproductie vanaf de Noordzee, en de mogelijke rol hiervan in het energiesysteem in 2050. Om dit te bewerkstelligen is gebruik gemaakt van twee **scenario's**². Elk van deze scenario's bestaat uit een prognose voor het **startpunt** in 2030, een **eindbeeld** in 2050 en een **toekomstpad** dat beiden verbindt. Het doel van deze scenario's is starten met het meest waarschijnlijke beeld van 2030, om vervolgens aan de hand van de uitersten van de eindbeelden het volledige spectrum aan momenteel voorziene mogelijke technologische ontwikkelingen op de Noordzee op te spannen. Hierdoor wordt het aannemelijk dat de realiteit zich binnen de scenario's begeeft. Door te beschrijven hoe deze verschillende extreme eindbeelden gehaald kunnen worden, blijft er controle over de richting die naar 2050 toe bewandeld zal worden en kan gefocust worden op het kiezen van het gewenste pad.

De NEO is een synthese van bestaande literatuur, daarom zijn **staand beleid, wetgeving**, en reeds uitgevoerde **studies** de basis voor de scenario's. Voor het startpunt van de NEO, de prognose voor 2030, is hierbij uitgegaan van het huidige beleid zoals beschreven in het Klimaatakkoord.

Nut en noodzaak van de Noordzee Energie Outlook (NEO)

Waarom deze outlook?



SYSTEEMINTEGRATIE

Het energiesysteem wordt steeds complexer. De NEO geeft inzicht in welke rol de Noordzee kan spelen in dit nieuwe systeem. Integratie van verschillende technieken, functies en sectoren is dan noodzakelijk. Dit is systeemintegratie.



URGENTIE

Een duurzaam energiesysteem vraagt om een aanpassing van de infrastructuur, marktordening etc. De ontwikkeltijden van geïntegreerde energieprojecten op zee zijn zeer lang. Daarom is actie nu benodigd.

Wat is de NEO?



FEITELIJK OVERZICHT

Een feitelijk overzicht van de ontwikkelingen en opties voor de Nederlandse energietransitie en welke (economische) kansen dit biedt voor Nederland.

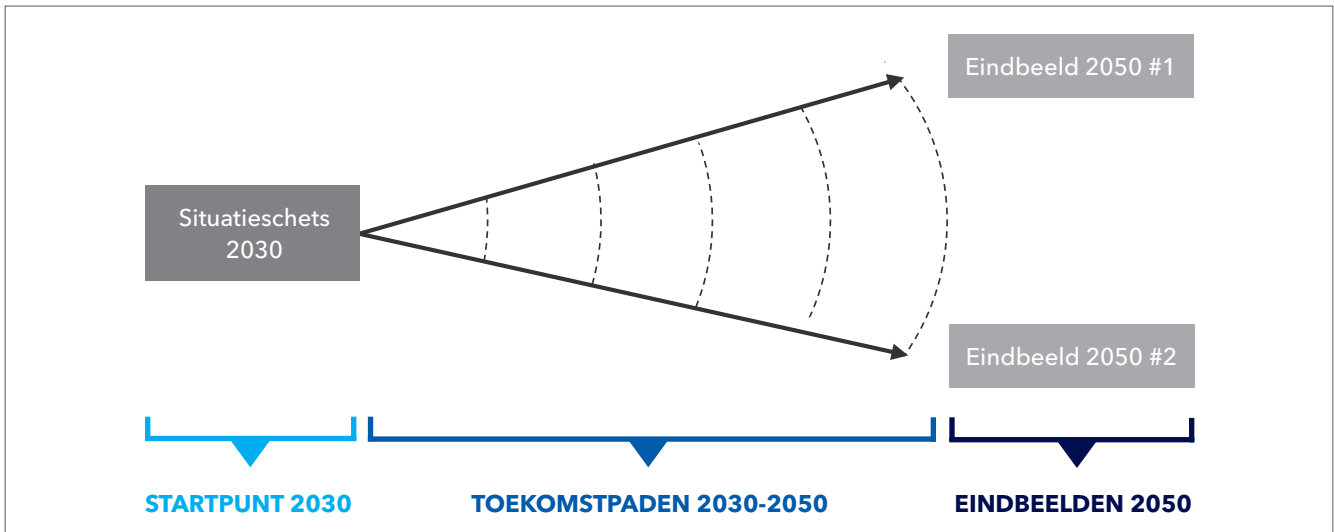


INPUT

Input voor een visie voor 2030-2050 en daarmee een hulpmiddel voor beleidsmakers en stakeholders en stakeholders om eigen beleid vorm te geven en hierin stappen te zetten.

Figuur 1-1 Nut-noodzaak van de NEO

² De gehanteerde scenario's zijn normatief van aard aangezien deze leiden tot een gewenste situatie in 2050 waarbij het halen van de klimaatdoelstellingen het uitgangspunt is (zie hoofdstuk 2).



Figuur 1-2 Opzet scenario's zoals gebruikt in de NEO

Bij technologieën zonder concrete beleidsdoelstelling is uitgegaan van de bestaande plannen vanuit de markt voor 2030. Voor alle technologieën is hierbij aangegeven welke onzekerheden er spelen. Voor het eindpunt van de NEO in 2050 wordt gewerkt met normatieve eindbeelden op basis van externe scenario's. Tussen het startpunt 2030 en eindbeeld 2050 zijn **toekomstpaden** getrokken. Deze toekomstpaden schetsen per technologie de verwachte capaciteitsopbouw en energetische waarde. Bij het opstellen van deze toekomstpaden is rekening gehouden met verschillen tussen volwassen technologieën en innovatieve technologieën. Hierbij zijn enkel innovatieve technologieën meegenomen die de potentie hebben om een significante bijdrage te leveren aan het energiesysteem in 2050. Het maken van een ruimtelijke indeling valt buiten de scope van de NEO. De interfaces/concurrentie met ander ruimtegebruik wordt wel beschreven maar niet verder uitgewerkt.

De opgestelde scenario's zijn vervolgens onderworpen aan een analyse. Deze analyse is bottom-up opgebouwd in twee trappen:

- Analyse per modaliteit: beschouwing van de voorziene volumes aan elektriciteit, waterstof, aardgas en CO₂, de bijdrage van de Noordzee in het energiesysteem en de noodzaak tot systeemintegratie
- Analyse op systeemintegratie: de verschillende technische opties voor systeemintegratie, eventuele ruimtelijke beperking en een economisch afwegingskader tussen verschillende opties

De nadruk van de analyse ligt hierbij op systeemintegratie en de relatieve rol van elektriciteit en waterstof. Deze analyse is daarom opgebouwd uit drie onderdelen:

- Behoefte en samenstelling productie: reflectie op de verwachte capaciteit van wind op zee, de rol van innovatieve technologieën in de energiemix vanaf de Noordzee en de mogelijke economische kansen van overproductie en meer diverse productie.
- Transport en conversie: analyse van technische beperkingen onshore en offshore voor de aanlanding van elektriciteit en de toepassing van elektrolyse, inclusief economisch afwegingskader voor resterende opties.
- Opslag en hergebruik infrastructuur: mogelijkheden en concurrentie tussen offshore opslag van waterstof en CO₂, en de mogelijkheden hierbij om kosten te besparen door middel van hergebruik van bestaande infrastructuur voor opslag en transport.

Bij elk onderdeel van de analyse is aangegeven wat de mogelijke beperkingen zijn in het systeem, en welke **transitieacties en keuzes** van invloed zullen zijn op het uiteindelijke energiesysteem in 2050. Voor deze transitieacties en keuzes zal vervolgens aangegeven worden wanneer en in welke volgorde ze relevant gaan worden, waarbij onderscheid gemaakt wordt tussen prioriteiten, no-regret maatregelen en mogelijke lock-ins. Om op een integrale wijze inzicht te kunnen bieden in de consequenties van een aantal fundamentele acties en keuzes zijn daarnaast een tweetal 'wat als' redeneringen uitgewerkt - één met een focus op elektriciteit en één met een focus op waterstof.

Het huidige Klimaatakkoord heeft ook al de mogelijkheid tot **versnelling** opgenomen. Zo zijn er voor wind op zee extra mogelijkheden benoemd. Daarnaast speelt de discussie rondom de wenselijkheid van biomassa als energiebron. Deze ontwikkelingen hebben impact op de snelheid van de energietransitie, maar niet op de volgorde van de benodigde acties en keuzes.

Nota bene, in 2020 heeft de COVID-19 crisis een significante economische impact. Op het moment van schrijven van de NEO is de omvang en duur van de impact nog volstrekt onduidelijk. Een economische crisis heeft echter geen gevolgen voor het huidige beleid waar het startpunt in 2030 op is gebaseerd. Derhalve is hier voor de inschatting van deze toekomstige situatie geen rekening mee gehouden. Geadviseerd wordt om in een toekomstige update van de NEO de impact van acties en keuzes en COVID-19 op de realisatie te beschouwen.

1.2.1 LITERATUUR & BRONNEN

Bij het opstellen van de Noordzee Energie Outlook is gebruik gemaakt van verschillende bronnen. Naast openbare technische literatuur is er ook gebruik gemaakt van overheidspublicaties en interviews.

Al deze **bronnen** zijn beoordeeld op **geloofwaardigheid** en op **relevantie**:

- Een bron is acceptabel op geloofwaardigheid als het een officieel beleidsdocument of een internationaal erkende publicatie betreft, dan wel als het een gerenommeerde publicatie is met een **peer review**. Indien hieraan niet wordt voldaan, is het niet als feit in de NEO opgenomen.
- Een bron is acceptabel op relevantie als het een volledige of gedegen **dekking** geeft van datgene waarvoor het als bron wordt opgevoerd.
- Daarnaast geldt dat elke bron van **recente** publicatiedatum dient te zijn, en in principe niet ouder dan 3 jaar mag zijn.

Naast het gebruik van bronnen die hoog scoren op bovenstaande criteria is gebruik gemaakt van gegevens die door de werkgroep als geloofwaardig en relevant geïdentificeerd zijn. Indien er op basis van bronmateriaal alsnog geconcludeerd werd dat er **geen informatie** beschikbaar was is dat gesignaleerd. Ook indien er op gebieden uiteenlopende meningen of inschattingen voorkomen is dat gesignaleerd. De uiteindelijke **validatie van de verwerking** in de NEO heeft vervolgens wederom door de werkgroep plaatsgevonden. Interviews zijn toegepast voor het identificeren van relevante literatuur en het toetsen van beelden en aannames. Waar dit van toepassing is, wordt dit in het document vermeld.

In overleg met de opdrachtgever zijn er bij de totstandkoming van de NEO **diverse toetsingsmomenten** geweest. Een brede **Stakeholderbijeenkomst** op 11 maart heeft geïnteresseerde partijen de mogelijkheid geboden om input te leveren op de aandachtspunten die binnen de scope van de NEO vallen. Op verzoek van participanten van de stakeholderbijeenkomst hebben er **bilaterale gesprekken** plaatsgevonden. De bovengenoemde werkgroep is actief betrokken geweest bij het definiëren van de scope, de structurering van het document en de inhoudelijke validatie. Voor de eindbeelden van 2050 en de toekomstpaden hebben aparte **expertsessies** plaatsgevonden. Daarnaast is door de opdrachtgever een brede **maatschappelijke uitvraag** via www.windopzee.nl voor bijdragen gedaan.

1.2.2 DEFINITIES

Binnen de Noordzee Energie Outlook worden bepaalde benamingen gebruikt waar in de maatschappelijke dialoog niet altijd een eenduidige definitie gehanteerd wordt. Hieronder wordt van een aantal belangrijke begrippen omschreven hoe deze benamingen binnen de NEO gehanteerd worden.

1.2.2.1 Technologie versus innovatieve technologie

Bewezen technologieën die expliciet in het Klimaatakkoord benoemd worden, zijn als technologie in de NEO meegenomen. Hierbij worden innovatieve ontwikkelingen, zoals bijvoorbeeld drijvende windmolens, als incrementele ontwikkeling binnen de technologie beschouwd. De doelstellingen voor kostenreductie, systeemintegratie en ruimtelijke inpassing zijn zodanig dat ook hier doorbraken nodig zijn, maar deze worden niet separaat behandeld in de NEO. Voor innovatieve technologieën is een afwegingskader opgesteld voor welke technologieën meegenomen worden, en welke niet. Hierin onderscheiden we twee zaken:

1. Onderbouwing welke innovatieve technologieën worden meegenomen in de analyse en
2. De kans op succes/bijdrage aan het energiesysteem in 2050.

De NEO neemt op basis van de volgende **afwegingen** een bepaalde innovatieve technologie mee in de analyse voor de mogelijke toekomstpaden 2030-2050.

- **MARKTRIJPHEID**: een innovatieve technologie moet in 2030 minimaal een Technology Readiness Level (TRL) van 7 (Demonstratie prototype in operationele omgeving) bereikt kunnen hebben. De rationale hiervoor is dat indien dit niet de verwachting is, de innovatieve technologie te prematuur is om beleid op te baseren of ruimtelijke reserveringen voor te maken. Een dergelijke innovatieve technologie kan dan een plek te krijgen in het innovatiebeleid, onafhankelijk van de inrichting van de Noordzee.

- **SIGNIFICANTIE:** een innovatieve technologie moet een significante bijdrage kunnen leveren aan het Energiesysteem. Voor de eenvoud is een grens gesteld aan potentieel van 500 MW.

Voor de NEO gaan we ervanuit dat een innovatieve technologie aan beide afwegingen moet voldoen om meegenomen te kunnen worden. Indien er dus op één van deze KPI's onvoldoende wordt gescoord zal de innovatieve technologie niet meegenomen worden.

Bij de totstandkoming van de toekomstpaden speelt echter vooral het tempo een rol waarmee een innovatieve technologie tot volwassenheid kan komen en daarmee zijn S-curve doorloopt. Bepalend voor dit tempo (en tevens de haalbaarheid van het bereiken van volwassen stadium) zijn vooral stakeholders/actoren en omgevingsfactoren³. Deze factoren worden derhalve voor iedere innovatieve technologie besproken in een innovatiesysteemanalyse (zie Appendix A1). Daarbij moet worden opgemerkt dat de beschikbaarheid van bronnen om gegevens van innovatieve technologieën te staven (zeer) beperkt kan zijn. Daarom is deze analyse ten dele subjectief en kwalitatief.

Een overzicht van de beoordeelde innovatieve technologieën en de argumentatie om te komen tot de NEO-shortlist is aan het begin van Appendix A1 opgenomen.

1.2.2.2 Systeemintegratie

Vanuit het perspectief van de Noordzee is het van belang dat het energiesysteem op de Noordzee goed geïntegreerd is met omliggende energiesystemen. Hierbij zijn twee verschillende dimensies te onderscheiden:

- Kan alle productie vanaf de Noordzee fysiek worden geïntegreerd in de verschillende (inter)nationale netwerken? Dit betreft capaciteit en flexibiliteit.
- Is er op de (inter)nationale markten voldoende afzet voor de productie vanaf de Noordzee?

Indien dit niet het geval is, dient tijdig overgegaan te worden op actieve systeemintegratie. Dit behelst de omzetting en transport van de verschillende modaliteiten (voor de NEO zijn dit hoofdzakelijk elektriciteit en waterstof), waarbij zowel de fysieke grenzen van de verschillende netten als de (instantane) balancering van vraag en aanbod voor verschillende modaliteiten gerespecteerd worden.

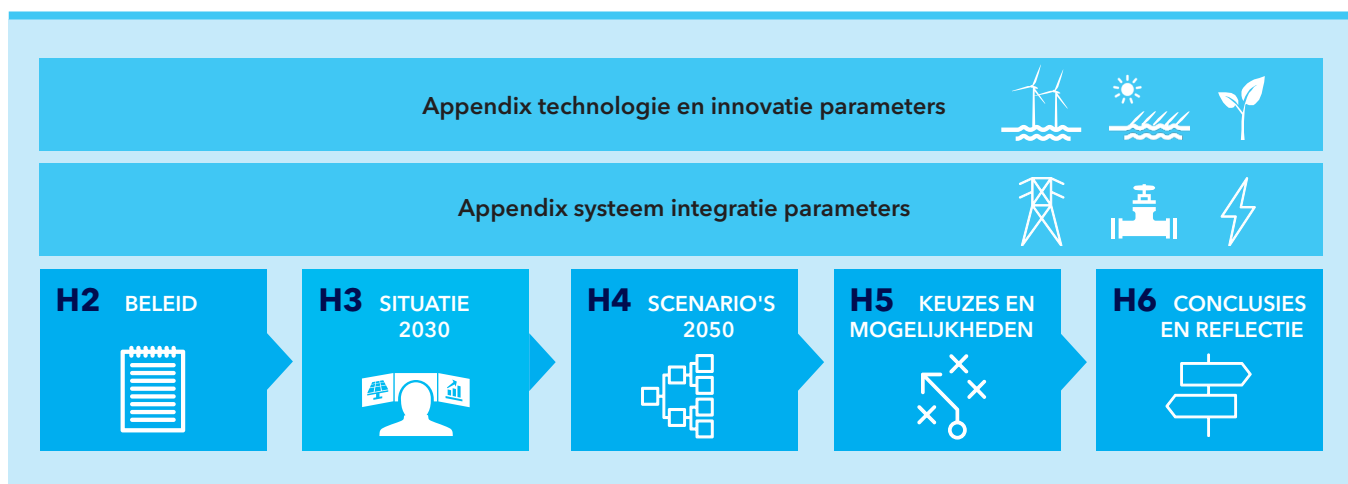
Binnen de NEO wordt gekeken naar:

- De noodzaak voor systeemintegratie in 2030 en 2050.
- De verschillende mogelijkheden (zowel vormen van, en locaties voor conversie & transport).
- De afwegingen die hierbij gemaakt moeten worden (bv. qua kosten en ruimtelijke impact).

Voor deze integratie wordt zowel gekeken naar Nederland als de mogelijkheden in het buitenland. Hiermee is systeemintegratie een **actie**, niet een losstaand onderdeel van het systeem.



³ Dit sluit aan bij de aanpak in het Meerjarig Missiegedreven Innovatieprogramma (MMIP), zie hoofdstuk 2.

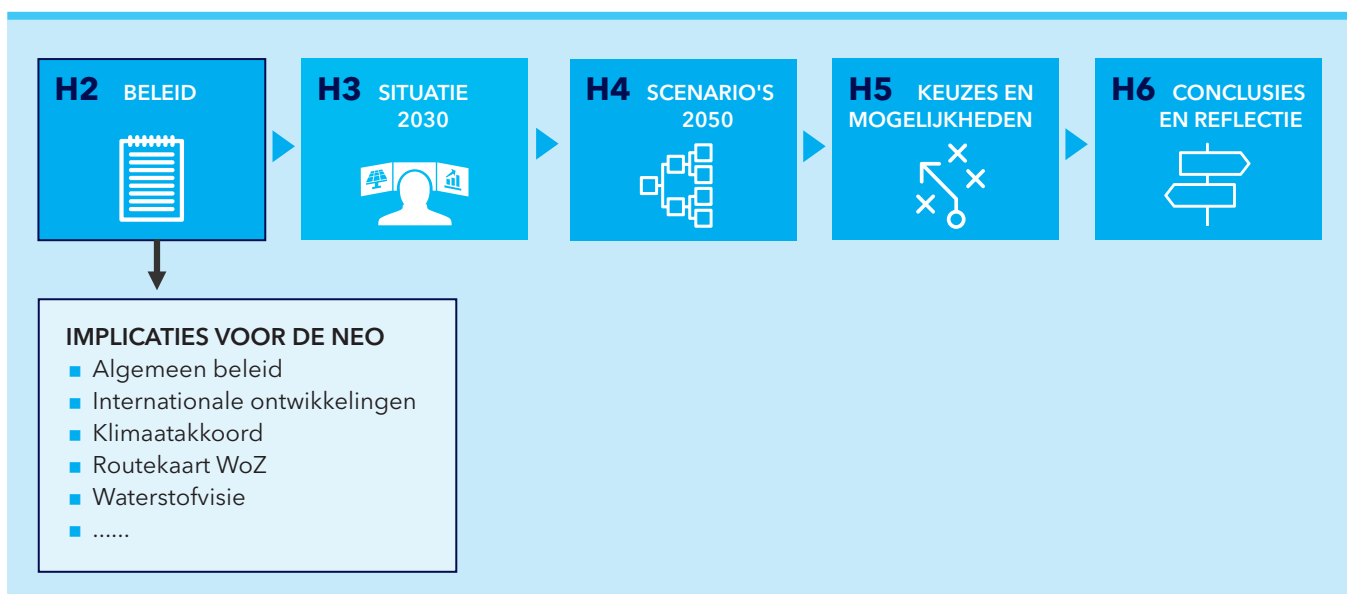


1.3 Leeswijzer

- **HOOFDSTUK 1** geeft een toelichting op het doel van de NEO, de gehanteerde methodologie en een leeswijzer. Ook worden hier de gebruikte definities scherp afgebakend.
 - **HOOFDSTUK 2** geeft een overzicht (status 2020) van het relevante beleid voor de Noordzee voor de Nederlandse energievoorziening.
 - **HOOFDSTUK 3** bevat een prognose van de realisatie van de huidige plannen, beleid en technologisch kunnen. Dit is het startpunt in 2030 waarop de Outlook verder bouwt. Het behandelt ook de onzekerheden in de verwachte situatie.
 - **HOOFDSTUK 4** schetst de hoekpunten voor het energiesysteem van de Noordzee. Het beschrijft de mogelijke bijdrage van de Noordzee aan de energiebehoefte in 2050.
 - **HOOFDSTUK 5** bevat de analyse van de twee scenario's zoals in dit hoofdstuk beschreven.
 - **HOOFDSTUK 6** bevat een verzameling van (integrale) conclusies, de categorisering en prioritering van transitieacties en keuzes en een reflectie op basis van de 'wat als'-rederingen. Ook wordt een reflectie geboden op de kansen en afhankelijkheden met betrekking tot het buitenland.
- Naast deze hoofdstukken bevat de NEO nog twee appendices die verdere diepgang bieden over de gebruikte methodes en analyses. Deze zijn als volgt onderverdeeld:
- **APPENDIX A1** bevat factsheets van de verschillende volwassen en innovatieve technologieën die gebruikt zijn in de NEO met technische en economische parameters in 2030 en 2050. Op basis hiervan zijn toekomstpaden opgesteld en is een analyse uitgevoerd van de mogelijke economische kansen.
 - **APPENDIX A2** bevat de onderliggende gedetailleerde analyses die die kern van de analyse op systeemintegratie vormen. In de hoofdtekst zijn de belangrijkste conclusies uit deze analyses overgenomen.

2 - STAND VAN ZAKEN: BELEID ENERGIETRANSITIE OP DE NOORDZEE





Figuur 2-1 Opbouw van de NEO en de rol van hoofdstuk 2

2.1 Doel en aanpak van dit hoofdstuk

Het startpunt van de NEO is 2030. Het huidige beleid dient als uitgangspunt om een prognose voor de situatie in 2030 te beschrijven. Waar het beleid nog niet (duidelijk) is geformuleerd leidt dit tot onzekerheid over de startsituatie in 2030.

Dit hoofdstuk start met een beschrijving van het algemene beleidskader en de doelen van het klimaat en energiebeleid. Daarna wordt een overzicht gegeven van het ruimtelijk beleid. Vervolgens worden de voor de Noordzee relevante technologieën en het beleid rondom innovatieve technologie beschreven. Waar nodig zijn zaken beschreven die geen strikt beleid vormen maar wel relevant zijn voor de positie in 2030. Hiertoe behoren onder andere internationaal beleid en ontwikkelingen. Naast Nederland ontwikkelen namelijk ook de andere landen rondom de Noordzee een offshore energiesysteem, en de keuzes die in andere landen worden gemaakt beïnvloeden de Nederlandse situatie.

De gelaagdheid van het wettelijk kader en het beleid wordt met name bepaald door de rol van de overheid (wettelijke taak, opdrachtgever, verkenning etc.) in de verschillende documenten.

2.2 Klimaatbeleid

In 2015 hebben 195 landen, inclusief Nederland, met het ondertekenen van het Klimaatverdrag van Parijs afgesproken om in 2050 de stijging van de gemiddelde wereldtemperatuur te beperken tot onder 2 graden Celsius, en zo mogelijk 1,5 graden Celsius (United Nations, 2015).

Hiervoor is het nodig dat de uitstoot van broeikasgas – uitgedrukt in equivalenten koolstofdioxide (CO₂) – wordt teruggedrongen. In Nederland biedt de Klimaatwet (2019) (Min. EZK, 2020f) een kader voor de ontwikkeling van beleid gericht op het onomkeerbaar en stapsgewijs terugdringen van de broeikasgasemissies in Nederland. Hierin is vastgelegd met hoeveel procent ons land de CO₂-uitstoot moet terugdringen ten opzichte van 1990:

49% minder
CO₂ uitstoot
(-116 megaton
CO₂ per jaar)
in **2030**

95% minder
CO₂ uitstoot
(-217 megaton
CO₂ per jaar)
in **2050**

De regering stelt een Klimaatplan vast waarin de hoofdzaken van beleid voor de eerstvolgende 10 jaar worden vastgelegd, een proces dat iedere vijf jaar herhaald dient te worden. Dit bevat de maatregelen die worden getroffen om de doelstellingen te halen, de verwachte ontwikkelingen over het aandeel hernieuwbare energie en besparingen; recente wetenschappelijke inzichten in klimaatverandering; technologische ontwikkelingen voor CO₂-emissiereductie; internationale klimaatontwikkelingen en de gevolgen die het beleid heeft voor de Nederlandse maatschappij.

In het Klimaatakkoord (Min. EZK, 2019) hebben meer dan 100 maatschappelijke en bestuurlijke partijen afspraken gemaakt over CO₂-reducerende maatregelen om te zorgen dat aan de verplichtingen zal worden voldaan in 2030 met een doorkijk naar 2050. Deze afgesproken maatregelen zijn wettelijk verankerd in het Klimaatplan (2021-2030) (Min. EZK, 2020e). In grote lijnen wil Nederland inzetten op de volgende pijlers:

- Opwekken van hernieuwbare energie met windenergie op zee;
- Opwekken van hernieuwbare energie op land;
- Energiebesparing (industrie, gebouwde omgeving...)

In het Klimaatakkoord is ook de mogelijkheid opgenomen om de reductie van CO₂ te versnellen en in 2030 al op 55% uit te komen. Hierover is echter bij het schrijven van de NEO 2020 nog geen besluit genomen. Dit zou de prognose voor 2030 veranderen, maar geen invloed hebben op de volgorde van de analyse.

In Europees verband zijn - met steun van Nederland - Europese doelen voor 2030 afgesproken voor hernieuwbare energie (32%) en energiebesparing (32,5%). Deze Europese doelen zijn niet direct doorvertaald in nationale doelen, maar de Europese Commissie heeft aangegeven een aandeel hernieuwbare energie van 26% redelijk te achten (Europese Commissie, 2009). Nederland richt zich volgens het Klimaatplan op een aandeel van 27% hernieuwbare energie in 2030.

In het Klimaatplan worden de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- Ruimtelijke inpassing en rekening houdend met andere omgevings(f)actoren
- Betrouwbaarheid en leveringszekerheid, inclusief import, export, strategische reserves
- Betaalbaarheid
- Duurzaam en schoon

De *Blue Growth* strategie van de EU (Europese Commissie, 2020c) is de internationale basis van beleidsnotities rondom de Noordzee (hernieuwbare groei van de mariene en maritieme energie en economie, waarbij duurzaam ruimtegebruik centraal ligt), vastgelegd door de Lidstaten en het Europees Parlement in de Limassol Verklaring. Op grond van de Waterwet zijn in het Nationaal Waterplan (nu Nationaal Waterprogramma, dat ieder 5 jaar geactualiseerd wordt) de functies van de Noordzee en hun onderlinge samenhang beschreven en toegewezen. De diverse beleidsdocumenten geven verdere invulling aan de situatie waarbij het overkoepelende beleidsdocument het Programma Noordzee is (Noordzeeloket, 2015).



2.3 Ruimtelijk beleid

Het ruimtelijk en juridisch kader op het Nederlandse deel van de Noordzee in de territoriale zee en de Exclusieve Economische Zone wordt voor een groot deel bepaald door internationale verdragen (Noordzeeloket, 2015). Op nationaal niveau is een aantal wettelijke kaders van belang voor het Nederlandse Noordzeebeleid. Ze hebben met elkaar gemeen dat ze het gebruik van de Noordzee reguleren en nadelige of schadelijke effecten van activiteiten voorkomen of beperken tot binnen acceptabele grenzen. De achterliggende belangen zijn o.a. veiligheid, zorg voor de milieukwaliteit (in water en bodem), bescherming van het ecosysteem en van natuurwaarden, archeologische waarden en omgevingskwaliteit. Hierbij is het cumulatieve effect van de verschillende activiteiten leidend.

De Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte heeft hierbij de opgaves voor de Noordzee-infrastructuur indeling in kaart gebracht (Structuurvisie Buisleidingen). De Nationale Omgevingsvisie (NOVI) draagt ook bij aan geïntegreerde beleidskeuzes voor de Noordzee, waarbij het accent ligt op de ruimte voor klimaatadaptatie en energietransitie (Min. BZK, 2019). Er wordt gestreefd naar het bundelen van kabels en leidingen, met een verplichting om de kabels en leidingen die buiten gebruik zijn op te ruimen (Noordzeeloket, 2015). In het Nationaal Waterprogramma zijn gebieden gealloceerd voor de toepassing van offshore windenergie: Borssele, IJmuiden Ver, Ten noorden van de Waddeneilanden en Hollandse Kust (Min. IenW, 2015). Bij een deel van de Hollandse Kust locaties is een additionele strook aangewezen op 10-12 nautische mijl van de kust. Buiten deze gebieden is het niet toegestaan om windparken op te richten. Binnen deze gebieden wordt toestemming alleen verleend binnen de kaders van de Wet Windenergie op Zee.

Een uitvoerige beschrijving van het ruimtelijk beleid valt buiten de scope van de NEO. In paragraaf 2.4 wordt wel beschreven hoe de ruimtelijke keuzes voor offshore windenergie en andere toekomstige hernieuwbare bronnen in detail tot stand komen. Voor de NEO wordt gebruik gemaakt van de bestaande gebiedsindelingen. Daarbij wordt rekening gehouden met voorkeurtracés aangewezen door de scheepvaart- en zandwinninggebieden waar de kabels en leidingen zo veel mogelijk gebundeld kunnen worden aangelegd.

Er zijn wel interacties tussen de beleidsopties die in de NEO worden gepresenteerd en het ruimtelijk beleid, zoals bijvoorbeeld:

- De locatie en grootte van offshore windclusters beïnvloedt de keuze van het transport. Locaties dichtbij de kust kunnen gebruikmaken van wisselstroom. Verder weg ligt een keuze voor gelijkstroom voor de hand vanwege beperkende fysische eigenschappen van wisselstroom. Dit is van invloed op de mogelijke aanlandingspunten, de hoeveelheid kabels die de kust doorsnijden en het ruimtebeslag.
- De keuze tussen waterstof of elektriciteit als transport middel is sterk van invloed op de hoeveelheid verbindingen en aanlandingen. Aangezien veiligheidsstraken bij zowel kabels als leidingen worden aangehouden, beïnvloedt de transportkeuze de ruimtelijke impact. Daar waar bestaande leidingen kunnen worden hergebruikt is uiteraard geen additionele ruimtelijke impact.

2.4 Hernieuwbare energie

Met de invoering van de Wet Windenergie op Zee heeft de overheid een robuust kader ontwikkeld dat het mogelijk maakt om windenergie op zee planmatig te ontwikkelen (Min. EZK, 2014), met het doel om kostprijsreductie te realiseren en de doorlooptijden te verkorten. Hierdoor is de realisatie van wind op zee tot 2030 vanuit overheidswege geborgd.

Het kabinet wijst in het in Nationaal Waterprogramma - op grond van de Waterwet - gebieden aan voor windenergie op zee.

Op grond van de Wet Windenergie op Zee kan de regering kavelbesluiten nemen, waarmee het voorziet in ruimtelijke sturing. Het kavelbesluit geeft aan op welke locatie en onder welke voorwaarden een windpark en aansluitverbinding kan worden gerealiseerd. Deze zijn zo ruim mogelijk opgezet, zodat marktpartijen - binnen de milieukaders - technische innovaties kunnen doorvoeren en een windpark bij de bouw volgens de laatste stand van de techniek kan worden gebouwd. Vervolgens wordt via een tender per kavelbesluit een partij geselecteerd die het windpark gaat realiseren. Aanvankelijk werd deze partij geselecteerd op basis van de hoogte van het aangevraagde subsidiebedrag. Nu geen subsidie meer nodig is, wordt

de partij gekozen op basis van kwalitatieve criteria (die omschreven staat in 'Regeling vergunningverlening windenergie op zee' van de betreffende kavel). De geselecteerde partij krijgt een vergunning die hem het alleenrecht geeft om een windpark te bouwen en te exploiteren.

TenneT is aangewezen als netbeheerder op zee met de plicht om een aansluiting te verzorgen naar het windpark binnen een kavel. Hiertoe heeft TenneT een standaard aansluitconcept ontwikkeld met het doel om de aansluiting zo kosteneffectief en binnen de gestelde termijn te realiseren. TenneT onderscheidt drie ontwikkelingsfasen voor het net op zee:

1. **2019 - 2023:** Realisatie met 5 x 700 MW gestandaardiseerde AC-aansluitingen.
2. **2023 - 2030:** Projectontwikkeling met 3 x 700 MW gestandaardiseerde AC-aansluitingen en 2 x 2000 MW gestandaardiseerde DC aansluitingen (+ onderzoek naar elektrificatie van bestaande olie- en gasplatforms en een verbinding naar het Verenigd Koninkrijk).
3. **2030 - ...:** Programma met de potentiële uitrol van 10-16 GW energy hubs op de verder gelegen Noordzee met internationale aansluitingen en systeemintegratie oplossingen, de North Sea Wind Power Hub.

In de routekaart 2023 beschrijft het kabinet de visie voor de ontwikkeling van wind op zee tot 2023. In de gebieden Borssele en Hollandse Kust worden windparken ontwikkeld met een gezamenlijk vermogen van 3.500 MW. Deze worden door TenneT aangesloten met standaard transformatorstations van 700 MW. Het daadwerkelijke vermogen valt hoger uit door toegestane overplanting.

De routekaart 2030 beschrijft de offshore windparkontwikkeling in de periode 2024 tot 2030. In deze periode wil de overheid kavelbesluiten nemen voor een uitbouw naar 11,5 GW (Min. EZK, 2020d). Deze ontwikkeling zal plaatsvinden in de gebieden Hollandse Kust (west), Ten noorden van de Waddeneilanden en IJmuiden Ver. In zijn kamerbrief (Min. EZK, 2019) geeft de minister een verdere uitwerking van de plannen. Na overleg met de visserijsector, de windenergiesector en mijnbouwbedrijven overweegt hij niet de volledige windenergiegebieden te benutten maar de windparken compacter te bouwen, en de Bruine Bank in IJmuiden-Ver niet te bebouwen. De onderzoeken naar fysieke omstandigheden ten behoeve van toekomstige kavels worden momenteel gestart. Ondanks dat er door diverse partijen gepleit wordt voor uitbreiding van de routekaart, is aanpassing momenteel niet voorzien. In hoofdstuk 3 kan uit bovenstaande een eenduidig beeld gedestilleerd worden voor een prognose van de hoeveelheid wind op zee in 2030.

De groei van wind op zee zorgt voor een toename in de hoeveelheid elektriciteit dat naar land getransporteerd wordt. De afwegingen omtrent het transport worden in hoofdstuk 5 verder toegelicht.

Op lange termijn gaan innovatieve technologieën een bijdrage leveren aan de duurzame energieopwekking op de Noordzee. Op de windlocatie Borssele is een aparte kavel aangewezen voor het toepassen van innovatieve technologieën gericht op het verlagen van de kostprijzen (Min. EZK, 2019). Bij Hollandse Kust is innovatieve technologie gericht op lokale systeemintegratie aangemerkt als een integraal onderdeel van de offshore windtender. De Noordzee 2050 Gebiedsagenda ziet kansen voor het integreren van deze alternatieve opweksystemen in windparken (Min. IenW, 2014). Hiermee worden deze gebieden multifunctioneel ingezet, en energiekosten mogelijk gereduceerd. De diverse innovatieve technologieën zoals offshore drijvende zon-PV en aquatische biomassa worden in het Programma Noordzee meegenomen (Noordzeeloket, 2015).

De discussie over biomassa heeft effect op de discussie over nut en noodzaak van energieopwekking op de Noordzee. Daarnaast is in het Klimaatakkoord de mogelijkheid tot versnelling opgenomen, naar een reductie van CO₂-emissie van 55% in 2030, waarbij 6 GW additionele wind op zee wordt genoemd. Dit heeft wel gevolgen voor de prognose voor 2030 maar geen effect op de volgorde van analyse in de NEO en is dus ook verder niet meegenomen.

2.5 Carbon Capture & Storage (CCS)

CCS, ofwel CO₂-afvang en -opslag, is een cruciaal onderdeel van de Nederlandse plannen om de klimaatdoelstellingen in 2030 te bereiken. Dit gebeurt door de CO₂ te injecteren in lege aardgasvelden of zoutcavernes, waarbij in Nederland momenteel alleen gekeken wordt naar gasvelden. Hergebruik van gasinfrastructuur op de Noordzee, (lege) velden, pijpleidingen en platforms biedt mogelijkheden voor CO₂-opslag. Een eerste inventarisatie van barrières en mogelijke stappen voor CCS in Nederland is beschreven in het rapport 'Routekaart CCS' (CE Delft, De Gemeent, 2018).

Het uitgangspunt van het huidige beleid is om CCS op te laten pakken door de markt en waar nodig gericht te stimuleren. De eerste stap hierin is het verbreden van de SDE++ subsidie waarbinnen de afvang van CO₂ kan worden gestimuleerd. Uit een marktverkenning uitgevoerd door het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat blijkt dat er barrières zijn die toepassing belemmeren. Partijen in de markt hebben geen ervaring met CCS. Ze geven er vaak de voorkeur aan de realisatie van de eerste projecten af te wachten en te bekijken hoe effectief de implementatie van de SDE++ implementatie is (At Osborne, Witteveen & Bos, Panteia, 2018). Een andere barrière is de lange-termijn aansprakelijkheden die een marktpartij op zich neemt bij het ondergronds opslaan van CO₂ (DNV GL, 2020). Daarmee lijkt een route ingeslagen te worden waarbij CO₂-afvang wordt overgelaten aan de markt, maar transport en opslag door de overheid gefaciliteerd wordt door Staatsdeelnemingen zorg te laten dragen voor het beschikbaar maken van infrastructuur.

Voor de toepassing van de SDE++ in CCS projecten is de subsidie voor de afvang van binnenlandse fossiele emissies beperkt tot 10,2 Mton per jaar, waarvan 7,2 Mton vanuit de industrie en 3 Mton vanuit de elektriciteitsopwekking. Eventueel kan deze 10,2 Mton worden aangevuld met niet-fossiele emissies. Ook voor additionele productie van blauwe waterstof, zoals in het H-vision project, kan een uitzondering op de beperking gemaakt worden. CO₂ uit het buitenland komt hoogstwaarschijnlijk niet in aanmerking voor SDE++ subsidie. Het kabinet ziet CCS als een tijdelijke oplossing, waardoor besloten is vanaf 2035 geen nieuwe subsidiebeschikkingen meer af te geven. Er is echter geen regelgeving die het afgeven van nieuwe opslagvergunningen na 2035 verhindert.

2.6 Waterstofbeleid

In het Klimaatakkoord is een doelstelling van 3-4 GW aan elektrolyse capaciteit in 2030 opgenomen (Min. EZK, 2019). In maart 2020 heeft het kabinet zijn waterstofvisie gepresenteerd (Min. EZK, 2020b). Deze visie is een inschatting van de ontwikkelingen en de daarbij behorende randvoorwaarden. De grote interesse vanuit marktpartijen in waterstofprojecten betekent dat ontwikkelingen in de private sector de komende jaren een hoger tempo zullen kennen dan momenteel wordt ingeschat. Zo heeft het Crosswind consortium in reactie op het winnen van de recente Hollandse Kust (noord) tender (zie 3.3.2) in een persbericht laten weten (een deel van) de geproduceerde energie te gebruiken om waterstof te produceren. Deze ontwikkelingen kunnen leiden tot aanpassingen in dit beleid.

CO₂-vrije waterstofproductie wordt gezien als een noodzakelijke schakel op weg naar een hernieuwbaar energie- en grondstoffsysteem. Daarbij is een rol weggelegd voor waterstof als vervanging voor aardgas in de productie van hoge-temperatuurwarmte in de industrie en als grondstof in chemische processen (Min. EZK, 2020b). In een later stadium zal waterstof ook een rol kunnen gaan spelen bij seizoensopslag in zoutcavernes of lege gasvelden. Naast het gebruik van waterstof in deze sectoren, biedt deze modaliteit ook mogelijkheden om grote hoeveelheden (offshore) geproduceerde hernieuwbare energie te transporteren. Derhalve speelt de systeemkeuze van gebruik van waterstof ten opzichte van elektriciteit een belangrijke rol in deze outlook. Voorbereidingen voor de eventuele realisatie van infrastructuur en opslagcapaciteit moeten tijdig worden getroffen gezien de geschatte doorlooptijden van circa 10 jaar.

Om grootschalige uitrol en opschaling te realiseren, is het noodzakelijk om de aanpak af te stemmen op ontwikkelingen in de rest van Noordwest-Europa. In Duitsland is 9 miljard euro beschikbaar voor de transitie van de industrie naar hernieuwbare waterstof, en binnen het EU-voorzitterschap van Duitsland is waterstof een van de prioriteiten (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020b), zie ook paragraaf 2.10.

De centrale uitdaging bij de ontwikkeling van waterstof is het op gang brengen van een hernieuwbare waterstofketen. Vraag, aanbod, opslag en infrastructuur zijn sterk gekoppeld en moeten zich allen ontwikkelen. Voor de koppeling van wind op zee en waterstof zijn reeds een tijdspad en randvoorwaarden opgesteld (Min. EZK, 2020b). Het uitgangspunt hierbij is dat de additionele vraag uit elektrolyzers de productiepieken van wind op zee kunnen wegnemen op momenten van achterblijvende vraag of transportbeperkingen, waardoor een voordeel ontstaat voor zowel de business case van wind op zee als de opschaling van waterstof. Het is noodzakelijk om elektrolyzers op te schalen naar minstens 100 MW om de business case mogelijk rendabel te maken zonder subsidies (Min. EZK, 2020b).

De overheid onderzoekt een koppeling tussen de realisatie van wind op zee en waterstofproductie in de vorm van een geïntegreerde tender van deze technologieën of door gelijktijdige realisatie en koppeling met leveringscontracten (Min. EZK, 2020b). Naar verwachting zullen de eerste gecombineerde projecten in de tweede helft van dit decennium operationeel zijn. De vorm en planning van een gecombineerde tender zullen nog moeten worden bepaald.

Offshore elektrolyse wordt reeds actief onderzocht, maar bevindt zich nog in de pilotfase (bijvoorbeeld het PosHYdon-project met 1 MW offshore waterstof productie (PosHydon, 2020)). Bij offshore elektrolyse gaat vanwege conversieverliezen wel een deel van de energie verloren, maar leidt dit potentieel tot lagere transportkosten dan elektrische aanlanding (bij dezelfde capaciteit en afstand). Het is daarom essentieel om de totale systeemkosten te beschouwen over de gehele keten van productie, transport en verbruik. Hierbij dient ook gekeken te worden of het eindgebruik elektriciteit of waterstof betreft.

2.7 Innovatiebeleid

Het Klimaatakkoord wordt als basis genomen om innovatiedoelen te formuleren en het innovatiebeleid uit te voeren. Een taakgroep Innovatie is opgericht om uit het Klimaatakkoord de doelstellingen (missies) voor 2030 en 2050 te bepalen. Dit is uitgewerkt in een Integrale Kennis en Innovatieprogramma Klimaat en Energie (IKIA). De IKIA vertaalt

de missies uit het Klimaatakkoord in concrete Meerjarige Missiegedreven Innovatieprogramma's (MMIP's).

De MMIP's dekken de gehele kennis- en innovatieketen. Deze MMIP's worden uiteindelijk in innovatiebeleid omgezet. Hierbij is het huidige beleid gericht op CO₂-reductie (in lijn met het Klimaatakkoord), evenals bevordering van economische groei door implementatie van grootschalige innovatie (Taakgroep Innovatie, 2019).

Het innovatiebeleid voor de Noordzee wordt bepaald door de 'MMIP: Hernieuwbare elektriciteit op zee'. Dit MMIP streeft om de volgende knelpunten op te lossen:

1. Verlagen van de kosten van elektriciteit en het ontwikkelen van specifieke toepassingen;
2. Integratie van grote hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit in het energiesysteem;
3. Integratie van hernieuwbare elektriciteitsproductiesystemen in de omgeving (ecologisch en ruimtelijk).

De MMIP's maken expliciet welke kennis- en innovatieactiviteiten volgens de huidige inzichten nodig zijn voor de verschillende delen van de innovatieketen met betrekking tot: onderzoek, ontwikkeling, pilots/demonstratie en implementatie. Daarom staan, net als in deze NEO, de TRL's van de diverse innovatieve technologieën centraal. De MMIP's bestrijken alle TRL's, de specifieke doelen die worden gesteld zijn TRL afhankelijk. Figuur 2.2 geeft de definities van de verschillende TRL's.

Binnen deze TRL-afhankelijke doelen wordt vervolgens gekeken naar de diversiteit en expertise van alle stakeholders/actoren die betrokken zijn in de innovatieve technologie. Ook worden diverse omgevingsfactoren gewogen, zoals de economische of ecologische impact van de innovatieve technologie. Tot slot wordt gekeken naar de behoefte van de consumenten en sectoren die gebruik zouden maken van de innovatieve technologie. Deze factoren bepalen in gezamenlijkheid de haalbaarheid van een innovatieve technologie en het tempo van opschaling. Voor de analyse van innovatieve technologieën in de NEO (zie Appendix A1.1) wordt deze aanpak eveneens gehanteerd.

TRL NIVEAU	TRL 1-2	TRL 3	TRL 4	TRL 5	TRL 6-7	TRL 8	TRL 9	TRL 9
	Fundamenteel onderzoek van het concept	Onderzoek naar mogelijke toepassingen van een concept	Onderzoek en uitwerken van geïdentificeerde toepassing	Ontwikkelen en testen van een prototype in een relevante omgeving	Testen van het prototype in operationele- en gebruikersomgeving	Definitief maken van product	Commercialiseren (eerste omzet)	Opschalen en expansie

Figuur 2-2 Definities Technology Readiness Level (TRL) niveaus

2.8 Fossiele energie

De aardgaswinning in Nederland loopt terug, enerzijds vanwege markomstandigheden en beleid en anderzijds door het uitputten van reserves en voorraden (NLOG, 2020). Om te zorgen dat het teruglopen van de gaswinning uit de kleine velden niet resulteert in de noodzaak om ongewenst veel aardgas te importeren, wordt gepoogd het investeringsklimaat te verbeteren. De aftrek van nieuwe investeringskosten in het opsporen over uitbreiden van de winning van olie en gas op de Noordzee kunnen momenteel voor 25% worden afgetrokken van de eigen winst (Min. EZK, 2018). Dit wordt verhoogd naar 40% met een wetwijziging die momenteel in voorbereiding is en medio 2020 verwacht wordt. Een aanvullend financieel instrument dat gebruikt kan worden om gaswinning te ondersteunen is aanpassing van de zogenaamde government take, de afdracht die marktpartijen dienen te betalen. Daarbij zijn voorwaarden te stellen dan wel te verbinden aan het succes van exploratieactiviteiten, waarmee het financieel risico voor marktpartijen valt te verlagen.

Het aantal actieve velden in 2030 en ook in 2050 is afhankelijk van de verwachte aardgasprijs, maar ook van succesvolle exploraties van nieuwe velden. Tegelijkertijd is er onzekerheid welke infrastructuur (platformen en leidingen) hergebruikt kunnen worden voor andere doeleinden. Dit is dan ook onderwerp van studie door o.a. NexStep en TNO. Momenteel is er geen actief beleid om deze commerciële infrastructuur voor hergebruik te behouden.

2.9 Politiek en maatschappelijk draagvlak

Voor de uitrol van de verschillende technologische mogelijkheden, zoals offshore wind, CO₂-opslag en innovatieve technologieën, is politiek en maatschappelijk draagvlak van cruciaal belang. Uit het recente verleden zijn voorbeelden te vinden van weerstand tegen diverse technologieën. In enkele gevallen kan de maatschappelijke, en daaropvolgend politieke, druk dermate groot zijn dat een project volledig wordt afgeblazen. Zo is het proefproject met CCS in Barendrecht in 2010 gestrand. De slaagkans van een innovatieve technologie is erg laag bij het ontbreken van politiek draagvlak (Hekkert, 2010), derhalve is dit een parameter die inzichtelijk wordt gemaakt in de factsheets weergegeven in Appendix A1.1.

2.10 Internationale context

De ontwikkeling van het energiesysteem op het Nederlands Continentaal Plateau is onderdeel van een bredere transitie in Noordwest-Europa. De scope van de NEO is een sectorale analyse van het energiesysteem op het Nederlandse deel van de Noordzee. De ligging van buurlanden aan de Noordzee geeft de mogelijkheid tot interfaces en

kan het economische verdienpotentieel van de Noordzee voor Nederland sterk beïnvloeden. Voor conclusies en een verdere reflectie op de wisselwerking met buitenlandse aspecten, zie paragraaf 6.3.

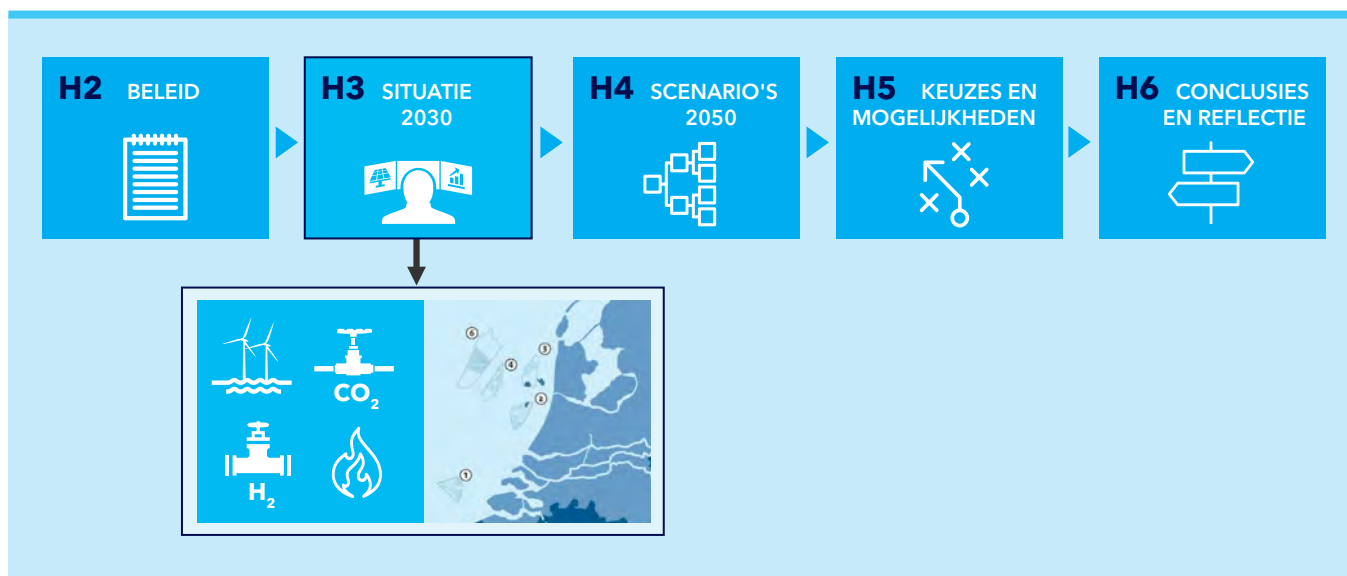
De buurlanden aan de Noordzee zijn eveneens internationaal gecommitteerd aan de klimaatdoelstellingen van het Parijsakkoord en de Europese Green Deal. Op basis hiervan worden nationale decarbonisatieplannen gemaakt, met enerzijds beleid op duurzame opwekking en anderzijds aanpassingen aan de vraagkant. Zo produceert Denemarken meer hernieuwbare energie dan voor nationale doelstellingen benodigd is, met Nederland als eerste afnemer in 2020 (om aan haar eigen doelstellingen te kunnen voldoen) (Min. EZK, 2020a). Recent heeft Denemarken zelfs aangekondigd actief te sturen op groei van de toekomstige export van hernieuwbare energie (Danish Energy Agency, 2019). Duitsland heeft plannen goedgekeurd om de doelstelling voor wind op zee te gaan verhogen naar 40 GW in 2040 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017). Aan de vraagkant heeft Duitsland 2020 een waterstofstrategie gepubliceerd, waarin de internationale handel van waterstof een grote rol speelt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020a). De Green Deal van de Europese Commissie (Europese Commissie, 2019) bevat ook hoge ambities voor hernieuwbare energie, gecombineerd met de realisatie van elektrolysecapaciteit.

Bilateraal vindt tussen Nederland en buurlanden afstemming plaats over de Noordzee (zoals bijvoorbeeld North Sea Energy Cooperation (NSEC, 2020)) en ook zijn er gezamenlijke projecten zoals het Noordzee Wind Power Hub project (North Sea Wind Power Hub, 2019). Internationale afstemming biedt veel potentieel voor kostenreductie en economische kansen (World Energy Council, 2014). Voor de NEO is dit van belang aangezien het onderdeel systeemintegratie ook een analyse bevat aangaande de export van energie naar het buitenland. Economische kansen ontstaan dus als internationale behoeften aan diverse modaliteiten op elkaar aansluiten (World Energy Council, 2014). Dit wordt verder besproken in paragraaf 5.3.

Tussen buurlanden kan op technologisch gebied ook concurrentie ontstaan als het gaat om de logistieke ketens en behoeften die noodzakelijk zijn om een bepaalde snelheid van opschaling van duurzame energieproductie op de Noordzee te realiseren. Een voorbeeld hiervan is de beperkte beschikbaarheid van schepen voor de bouw van de nieuwste (en zeer grote) windturbines op zee (hetgeen uiteraard kansen biedt voor de Nederlandse offshore industrie).

3 - SITUATIESCHETS 2030





Figuur 3-1 Opbouw van de NEO en de rol van hoofdstuk 3

3.1 Doel en aanpak van dit hoofdstuk

Het doel van dit hoofdstuk is om een gedragen prognose te presenteren van het energiesysteem op de Noordzee in 2030 wat dient als startpunt voor de NEO. Het beeld van de Noordzee in 2030 is waar mogelijk gebaseerd op feiten, de doelstellingen in het Klimaatakkoord en vaststaand beleid. Indien op een bepaald vlak geen gedragen beeld bestaat, bijvoorbeeld omdat het onderliggende beleid nog in ontwikkeling is, is gekozen voor een enkel beeld en wordt de daarbij horende onzekerheid benoemd. Als uitgangspunt wordt gekozen voor de minimale verwachting in 2030, om zekerheid te bieden dat de benodigde inspanning om de einddoelen van 2050 te halen niet onderschat wordt.

Bij het opbouwen van de prognose voor 2030 wordt onderscheid gemaakt tussen technologieën en innovatieve technologieën. Zoals reeds besproken in paragraaf 1.2.2.1 betekent dit dat voor technologieën die expliciet opgenomen zijn in het Klimaatakkoord verondersteld wordt dat deze een concrete bijdrage in de productie van hernieuwbare energie op de Noordzee zullen leveren. Technologieën waarvan pilots plaatsvinden, maar zonder rol in het Klimaatakkoord, worden in de NEO innovatieve technologieën genoemd. Technische innovaties binnen een technologie worden als doorontwikkeling beschouwd. Zie voor meer context over dit onderscheid Appendix A1.1. Voor waterstof (elektrolyzers en pijpleidingen) geldt dat de techniek nog in ontwikkeling is, maar dat er wel een doelstelling in het Klimaatakkoord staat en er in 2030 ook projecten verwacht zijn. De inpassing van waterstof wordt in de NEO beschouwd als resultante van de noodzaak tot systeemintegratie en niet als doel op zich. Hierbij speelt uiteindelijk ook de economische behoeften voor de verhoudingen van elektriciteit en waterstof. De vraagontwikkeling van waterstof op land kan vanuit verschillende sectoren komen.

Dit hoofdstuk start met een overzicht van de verwachte ruimtelijke indeling op de Noordzee in 2030, met aandacht voor de verschillende gebruiksfuncties. Vervolgens wordt ingegaan op de invulling van het energiesysteem met bijbehorende onzekerheden. Hierbij komen zowel conventionele als hernieuwbare energie aan bod, evenals de innovatieve technologieën. Op het gebied van aanlanding wordt verder ingegaan op de toenemende productie van wind op zee richting 2030 en de inpassing hiervan in het onshore elektriciteitsnet.

3.2 Ruimtelijke indeling Noordzee

In 2030 is er het volgende ruimtegebruik op de Noordzee:

- Er zal 1.600 km² Noordzee in gebruik zijn voor windparken (minder dan 3% van de Nederlandse Noordzee). Dit is exclusief ruimtegebruik voor kabels voor de aanlanding van productie. In het Klimaatakkoord is een mogelijkheid opgenomen tot ophoging van de Europese ambities naar 55% reductie van broeikasgassen in 2030. Onder andere is er de mogelijkheid tot het versnellen van de uitrol van wind op zee met 6 GW voor 2030. Alhoewel de ontwikkeling mogelijk wel is gestart, zal er in 2030 nog geen energie-eiland operationeel zijn; de productie van de in 2030 operationele parken wordt elektrisch aan land gebracht met directe verbindingen (Min. IenW, 2019). Hierbij is de combinatie van een interconnector met een aanlandingskabel wel een mogelijkheid die wordt onderzocht (TenneT, 2020).
- Van de 161 actieve offshore olie- en gasvelden in 2019 zijn er volgens EBN naar verwachting in 2030 tussen de 0 en 50 nog in gebruik (EBN, 2019). De onzekerheidsmarge in het aantal nog actieve platforms wordt met name veroorzaakt door de lage gasprijs en een dreigend laag investeringsniveau, wat het zoeken naar nieuw ontdekte reserves beperkt. EBN schat in dat bij een worst-case scenario met lage gasprijs en geen exploratie

geen installaties operationeel zijn. Bij een best-case scenario met een hoge gasprijs en nieuwe exploraties zullen 50 installaties operationeel zijn (EBN, 2019). Met een veiligheidszone van 500 meter rondom installaties omvat dit een ruimtegebruik van 0 – 40 km². Dit is exclusief de ruimtelijke beperking m.b.t. helikopter aanvliegeroutes.

- Er ligt 4.500 km aan leidingen en aan 3.300 km kabels op de bodem van de Noordzee, waarbij een veiligheidszone van 500 meter rondom een kabel of leiding een zone van 7.800 km² geeft. Kabels worden in principe zo aangebracht dat zij geen obstakel vormen voor andere Noordzee gebruikers (Noordzeeloket, 2020a).
- De scheepvaartroutes voor transit van en naar de havens van Rotterdam, Amsterdam, Den Helder en Eemshaven beslaan een oppervlak van 3.600 km² (6% van de Nederlandse Noordzee) (Noordzeeloket, 2020a). In de komende decennia zal de groei van het transportvolume via de Noordzee naar verwachting blijven toenemen, met een inschatting van 1% per jaar (10% toename in 2030 t.o.v. huidig) (Noordzeeloket, 2020a).
- De beschermdde Natura 2000 gebieden op de Noordzee betreffen in 2019 in totaal 20% van de Noordzee, 11.374 km². Richting 2030 is afname onwaarschijnlijk, eventuele toename is onzeker (Noordzeeloket, 2020a).
- Defensie gebruikt 4.025 km² voor onder andere schietoefeningen en voormalige munitiestortplaatsen. Het totale ruimtebeslag omvat 7% van het Nederlandse Noordzeegebied (Noordzeeloket, 2020a).
- Voor zandwinning is een gebied gereserveerd met een oppervlakte van 5.134 km². In dit gebied heeft zandwinning prioriteit maar zijn andere gebruiksfuncties niet uitgesloten (Noordzeeloket, 2020a).
- Voor de visserij lopen er gesprekken over de benodigde specifieke invulling van het ruimtegebruik en de mogelijkheden tot gedeeld ruimtegebruik (Noordzeeloket, 2020a).

Hierbij gaat het om het totaal (bruto) ruimtegebruik van parken en gebieden waarbij nog geen rekening is gehouden met mogelijk gecombineerd gebruik (zie paragraaf 3.2.1).

3.2.1 RAAKVLAKKEN TUSSEN RUIMTEGEBRUIK

In 2030 wordt de ruimte op de Noordzee in toenemende mate voor meerdere functies gebruikt, zo kan de ruimte tussen windturbines in windparken deels worden gebruikt voor onder andere pilots van innovatieve technologieën zoals drijvende zon-PV of aquatische biomassa teelt (Deltares, 2019), (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019). Verder kan in 2030 een oppervlakte van 5 à 7% aan windparken en 10 à 15% aan natuurgebieden worden gecombineerd met visserij en andere activiteiten (Min. IenW, 2019). Hierbij zijn niet alle combinaties mogelijk of wenselijk. In het geval van conflicterende belangen zoals visserij en natuurbeschermingsgebieden vereist dit nader onderzoek en afspraken.

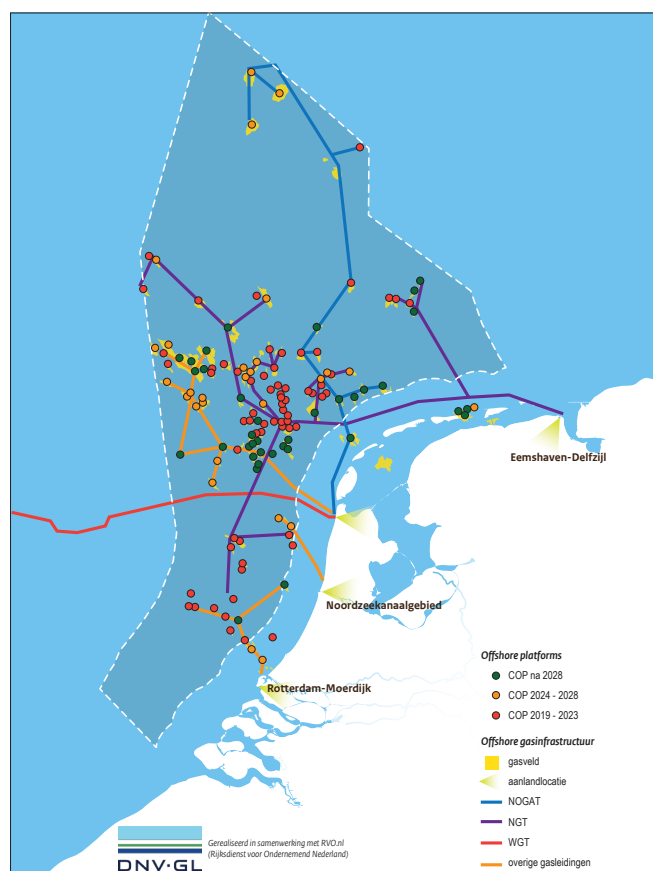
3.3 Energie op de Noordzee in 2030

Deze paragraaf schetst het beeld van energie op de Noordzee in 2030. De parameters van alle energiebronnen en bijbehorende toekomstspaden dienen als achtergrond van deze analyse, en worden in Appendix A1.1 vermeld.

3.3.1 FOSSIELE ENERGIE

In 2030 speelt fossiele energie nog een belangrijke rol in het Nederlandse energiesysteem. Op de Noordzee vindt olie- en gaswinning plaats en zijn meerdere CCS projecten operationeel.

De aanwezigheid van fossiele energieproductie op de Noordzee wordt weergegeven in Figuur 3-2. Hierbij worden de offshore platforms gecategoriseerd op basis van de periode waarin door EBN wordt geschat dat de platforms uit bedrijf gaan (COP of cessation of production) (EBN, 2019). De COP is afhankelijk van de gasprijs. Voor onderstaande kaart is uitgegaan van het middelste scenario met een gasprijs van 20 eurocent/Nm³ en productie uit bestaande reserves en voorwaardelijke voorraden. Bij het verhogen van de gasprijs of het toevoegen van productie uit prospectieve voorwaarden zal de COP van platforms worden uitgesteld. Bij het verlagen van de gasprijs of het produceren uit enkel bestaande reserves zal de COP van platforms worden vervroegd.

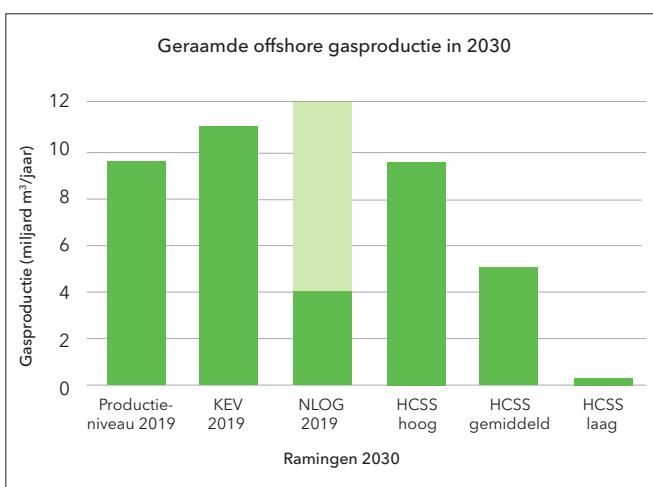


Figuur 3-2 Offshore gasplatforms en infrastructuur op de Noordzee richting 2030 (EBN, 2019)

3.3.1.1 Olie- en gaswinning

Er zijn meerdere ramingen voor de offshore gasproductie in 2030. Zoals ook in bovenstaande paragraaf en in figuur 3-2 aangegeven zijn deze ramingen inherent onzeker, omdat de mate van toekomstige gaswinning en het uit bedrijf nemen van gasplatforms sterk afhankelijk is van de geldende gasprijs. De Klimaat en Energieverkenning 2019 van het PBL (PBL, 2019) gaat uit van een productie van 11 miljard kubieke meter per jaar. De officiële gegevens van het Ministerie van EZK indiceren een verwachte productie van 11,9 miljard m³ per jaar, hiervan komt echter 7,8 miljard m³ uit nog te ontdekken reserves (NLOG, 2020). De cijfers uit beide bronnen hebben een grote onzekerheidsmarge. Gezien het zeer beperkte aantal ontdekte reserves in de laatste jaren, er zijn in 2019 geen succesvolle boringen geweest (NLOG, 2020), en het feit dat de reserves zelfs teruglopen, is de haalbaarheid van deze 7,8 miljard m³ onzeker. De uiteindelijke economisch haalbare productievolumes worden door de marktpartijen bepaald, en zijn dus sterk afhankelijk van de gasprijs. Het Hague Centre for Strategic Studies (HCSS) heeft in 2020 met behulp van drie scenario's de productiehoeveelheid in 2030 geraamd (HCSS, 2020). Bij het 'hoog' scenario worden alle huidige gasreserves ontgonnen, en wordt 10 miljard m³ geproduceerd. Dit scenario gaat niet uit van de huidige gasprijs en economisch klimaat. Het 'gemiddeld' scenario extrapoleert de huidige situatie m.b.t. het teruglopen van reserves, het beperkt ontdekken van nieuwe reserves en huidige gasprijs. In dit scenario wordt 5 miljard m³ gas geproduceerd. Het 'laag' scenario gaat uit van verslechterende reserves, hoge bedrijfskosten, een lage gasprijs en verder belemmerende wetgeving. In dit scenario vindt praktisch geen gasproductie op de Noordzee meer plaats in 2030.

In de NEO wordt gekozen om de KEV 2019 als uitgangspunt te hanteren als prognose voor de 2030 gasproductie voor input voor de analyse in latere hoofdstukken (PBL, 2019).



Figuur 3-3 *Vergelijking geraamde offshore gasproductie 2030 tussen verschillende scenario's (PBL, 2019), (NLOG, 2020) en (HCSS, 2020)*

Platformelektrificatie

Een ontwikkeling die mogelijk voor 2030 al een rol gaat spelen is de mogelijkheid tot elektrificatie van offshore platforms. Zo wordt voor Hollandse Kust (noord) gekeken naar de elektrificatie van offshore olie- en gasplatforms. Ten eerste leidt deze elektrificatie tot emissiereducties in de offshore olie- en gasector, waar platforms momenteel aangedreven worden met gascompressoren en elektriciteit die op het platform met gasturbines wordt opgewekt, hiervoor wordt tot 5% van het geproduceerde gas gebruikt (Rijksoverheid). Ten tweede biedt het mogelijkheden voor het aandrijven van eventuele toekomstige toepassingen van platforms zoals de opslag van CO² of waterstof, of de offshore productie van waterstof. Voor de elektrificatie van offshore platforms worden in de MIDDEN-studie drie mogelijke opties toegelicht (PBL, 2020):

ELEKTRIFICATIE VANAF DE KUST	ELEKTRIFICATIE VANUIT OFFSHORE WINDPRODUCTIE	OPWEK UIT EEN OFFSHORE GASCENTRALE MET CCS
------------------------------	--	--

Vooralsnog zijn geen keuzes gemaakt over of en hoe offshore platforms geëlektrificeerd gaan worden.

De bijdrage aan de energetische systeemintegratie is weliswaar beperkt vanwege de beperkte vraag van de platforms, maar het kan een waardevolle eerste stap zijn op weg naar het (her)gebruik van platforms voor waterstofopslag, CCS of offshore P2X omdat deze dan ook bruikbaar blijven na het stoppen van de gaswinning (zie paragrafen 4.4.1. en 5.3.1.3 hieronder). De totale volumes aan elektriciteit die noodzakelijk zijn voor de elektrificatie van platforms zijn echter relatief klein ten opzichte van de hoeveelheid wind op zee die in de toekomst op de Noordzee opgewekt gaat worden. Om deze reden is er geen rekening gehouden met platformelektrificatie of CCS bij het plannen van offshore windgebieden. Derhalve biedt deze optie ook geen significante oplossing in de systeemintegratie analyse in hoofdstuk 5.

3.3.1.2 CCS

De jaarlijkse hoeveelheid CCS die tot 2030 in aanmerking komt voor SDE++ is 10,2 Mton (7,2 Mton industrie en 3,0 Mton elektriciteit) (Min. EZK, 2020c). Zoals besproken in paragraaf 2.5 is dit het uitgangspunt voor het startpunt van de NEO in 2030.

De CCS-projecten Porthos en Athos zijn zeer concreet, waarbij de totale opslagcapaciteit van 7,4 Mton per jaar nog enige onzekerheid kent, met een ondergrens in de huidige opties van 6,5 Mton (DNV GL, 2020). Realisatie van de overgebleven opslagcapaciteit is nog onzeker en afhankelijk van minder concrete projecten als Aramis. Tevens wordt er gesproken over realisatie van een offshore CO₂-backbone, maar de concreetheid van deze plannen biedt momenteel nog onvoldoende handvatten om hier concluderend over te zijn.

3.3.2 HERNIEUWBARE ENERGIE

3.3.2.1 Wind op zee

In 2030 is op basis van de Routekaarty Wind op Zee ca. 10,6 GW gerealiseerd in de volgende parken:

WINDPARK GEBIED	VERMOGEN GEBIED (MW)	OPLEVERINGS- JAAR
Egmond aan Zee	108	2007 ¹
Prinses Amalia	120	2008 ¹
Luchterduinen	129	2015
Gemini	600	2016
Borssele	1.503	2020
Hollandse Kust Zuid	1.520	2022
Hollandse Kust Noord	759	2023
Hollandse Kust West	1.400 ²	2025
Ten noorden van de Waddeneilanden	700 ²	2026
IJmuiden Ver	4.000 ²	2030
TOTAAL 2030	10.839²	2030
	1,0 GW bestaand, 9,9 GW nog te realiseren (RVO, 2020)	

¹ Economische overwegingen zullen bepalen of er voor deze parken na afloop van de SDE-beschikking van 15 jaar gekozen wordt voor levensduurverlenging, re-powering of decommissioning.

² Mogelijk nog te corrigeren voor overplanting.



Figuur 3-4 Wind op zee en elektrische infrastructuur op de Noordzee richting 2030

Het ruimtebeslag van de productie van windenergie op de Noordzee richting 2030 wordt door figuur 3-4 weer-geven. Hierbij wordt ook de elektrische infrastructuur gepresenteerd. Ten tijde van het schrijven van deze studie zijn de tracés van de elektrische verbindingen alsmede de aanlandingslocaties voor windparken IJmuiden Ver en ten noorden van de Waddeneilanden (TNW) nog niet definitief. Voor de tracés en de aanlandingslocaties bestaan meerdere opties, en deze worden daarom in onderstaande kaart niet gepresenteerd.

Incrementele innovaties hebben richting 2030 een belangrijke rol gespeeld in de verlaging van de kostprijs van wind op zee. Hoe deze innovaties een plek krijgen in huidige en toekomstige ontwikkelingen is beschreven in paragraaf 2.4. Op lange termijn gaan naast windenergie ook andere technologieën een rol spelen. Bij beide, windenergie-technologie en innovatieve technologieën, zullen incrementele innovaties een belangrijke rol blijven spelen in de kostprijsverlaging na 2030. De diverse innovatieve technologieën zoals offshore drijvende zon-PV worden geanalyseerd in Appendix A1.

Windparken Egmond aan Zee en Prinses Amalia zijn in 2030 respectievelijk 23 en 22 jaar oud en komen voor de start van de NEO aan het einde van hun levensduur. Het is technisch mogelijk om de levensduur van deze parken te verlengen, of om ze te repoweren.

3.3.2.2 Waterstof

Tot 2030 zijn meerdere waterstofelektrolyseprojecten gepland. Deze projecten zijn grotendeels onshore en omvatten pilots op MW-schaal en programma's voor de opschaling van deze pilots naar GW-schaal (ISPT, 2020). Een voorbeeld van een offshore project is het PosHydon project (PosHydon, 2020). Momenteel zijn er geen concrete doelstellingen om offshore elektrolyse te ondersteunen. In het Klimaatakkoord is wel een doelstelling van 3-4 GW elektrolysecapaciteit in 2030.

Aanlanding van de productie uit geplande windparken is op basis van de huidige concrete plannen elektrisch (Min. EZK, 2019), (DNV GL, 2020). Op basis hiervan is het uitgangspunt van deze studie dat er geen grootschalige offshore waterstofproductie tot 2030 plaatsvindt. Offshore waterstofproductie kan zich zeer snel ontwikkelen op basis van de onshore technologie en daarom bestaat de mogelijkheid dat dit alsnog voor 2030 in de praktijk gebracht zal worden. Voor 2030 gaat deze studie uit van 100 MW elektrolysecapaciteit op de Noordzee.

3.3.2.3 Innovatieve technologieën

In de NEO wordt voorzien dat in 2030 de volgende innovatieve technologieën op de Noordzee actief zullen zijn met enkele pilots:

OFFSHORE DRIJVENDE ZON-PV	AQUATISCHE BIOMASSA VOOR DE PRODUCTIE VAN BIODIESEL	AIRBORNE WIND ENERGY (AWE)
---------------------------------	--	----------------------------------

Verdere details over de innovatieve technologieën en selectie daarvan, alsmede de karakterisering van innovatieve technologieën heeft in Appendix A1.2 plaatsgevonden. Voor het opschalen en implementeren van deze innovatieve technologieën is momenteel geen aanvullend beleid naast het innovatiebeleid of capaciteitsdoelstellingen. Zoals het Crosswind consortium na het winnen van de recente Hollandse Kust (noord) tender heeft aangekondigd drijvend zon-PV te zullen toepassen, zullen er enkele pilots worden uitgevoerd in de periode tot 2030. Voor offshore drijvende zon-PV en aquatische biomassa bestaat een potentieel van orde grootte 100 MW in 2030. Voor AWE wordt dit potentieel van orde grootte 100 MW naar verwachting in 2035 gerealiseerd. Deze geschatte capaciteiten zijn kentallen die worden gegeven op basis van de methodiek zoals uitgewerkt in Appendix A1.2.2.

De innovatieve technologieën offshore drijvende zon-PV en aquatische biomassa kunnen gebruik maken van de ruimte tussen windturbines binnen windparken. Zo zou in de pilotfase een drijver van 1 MW aan offshore drijvende zon-PV kunnen worden gekoppeld aan elke offshore windturbine (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019). Later kunnen drijvende zon-PV parken op grotere schaal kunnen worden gebouwd in de ruimte tussen windturbines. Ook zou offshore drijvende zon-PV gebruik kunnen maken van de elektrische infrastructuur van windparken, het zogenaamde cable pooling, waardoor significante kostenbesparingen worden gerealiseerd (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019).

De aquatische biomassa wordt beschouwd als zijnde zee-wierachtige oogst. Deze koolstofbron kan voor veel verschillende toepassingen ingezet worden onder andere voor de productie van synthetische brandstoffen. Deze brandstoffen vinden hun toepassing in de scheepvaart en luchtvaart, sectoren die moeilijk naar alternatieve brandstoffen zoals waterstof of elektriciteit om te zetten zijn. Daarnaast kan het een weg vinden naar de voedsel en cosmeticamarkt. Bij het gebruik van biomassa zal hoogwaardig gebruik geprevaleerd worden en laagwaardiger gebruik zoals verbranding volgen met de residu van eerdere processen.

3.4 Fysieke systeemintegratie

Het inpassen van de op de Noordzee opgewekte hernieuwbare energie in het onshore elektriciteitssysteem zal plaatsvinden via directe kabelverbindingen. De eerste synergiemogelijkheden worden benut via de 'stopcontact op zee'-benadering van TenneT, waarbij de productie van meerdere windparken geclusterd worden aangesloten via een enkel HVAC station en verbonden met het vasteland.

3.4.1 FOSSIELE ENERGIE

3.4.1.1 Olie- en gaswinning

Productie van conventionele energie (olie en gas) is reeds ingepast in het bestaande onshore netwerk. De olie- en gasvelden die nog operationeel zijn in 2030 zullen hun productie zonder beperkingen kunnen exporteren naar het bestaande gasnetwerk, waarvoor voldoende capaciteit beschikbaar is (DNV GL, 2020).

Als startpunt voor de NEO wordt de prognose van de Klimaat en Energieverkenning uit 2019 gehanteerd (PBL, 2019). Deze gaat uit van een jaarlijkse aardgasproductie van 11 miljard m³ of 387 PJ in 2030. De vraag naar olie en gas in Nederland is in 2030 derhalve significant groter dan de offshore productie (PBL, 2019) en beperkingen op het gebied van afzet worden daarom niet voorzien.

3.4.1.2 CO₂-opslag

Het hergebruik van bestaande gaspijpleidingen voor CO₂-transport van land naar een platform voor injectie in het lege gasveld stuit op een aantal beperkingen. Vanuit de gasvelden lopen leidingen naar een hoofdafvoerleiding. Deze hoofdafvoerleiding zal in gebruik blijven zolang er nog een enkel gasveld op is aangesloten. De sluiting van enkele gasvelden betekend dus niet direct dat deze vanaf land bereikbaar zijn via het bestaande gassysteem. Ook blijkt uit interviews dat de technische staat van de meeste pijpleidingen onbekend is waardoor het risico voor hergebruik, en de resterende levensduur niet goed vast te stellen is. Uit economische belangen kunnen er dus voor CO₂-opslag nieuwe pijpleidingen worden aangelegd voor inpassing met het (ook nog te bouwen) systeem op land. De platforms die voor CO₂ injectie zullen worden gebruikt bestaan reeds en zijn voldoende om de verwachte hoeveelheid CO₂ te kunnen verwerken (DNV GL, 2020). Hiervoor geldt dat regievoering en actief beleid nodig is om te garanderen dat deze infrastructuur ook beschikbaar blijft. De huidige operators zijn verantwoordelijk voor het afsluiten en verwijderen van de putten en platforms en zullen dat marktgedreven uitvoeren. Indien de putten zijn afgesloten en de platforms zijn verwijderd is het erg complex en kostbaar om de gasvelden weer toegankelijk te maken voor CO₂-opslag. Het afsluiten van lege gasvelden is een keuze die nu al voor de operators relevant is, en kan significante invloed hebben op het wel of niet beschikbaar komen van

opslagcapaciteit. Daarnaast kan het bij het openhouden van putten voor de langere termijn noodzakelijk zijn om reeds voor de start van CO₂-opslag een infrabeheerder aan te wijzen om de risico's af te dekken, aangezien commerciële partijen mogelijk niet bereid zijn het risico van het openhouden van putten voor langere termijn te dragen.

Het potentiële (internationale) aanbod van CO₂ is significant groter dan de in 2030 operationele CO₂-afvangprojecten, beperkingen op het gebied van aanbod worden daarom niet voorzien. De beschikbare opslagcapaciteit op de Noordzee is vele malen groter dan de voorziene opslaghoeveelheden, technische beperkingen op dit vlak zijn daarom niet voorzien (EBN & Gasunie, 2017). Een deel van deze beschikbare capaciteit die voor 2030 vrijkomt zou mogelijk kunnen worden gebruikt voor import van CO₂, maar het toekomstig perspectief hiervoor is momenteel nog onzeker. De afweging van deze onzekerheid en bijbehorende kosten moeten afgewogen worden tegen de wenselijkheid en mogelijke baten van het voor langere termijn beschikbaar houden van deze infrastructuur.

Het is van belang om te garanderen dat de pijpleidingen die de kust met het platform en opslagveld verbinden geen toekomstig fysiek knelpunt worden. Enkel dimensioneren op de huidige omvang van CO₂-afvangprojecten (zoals 2,5 Mton voor Porthos), zou toekomstige uitbreidingen van de CO₂-opslagcapaciteit erg kostenintensief maken, en overdimensionering in de aanlegfase kan tegen relatief lage additionele kosten (DNV GL, 2020).

3.4.2 HERNIEUWBARE ENERGIE

3.4.2.1 Wind op zee, offshore drijvende zon-PV

De geplande windparken alsmede de innovatieve technologie offshore drijvende zon-PV zullen direct worden aangesloten op het onshore elektriciteitsnet (Min. EZK, 2019). Hierop is voldoende capaciteit beschikbaar en dit biedt de mogelijkheid tot export richting het buitenland (DNV GL, 2020). Bij elke individuele aansluiting van offshore elektriciteitsopwekking op het onshore elektriciteitsnet is een dijk- of duindoorkruising nodig met bijbehorend ruimtegebruik. Door een planmatige aanpak kunnen waar mogelijk aansluitingen gecombineerd worden aangelegd en tevens voorzieningen zoals mantelbuizen worden toegepast.

De totale jaarlijkse vraag naar elektriciteit in Nederland is in 2030 groter dan de totale offshore productie (PBL, 2019). Wel zullen er perioden gaan ontstaan dat de hoeveelheid duurzaam geproduceerde elektriciteit groter zal zijn dan de binnenlandse vraag naar elektriciteit. Door de gelijktijdigheid van hernieuwbare productie op uurbasis kan hierdoor het verdienpotentieel van windparken vanaf 2030 afnemen

(AFRY, 2020). Het is mogelijk dat dit reeds voor 2030 effect zal hebben op biedingen voor geplande windparken. In deze studie is uitgegaan van de Routekaart 2030 en is er geen rekening gehouden met mogelijk teruglopende business cases.

Bij toenemende opwekcapaciteit van hernieuwbare energie op de Noordzee zal er meerwaarde ontstaan voor een hub-functie, dit wordt verder uitgewerkt in de analyse. Op een hub kunnen verschillende activiteiten worden gecombineerd, zoals het plaatsen van de aansluitpunten voor kabels en leidingen, eventuele conversie naar waterstof, logistieke faciliteiten voor aanleg en onderhoud, etc. Het doel van een hub is om de integratie van de hernieuwbare energie te versnellen, de totale systeemkosten en de ruimtelijke impact te verlagen. De hub-functie kan uitgevoerd worden als drijvend eiland, op een platform of een fysiek kunstmatig eiland. Hiervoor zijn al verschillende internationale initiatieven, zowel van marktpartijen als vanuit overheidsorganisaties (North Sea Wind Power Hub, 2019). De huidige tot 2030 geplande windparken worden elektrisch aan land worden gebracht (Min. EZK, 2019) en de ingeschatte ontwikkeltijd van een hub is circa 10 jaar, derhalve wordt niet verwacht dat een hub voor 2030 operationeel is.

3.4.2.2 Waterstof

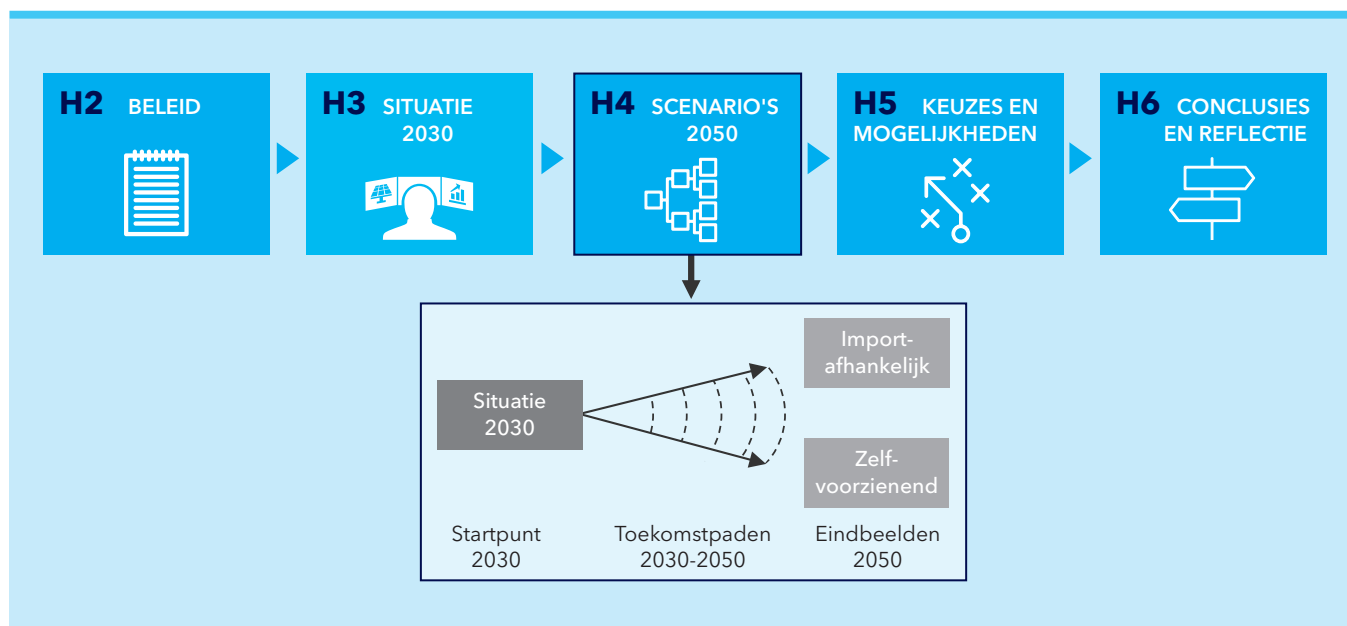
Bij huidig beleid is offshore waterstofproductie tot 2030 niet aan de orde (Min. EZK, 2019), (DNV GL, 2020). De onzekerheid in de prognose wordt gevormd door niet-wetenschappelijke bronnen (zachte drivers, zoals markt-trends). Meerdere marktpartijen zijn actief op dit vlak en offshore waterstofproductie zou alsnog in 2030 kunnen plaatsvinden. De eventuele waterstofproductie kan dan met behulp van een offshore pijpleiding aangesloten worden op de landelijke H₂-backbone, welke voor 2030 kan worden gerealiseerd en voldoende capaciteit heeft voor afname en eventuele export richting het buitenland. Door de geringe hoeveelheden offshore productie zou het ook mogelijk kunnen zijn om de geproduceerde waterstof bij te mengen in de bestaande gasleidingen. Dit heeft echter technische beperkingen, is wettelijk nog niet mogelijk en draagt niet bij aan het realiseren van een waterstofsysteem. Afhankelijk van het bijmengpercentage zal bovendien stroomafwaarts de gasstroom weer gescheiden moeten worden. Door aansluiting op de H₂-backbone krijgen men ook toegang tot onshore waterstofopslag bij Zuidwending (DNV GL, 2020).

3.4.2.3 Aquatische biomassa

Aquatische biomassa zal worden geoogst met schepen en onshore worden verwerkt (Stichting Noordzeeboerderij, 2020). Hiervoor is geen directe systeemintegratie nodig of voorzien. De opbouw van aquatische-biomassaproductie op de Noordzee heeft dus ook geen invloed op de analyse.

4 - SCENARIO'S 2050: EINDBEELDEN EN TOEKOMSTPADEN





Figuur 4-1 Opbouw van de NEO en de rol van hoofdstuk 4

4.1 Doel en aanpak van dit hoofdstuk

Het doel van dit hoofdstuk is om met behulp van eindbeelden voor 2050, binnen de scope van de NEO een set aan scenario's te destilleren. Deze bestaan uit drie elementen: een **startpunt** in 2030 (wat is weergegeven in het vorige hoofdstuk), twee **eindbeelden** van 2050 en **toekomstpaden** die de weg beschrijven tussen 2030 en 2050 en in dit hoofdstuk verder worden uitgewerkt. In de tekst hieronder wordt met het woord scenario dit collectief aangeduid.

Scenario's worden gebruikt om inzicht te geven in de mogelijkheden die de Noordzee biedt en de keuzes die daarbij gemaakt kunnen worden. Daarmee dienen deze als input voor de analyse die in hoofdstuk 5 wordt uitgevoerd. Het is belangrijk om te realiseren dat voor deze NEO gebruik wordt gemaakt van reeds bestaande eindbeelden voor 2050. Deze zijn geselecteerd aan de hand van de volgende eisen:

- Voldoen aan de doelstelling van het Klimaatakkoord van Parijs, nl. 95% minder CO₂-uitstoot in 2050 ten opzichte van 1990.
- Beschrijven realistische ontwikkelingen van energietechnologieën op de Noordzee die het hele bereik afbaken, zowel voor volwassen technologie als voor technologieën die nog in ontwikkeling zijn, maar waarvan verwacht wordt dat ze een significante bijdrage kunnen leveren.
- Zijn geschikt om de effecten op het energiesysteem en systeemintegratie te beschrijven.
- Zijn gedragen en ge-peer-reviewed door een brede groep stakeholders.

Gezien bovenstaande eisen aan de te hanteren scenario's is het duidelijk dat deze taakstellend zijn opgesteld. Uiteraard zijn er meerdere toekomstpaden mogelijk die naar dezelfde eindbeelden leiden. In deze analyse worden zowel de eindbeelden als toekomstpaden gebruikt om de breedte van het toekomstige landschap weer te geven. In het volgende hoofdstuk worden op deze basis beleids-opties weergegeven.

In dit hoofdstuk presenteren we twee eindbeelden die aan bovenstaande eisen voldoen: een **Importafhankelijk Eindbeeld (IA)**, waarbij energieproductie in Nederland onvoldoende is om de vraag te dekken en Nederland leunt op internationale uitwisseling van energie, en een **Zelfvoorzienend Eindbeeld (ZV)** waarbij Nederland tracht zoveel mogelijk zelfvoorzienend te zijn. Hiermee worden ook de minimaal en maximaal benodigde hoeveelheid duurzame energieproductie op de Noordzee verkend. Deze eindbeelden zijn gebaseerd op de scenario's vanuit de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (Berenschot & Kalavasta, 2020).

Het Importafhankelijke eindbeeld komt grotendeels overeen met het daarin gepresenteerde scenario Internationale Sturing. Hierin regeert de markt en wordt internationaal gezocht naar de opties met de laagste kosten. In dit scenario wordt veel waterstof geïmporteerd uit landen waar dit wellicht makkelijker te produceren is. Door de waterstofimport is er minder windvermogen nodig voor nationale elektrolyse, en daarom is dit scenario het laagste in nationale duurzame elektriciteitsproductie. Gas wordt voornamelijk voorzien in de vorm van geïmporteerde waterstof.

Het Zelfvoorzienende eindbeeld komt grotendeels overeen met het scenario Nationale Sturing. Hierin heeft de nationale overheid de regie en vindt beperkte groei plaats, met daarbij een rol voor nationale warmtenetten en een zeer sterke elektrificatie in alle verbruikssectoren. Het scenario kent een zeer omvangrijk zon- en windvermogen, het grootste van alle scenario's. Ook is er import mede vanwege een stabiele industriesector, die verduurzaamt door elektrificatie.

Het II3050-rapport bevat ook nog scenario's Regionale Sturing en Europese Sturing, maar deze verschillen vooral in de aannames over de vraagontwikkeling op land. Er zijn slechts beperkte verschillen in de aannames over de opwekking. Deze zijn daarom niet meegenomen. De spreiding aan de vraagkant wordt apart gepresenteerd in paragraaf 4.3. Deze aannames worden gebruikt in hoofdstuk 5 om de scenario's te analyseren.

Deze II3050 scenario's van Gasunie, TenneT en de regionale netbeheerders zijn ge-peer-reviewed door een brede groep stakeholders en getoetst door PBL. Bovendien resulteren de eindbeelden in het behalen van de klimaatdoelstellingen. Dankzij een peer review proces is men ook hier gekomen tot hoekpunten voor 2050 die realistisch zijn. Daarnaast zijn de aannames en resultaten doorgerekend op systeemniveau op basis van meerdere energiedragers (elektronen en moleculen), rekening houdend met systeemintegratie en van recente datum. Aanvullend hierbij geldt voor de II3050 ten opzichte van alternatieven dat de focus op de infrastructuur van belang is voor de NEO, waarbij de situatie onshore met betrekking tot productie en vraag voor de NEO als gegeven wordt aangehouden.

De resulterende toekomstbeelden die voor de analyse in de NEO gebruikt worden staan samengevat in tabel 4-1. De onderbouwing en achtergrond van de waarden in deze eindbeelden staan toegelicht in de volgende paragrafen, welke in de tabel staan aangegeven. De mogelijkheden voor innovatieve opwekking wordt in de analyse meegenomen want deze zijn in 2030 nog niet in de opschalingsfase en kunnen economisch dus niet concurreren met wind op zee.

De keuze voor eindbeelden, en de resulterende aannames voor vraag en aanbod zijn hieronder uitgelicht. De methode voor het opstellen van de toekomstpaden, en de hieruit resulterende paden, is opgesteld in Appendix A1.

4.2 Energie op de Noordzee

4.2.1 FOSSIELE ENERGIE

4.2.1.1 Olie- en gaswinning

Het voorgaande hoofdstuk beschrijft dat er in de literatuur nog onzekerheid is over de omvang van de olie- en gasproductie op de Noordzee in 2030. Waar voor het startpunt van de NEO de prognose van de Klimaat en Energieverkenning uit 2019 gehanteerd wordt (PBL, 2019), geeft deze voor 2050 geen productieraming.

De gaswinning op de Noordzee is met name gedreven door de concurrentiepositie van Nederlands gas op de mondiale gasmarkt. De II3050 hanteert de aanname dat de binnenlandse gaswinning in alle scenario's teruggaat naar 0 PJ in 2050. Ook vanuit andere bronnen en interviews spreekt het beeld van een sterke afname van de olie- en gasproductie richting 2050. Maximaal is er sprake van een resterende productie vanuit enkele velden (HCSS, 2020). EBN verwacht in 2050 een gaswinning van 31,3 PJ, met een maximum onder de meest gunstige marktomstandigheden van 81,6 PJ (Min. EZK, 2018). De meest voor de hand liggende toepassing van aardgas op de lange termijn is de productie van blauwe waterstof aangezien dit inherent gecombineerd wordt met CO₂-afvang. Indien aardgas in 2050 gebruikt wordt voor andere toepassingen zoals elektriciteitsproductie of als grondstof in de industrie, zal CO₂-afvang of CO₂-compensatie toegepast moeten worden vanwege de klimaatdoelstellingen van Parijs waar Nederland zich aan gecommitteerd heeft. Voor dergelijke toepassingen ligt het gebruik van groengas daardoor meer voor de hand.

Als de totale vraag naar aardgas hoger uitvalt dan het voorziene maximum van 81,6 PJ kan worden getracht de binnenlandse productie te stimuleren door het verbeteren van de concurrentiepositie, bijvoorbeeld door het verlagen van de financiële last voor exploratie en boring of het verminderen van de afdracht aan de staat van opbrengsten uit gaswinning. Stimulering van gaswinning voorbij de binnenlandse vraag is hierbij niet waarschijnlijk. Omdat de hoeveelheid binnenlandse gaswinning ook sterk afhankelijk is van de mondiale gasprijs (die gedomineerd wordt door grote aanbieders in Noorwegen, Rusland en VS) is het onzeker hoe groot de invloed van de overheid is op de hoeveelheid binnenlandse gaswinning.

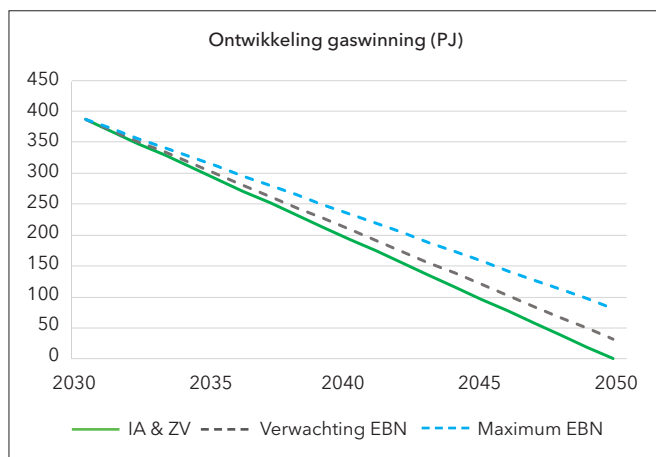
PARAGRAAF	TECHNOLOGIE	IMPORTAFHANKELIJK	ZELFVOORZIENEND
4.2.1	Conventionele energie	Aardgaswinning (PJ/jaar)	0
4.2.2	Hernieuwbare energie	Wind op zee (GW)	38
4.3.2	Opslag, conversie en transport	CO ₂ opslag (Mton/jaar)	4,6
			26,8

Tabel 4-1 Overzicht eindbeelden 2050 scenario's Importafhankelijkheid en Zelfvoorzienend

Door de grote onzekerheid in de langetermijnontwikkelingen van de gasprijs is er geen eenduidige informatie beschikbaar over het tempo van de afbouw tussen 2030 en 2050. Voor de NEO wordt daarom aangenomen dat de afbouw zich lineair ontwikkelt (zie figuur 4.2).

TECHNOLOGIE	IMPORT-AFHANKELIJK	ZELFVOOR-ZIENEND
Aardgas (PJ)	0	0

Tabel 4-2 Eindbeelden gaswinning IA en ZV



Figuur 4-2 Toekomstpaden gaswinning

4.2.1.2 CO₂-opslag

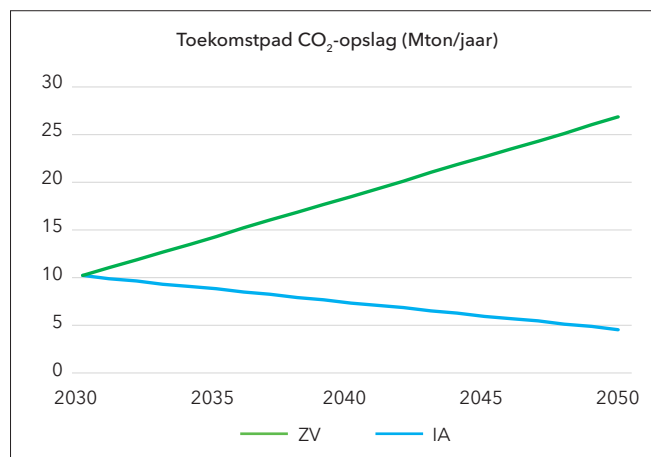
Zoals besproken is in hoofdstuk 2, heeft het kabinet besloten om na 2035 geen subsidie meer te verlenen aan CCS-projecten. Hiermee is echter niet gezegd dat er geen vergunning meer verleend zou kunnen worden voor CO₂-opslag na 2035. Daarmee lijkt er ook richting 2050 geen belemmering om de beschikbare ruimte in offshore gasvelden te gebruiken voor CO₂-opslag. Tabel 4-3 geeft de vereiste totale hoeveelheid CO₂-opslagcapaciteit die hoort bij het Importafhankelijke en Zelfvoorzienende eindbeeld. Deze komt vrij bij industriële processen, de opwekking van elektriciteit in conventionele centrales en bij de opwekking van blauwe waterstof. Gegeven de onzekerheden in gebruik van CCS na 2030 is wederom een lineair toekomstpad aangehouden (figuur 4-3).

TECHNOLOGIE	IMPORT-AFHANKELIJK	ZELFVOOR-ZIENEND
CCS (Mton/jr)	4,6	26,8

Tabel 4-3 Eindbeelden benodigde jaarlijkse CO₂-opslag

TECHNOLOGIE	IMPORT-AFHANKELIJK	ZELFVOOR-ZIENEND
Wind op zee vermogen (GW)	38	72
Energieopbrengst (TWh)	170	325

Tabel 4-4 Eindbeelden wind op zee productie



Figuur 4-3 Toekomstpad jaarlijkse CO₂-opslag

4.2.2 HERNIEUWBARE ENERGIE

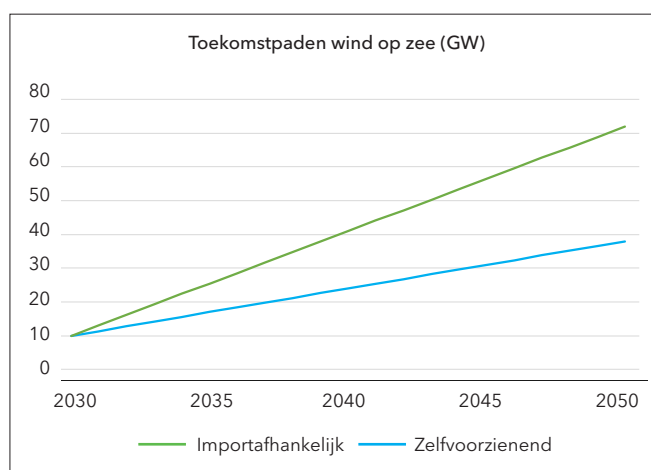
De productie van hernieuwbare energie op de Noordzee is afhankelijk van het gebruikte normatieve scenario. Het uitgangspunt in de II3050 is dat de volledige offshore energieproductie wordt opgewekt met wind op zee. In het Importafhankelijke eindbeeld is dit 38 GW windvermogen. In het Zelfvoorzienende eindbeeld wordt 72 GW offshore windvermogen aangehouden (Berenschot & Kalavasta, 2020). In de volgende paragraaf (4.2.2.1) worden deze aannames kritisch bekeken.

Naast wind op zee is er het vooruitzicht dat innovatieve technologieën een deel van deze opgave kunnen invullen of voor extra potentieel kunnen zorgen. Dit wordt in 4.2.2.2 behandeld.

4.2.2.1 Wind op zee

Het Importafhankelijke en Zelfvoorzienende eindbeeld bevatten een taakstellend vermogen aan wind op zee van respectievelijk 38 GW en 72 GW. In deze paragraaf wordt bekeken onder welke omstandigheid dit haalbaar is. Daarbij worden getoetst of

- er voldoende ruimte beschikbaar is ;
- het benodigde groeitempo realistisch is;
- de marktontwikkelingen het toelaten;
- de milieubelasting toelaatbaar is.



Figuur 4-4 Toekomstpaden wind op zee



Figuur 4-5 Wind op zee en elektrische infrastructuur op de Noordzee richting 2050

Op de Nederlandse Noordzee is voldoende ruimte om het Importafhankelijke en Zelfvoorzienende eindbeeld te realiseren (Klimaat Energie Ruimte, 2018). De gebieden worden in figuur 4-5 weergegeven, samen met de in 2020 bestaande windparken, de windkavels van 2030 en de voor 2030 aangewezen windenergiegebieden. Verder is indicatief het benodigde oppervlak voor het Zelfvoorzienend en het Internationaal Afhankelijk Scenario weergegeven.

Om in 2050 de capaciteit voor wind op zee te bereiken voor IA en ZV is respectievelijk een gemiddelde groei van 1,5 GW/jaar en 3 GW/jaar nodig. Dit is hoger dan de huidige groei van 0,97 GW/jaar (periode 2020-2030), maar relatief gezien beduidend lager dan het groeitempo van wind op zee in Europa tussen 2009-2019.

Het verleden heeft laten zien dat de industrie bij voldoende gegarandeerd toekomstperspectief in staat is om op te schalen en de daarvoor benodigde investeringen te doen. Door de tijd die er zit tussen investeringsbeslissing en de uiteindelijke bouw leidt deze vertraging soms tot overschotten of tekorten in de markt, met hoge prijzen of stagnatie van levering tot gevolg. Ook vereist een dergelijke opschaling tijdige en heldere communicatie vanuit de

overheid over de plannen richting 2050. Daarmee kunnen eventuele beperkingen binnen de gehele logistieke keten tijdig worden erkend en aangepakt, waaronder de hieronder genoemde elementen:

- Productiecapaciteit van ondersteuningsconstructies (monopiles)
- Windturbines
- Logistiek (installatieschepen)
- Productie en installatiecapaciteit van exportkabels
- Havencapaciteit voor tijdelijke opslag van componenten
- (Cumulatieve) invloed van de aanlegactiviteiten op de ecologie.

Daarnaast hebben ook ontwikkelingen in de markt invloed op dit groeitempo. De behoefte naar wind op zee is onder andere afhankelijk van de beschikbaarheid en (prijs)ontwikkeling van alternatieve technologieën.

Om de markt te bewegen tot doorlopende en opgeschaalde investeringen in offshore windproductie is het noodzakelijk om marktomstandigheden te creëren die ook voor de langere termijn een gezonde en stabiele business case opleveren. In het Klimaatakkoord is onderkend dat het nodig is om aandacht te hebben voor het ontwikkelen van de energievraag. Uit een recent rapport van AFRY blijkt dat het verdienmodel voor wind op zee reeds in 2030 onder druk komt te staan vanwege het toenemende aanbod aan wind op zee op de elektriciteitsmarkt (AFRY, 2020).

Er zijn verschillende mogelijkheden om deze marktomstandigheden te verbeteren, bijvoorbeeld door het stimuleren van additionele (flexibele) vraag of directe koppeling van wind op zee met P2X. Daarnaast kan ook gekozen worden voor alternatieve vormen van tendering of het werken met vormen van prijsondersteuning die producenten beschermen tegen fluctuaties ten opzichte van de gemiddelde marktprijs.

4.2.2.2 Innovatieve technologieën

Deze paragraaf beschrijft de potentiële bijdrage die innovatieve technologieën in 2050 kunnen leveren. De II3050-studie ziet geen significante bijdrage aan de energievoorziening door toepassing van innovatieve hernieuwbare energiebronnen op de Noordzee. Het potentieel dat hier beschreven wordt komt dus deels in de plaats van de bijdrage die wind op zee levert, of het kan gezien worden als aanvullend hernieuwbare energiepotentieel.

Wat als nieuwe technologieën zoals drijvende zon-PV, Airborne Wind Energy of aquatische biomassa een vergelijkbare ontwikkeling zullen doormaken als windenergie op zee. Uit de inventarisatie van innovatieve hernieuwbare technologieën (Appendix A.1.1) blijkt dat deze innovatieve technologieën na 2030 voldoende volwassen zijn om vanuit de Noordzee een bijdrage te kunnen leveren aan de ener-

gievoorziening. De winnende bieding van de kavel Hollandse Kust (noord) heeft aangekondigd een drijvend zon-PV-park te gaan demonstreren vanaf 2023.

Drijvende zon-PV, Airborne Wind Energy en aquatische biomassa concurreren in principe met de ruimte die voor wind op zee beschikbaar is. Om het potentieel te maximaliseren kan worden gekeken naar gezamenlijk gebruik met andere partijen die aanspraak maken op het gebruik van de Noordzee. Zo kunnen drijvende zon-PV-parken en aquatische biomassa worden gerealiseerd in windparken. De turbines staan meer dan een kilometer uit elkaar. Het drijvende zon-PV-park kan daarbij de elektrische aansluiting van het windpark gebruiken. Door het verschil in aanbodprofiel van deze technieken kan dit een bijdrage leveren aan een betere afstemming van vraag en aanbod en een betere benutting van de aansluitcapaciteit. In een optimalisatiestudie voor het Europese elektriciteit netwerk wordt voor nu een optimale verhouding van zon en wind berekend van 1:4 berekend (Zappa, 2018). Voor de Noordzee zullen deze optimalisatiestudies nog moeten worden uitgevoerd. Aquatische biomassa zou ook ruimte, infrastructuur en logistiek kunnen gebruiken samen met visserij of mosselteelt.

Omdat de genoemde innovatieve technologieën zich nog in een vroeg ontwikkelstadium bevinden is het niet goed mogelijk om nu reeds een toekomstpad tot 2050 te beschrijven. Voor een succesvolle ontwikkeling is het nodig dat aan een aantal minimumvoorwaarden is voldaan:

- De technologie moet ver genoeg zijn ontwikkeld om zonder grote technische problemen te kunnen worden uitgerold
- Industriële productie met voldoende schaalgrootte is mogelijk
- De energieopbrengst levert een significante bijdrage
- De technologie moet voldoende concurrerend zijn met andere bronnen, of er moet zicht zijn op kostenreductie die een tijdelijke ondersteuning rechtvaardigt.
- De milieueffecten zijn bekend en aanvaardbaar. Hierbij kan overeenkomstig de milieueffectrapportages voor wind op zee worden gedacht aan de effecten op hydraulica en geomorfologie, overige zee gebruikers, vogels en onderwaterleven en de scheepvaart- en luchtvaartveiligheid.

Als aan deze voorwaarden wordt voldaan door toepassing van de juiste technologie en locatiekeuze, dan kunnen deze technologieën een bijdrage leveren die van dezelfde orde van grootte is als offshore wind.

In Appendix A1.2 is een analyse uitgevoerd voor het mogelijk groeipad van de drie technologieën. Op basis van het geschatte startpunt in 2030 en een groeifactor die gebaseerd is op een historische groeifactor van wind op zee wordt in 2050 verwacht dat Drijvende zon-PV een gerealiseerd vermogen heeft van 10 GW, aquatische biomassa kent een gerealiseerd vermogen van 10 GW en tenslotte wordt de bijdrage van Airborne Wind Energy geraamd op 1,4 GW. Het is van belang te beseffen dat de energieopbrengst van 1 GW wind op zee minstens een factor 4 à 5 hoger is dan van 1 GW zon-PV. Bij vervanging moet hiermee rekening worden gehouden.

Tot 2040 is de totale bijdrage kleiner dan 10 GW wat betekent dat er voldoende tijd is om de ontwikkelingen voor deze technologieën te volgen en bijvoorbeeld iedere 5 jaar te beoordelen of industriële toepassing al tot de mogelijkheden behoort.



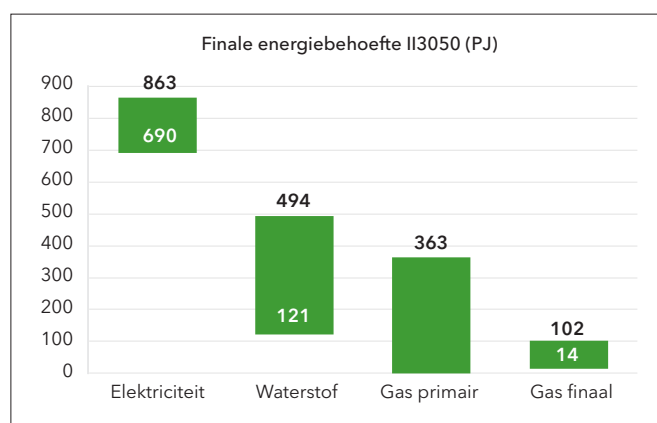
4.3 Ontwikkelingen in de energievraag

Om inzicht te krijgen in de behoefte of noodzaak voor systeemintegratie is het noodzakelijk om beschikbare volumes voor productie en conversie in 2050 te beschouwen in vergelijking tot de verwachte vraag in 2050. Hiervoor is wederom gebruik gemaakt van minima en maxima uit de I13050. Voor de NEO zal echter niet gebruik gemaakt worden van een vaste aanname voor vraag per scenario, maar zal de volledige range tussen minimum en maximum in elk scenario beschouwd worden om de impact onder alle omstandigheden in acht te nemen. Hiermee worden de mogelijke variaties van de vraagzijde in 2050 volledig afgedekt binnen deze scenario's.

VRAAG	MINIMUM (PJ)	MAXIMUM (PJ)
Elektriciteit	690	863
Waterstof	12	494
Gas primair	0	363
Gas finaal	14	102

Tabel 4-5 *Minima en maxima aan vraag in het Nederlandse Energiesysteem per modaliteit uit de I13050*

Tabel 4-5 en figuur 4-6 bevatten een overzicht van het minimale eindgebruik uit de I13050. Deze zijn samengesteld uit een combinatie van verschillende scenario's. Naast eindgebruik is er ook toepassing van waterstof als energiedrager voor uiteindelijke omzetting naar elektriciteit. Dit is hierin niet meegenomen.



Figuur 4-6 *Ranges tussen de maximale en minimale energiebehoefte per energiedrager uit de scenario's van de I13050 (Berenschot & Kalavasta, 2020)*

Waar in paragraaf 4.2.1.1 al beschreven is dat in 2050 geen gaswinning op de Noordzee wordt voorzien, is er in de I13050 nog steeds een (beperkte) finale vraag naar gas als brandstof of grondstof van 14-102 PJ. Dit kan worden ingevuld met aardgas of groen gas. Voor primaire vraag naar aardgas voor de productie van blauwe waterstof is een range gehanteerd van 0-363 PJ, waarbij het uitgangspunt

in de I13050 is dat deze ingevuld wordt met geïmporteerd aardgas. Zowel deze finale behoefte als primaire behoefte zouden deels, maar niet volledig, kunnen worden ingevuld met gaswinning vanaf de Noordzee. Tenslotte hanteert de I13050 nog een range van 73-442 PJ aan vraag naar groengas voor elektriciteitsproductie. Gezien het hier groengas betreft, zal deze vraag niet worden ingevuld vanaf de Noordzee en is deze verder niet meegenomen in de analyse.

	IMPORT-AFHANKELIJK	ZELF-VOORZIENEND
Aardgaswinning (PJ)	0	0
Finale vraag (groen) gas (PJ)	14-102	14-102
Primaire vraag aardgas (PJ)	0-363	0-363

Tabel 4-6 *Gaswinning en vraag in 2050*

Omdat in beide scenario's geen binnenlandse winning van aardgas plaatsvindt, zal de volledige vraag ingevuld moeten worden door productie van groengas of import. Aangezien de volledige range van vraag in 2050 significant lager ligt dan de huidige vraag, worden op het gebied van import geen beperkingen verwacht. In het geval van gebruik van geïmporteerd aardgas zal dit gecombineerd moeten worden met CO₂-afvang of CO₂-compensatie. Een visie op de eventuele wenselijkheid en consequenties van langetermijnafhankelijkheid van import kan bijdragen aan de eventuele keuze voor import. Indien besloten wordt tot een (beperkte) rol van aardgas in de energievoorziening in 2050, kan het vanuit het perspectief van economische efficiëntie en mondiale emissiereductie gunstig zijn om de binnenlandse vraag zo ver mogelijk met eigen gaswinning vanaf de Noordzee in te vullen.

Dit valt binnen de vraagrang van 14-102 PJ. De vraag van 363 PJ aardgas voor de productie van blauwe waterstof kan niet worden ingevuld met de bestaande verwachtingen voor gaswinning op de Noordzee. Wel wordt er in één van de scenario's gebruik gemaakt van de import van 363 PJ voor de productie van blauwe waterstof (Berenschot & Kalavasta, 2020).

De bovengenoemde vraaggetallen zijn exclusief synthetische bunkers en kerosine. De I13050 studie stelt dat zelfs in het geval van maximale energieproductie op de Noordzee, er nog steeds behoefte blijft aan import om aan de vraag naar deze brandstoffen te kunnen voldoen. Dit betekent dat, inclusief de sectoren luchtvaart en scheepvaart, de totale vraag naar hernieuwbare energie in Nederland hoger ligt dan in de I13050 aangenomen. Deze benodigde energie zou in het buitenland geproduceerd en door Nederland geïmporteerd kunnen worden, of voldaan worden met additionele binnenlandse productie.

Naast deze additionele binnenlandse vraag is er ook een mogelijke afzetmarkt voor binnenlandse productie in het buitenland. Uit eerdere inventarisaties is gebleken dat in België en Duitsland op grote schaal ingezet wordt op hernieuwbare elektriciteit en waterstof, maar dat mogelijkheden tot eigen productie en opwek mogelijk beperkt zijn (DNV GL, 2020). Hiervoor wordt actief de samenwerking gezocht met Nederland, bijvoorbeeld via interconnectoren voor elektriciteit en een mogelijke koppeling van waterstof backbones. Deze gecombineerde vraag leidt tot het ontstaan van een mogelijke bredere afzetmarkt voor productie vanaf de Noordzee voorbij de aannames van de II3050, indien vraag en aanbod zowel fysiek als in de tijd samengebracht kunnen worden en productie vanuit Nederland op kosten kan concurreren met vergelijkbare productie in omliggende landen. Hiervoor is in de NEO geen marktmodellering uitgevoerd.

4.4 Fysieke systeemintegratie

Voor de **systemebalans** is ook gelijktijdigheid van vraag en aanbod van belang. Bij een dreigende onbalans kan zowel gestuurd worden in vraag en aanbod. Sturing van aanbod kan bijvoorbeeld met het op- en afregelen van producerende eenheden, vanuit import/export of door gebruik te maken van opslag. Dit is zowel van toepassing op elektriciteit als waterstof. Alternatief kan gebruik gemaakt worden van conversie tussen ketens, zoals bijvoorbeeld met Power-to-Gas (productie waterstof) of Power-to-X (productie van bijvoorbeeld warmte, chemicaliën of synthetische brandstoffen). In dit laatste geval leidt additionele vraag naar elektriciteit tot additioneel aanbod in een andere keten, wat kan helpen in de balanshandhaving in beide ketens. Daarnaast kan dit ook economische voordelen hebben in het geval van hogere prijzen in een andere keten, of omdat opslag in bijvoorbeeld waterstof mogelijk goedkoper is dan vergelijkbare opslag in batterijen. Merk op dat een beschouwing van onshore flexibiliteitsopties buiten scope van deze NEO valt. In de paragraaf hieronder wordt eerst ingegaan op de afbouw van olie- en gasproductie en de hieruit voortvloeiende mogelijkheden voor CO₂-opslag. Vervolgens wordt in paragraaf 4.4.2 besproken welke systeemintegratie opties er bestaan voor de op de Noordzee geproduceerde hernieuwbare energie; de parameters die een rol spelen bij de verdere optimalisatie hiervan worden verder uitgediept in hoofdstuk 5.



4.4.1 FOSSIELE ENERGIE

4.4.1.1 Olie- en gaswinning

Door het stoppen van de gasproductie op het NCP kan een significante hoeveelheid infrastructuur vrijkomen die mogelijk kan worden hergebruikt voor alternatieve vormen van transport en opslag. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen drie typen infrastructuur: **putten, platforms en pijpleidingen**. Hergebruik hiervan is grotendeels mogelijk. Putten en platforms kunnen met beperkte aanpassingen opnieuw ingezet worden, indien geverifieerd wordt dat de putintegriteit op peil is. De grootste waarde zit voor hergebruik in putten, aangezien deze het grootste deel van de kosten vormen bij de ontwikkeling van nieuwe velden (>50%). Platforms zijn gebonden aan individuele gasvelden, en zijn te hergebruiken op het moment dat gaswinning stopt. Hergebruik van gasleidingen is moeilijker te realiseren. Vaak zijn meerdere productielocaties gekoppeld aan dezelfde hoofdleiding, waardoor deze pas hergebruikt kunnen worden wanneer de laatste aangesloten productie locatie stopt. Wel wordt gekeken naar locaties waar bijvoorbeeld re-routing van gas mogelijk is, of waar bij parallelle leidingen één van de leidingen vrijgespeeld kan worden. Ook wanneer capaciteit beschikbaar is, is er echter geen garantie dat leidingen kunnen worden hergebruikt voor alternatieve vormen van transport. Hierbij zijn namelijk nog factoren als leeftijd, staat en het gebruikte materiaal relevant. Vanwege kwaliteitseisen is het mogelijk noodzakelijk of voor de lange termijn voordeliger om nieuwe leidingen aan te leggen. Dit is in veel projecten ook het uitgangspunt, en wordt gedeeld door o.a. EZK. Voor hergebruik is van geval tot geval een analyse nodig. Hergebruik van deze gasinfrastructuur en de onderliggende gasvelden kan voor de opslag en transport van CO₂ of waterstof.

Om gebruik te maken van de mogelijkheid tot hergebruik van infrastructuur is timing erg belangrijk. Wanneer putten gesloten zijn, is er geen mogelijkheid om deze te heropenen en kan de grootste potentiële kostenbesparing mogelijk niet meer gerealiseerd worden. Er zit momenteel geen wettelijke termijn aan wanneer de infrastructuur opgeruimd moet worden na COP. Wel dient er een verwijderingsplan te worden ingediend bij het Staatstoezicht op de Mijnen. Meestal gebeurt verwijdering van infrastructuur binnen een periode van 4-5 jaar, waarbij het sluiten van de putten als eerste gebeurt. Over het algemeen wordt hier ook relatief snel mee gestart na COP vanwege doorlopende kosten voor de operator. Op dit moment heeft de staat geen mogelijkheid of zeggenschap om opruiming te vertragen of om infrastructuur te reserveren voor hergebruik. Indien er geen zicht is op hergebruik zal dit resulteren in het abandonneren en dus niet meer voor opslag beschikbaar komen van lege gasvelden.

De behoefte aan CO₂-transport en opslag zal in de volgende paragraaf worden toegelicht, waterstof is onderdeel van paragraaf 4.4.2 over hernieuwbare energie.

4.4.1.2 CO₂-opslag

Uit de analyse van opslagcapaciteit van EBN en Gasunie blijkt de verwachting dat circa 1.450 Mton (~85%) van de totale capaciteit (1678 Mton) reeds in 2030 vrijgekomen is (EBN & Gasunie, 2017). Bij de beschikbaarheid van opslagcapaciteit is het essentieel dat bestaande infrastructuur kan worden hergebruikt, en dat deze niet eerder is ontmanteld. In paragraaf 5.3.2.3 wordt hergebruik van infrastructuur verder besproken.

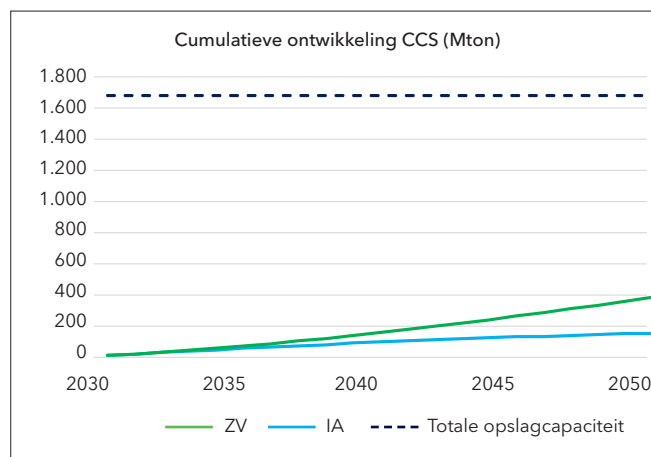
In het Importafhankelijke eindbeeld zal de jaarlijkse behoefte aan CO₂-opslag dalen naar 4,6 Mton per jaar in 2050. Op basis van een lineaire afname, inclusief de behoefte van Athos en Porthos tot 2030, zal dit leiden tot een totale cumulatieve behoefte aan opslagcapaciteit van 201 Mton ten opzichte van de potentie van 1678 Mton. Ook op het gebied van tijdig vrijkomen van deze opslagcapaciteit worden geen problemen verwacht. Indien na 2050 in hetzelfde tempo CO₂ opgeslagen blijft worden is de capaciteit voldoende voor 321 additionele jaren aan opslag. Als maximaal gebruik gemaakt wordt van de beschikbare capaciteit voor 2050, bijvoorbeeld uit import van CO₂, is capaciteit beschikbaar voor gemiddeld een additionele 74 Mton per jaar. Het aanvullen van opslagcapaciteit met import tot minimaal het niveau van 2030 kan overwogen worden om optimaal gebruik te maken van de bestaande infrastructuur.

In het Zelfvoorzienende eindbeeld zal de behoefte aan CO₂-opslag gaan stijgen naar 26,8 Mton per jaar. Dit brengt de cumulatieve noodzakelijke opslagcapaciteit op 434 Mton. Het tempo van 26,8 Mton kan vervolgens nog 46 jaar volgehouden worden, of de ruimte kan indien gewenst gebruikt worden voor een additionele 62 Mton per jaar.

	IMPORT-AFHANKELIJK	ZELF-VOORZIENEND
CO ₂ -opslag 2050 (Mton/jaar)	4,6	26,8
Cumulatieve opslagbehoefte tot 2050 (Mton)	201	434
Offshore opslagcapaciteit CO ₂ (Mton)	1678	1678

Tabel 4-7 Behoeft CO₂-opslag t.o.v. totale capaciteit

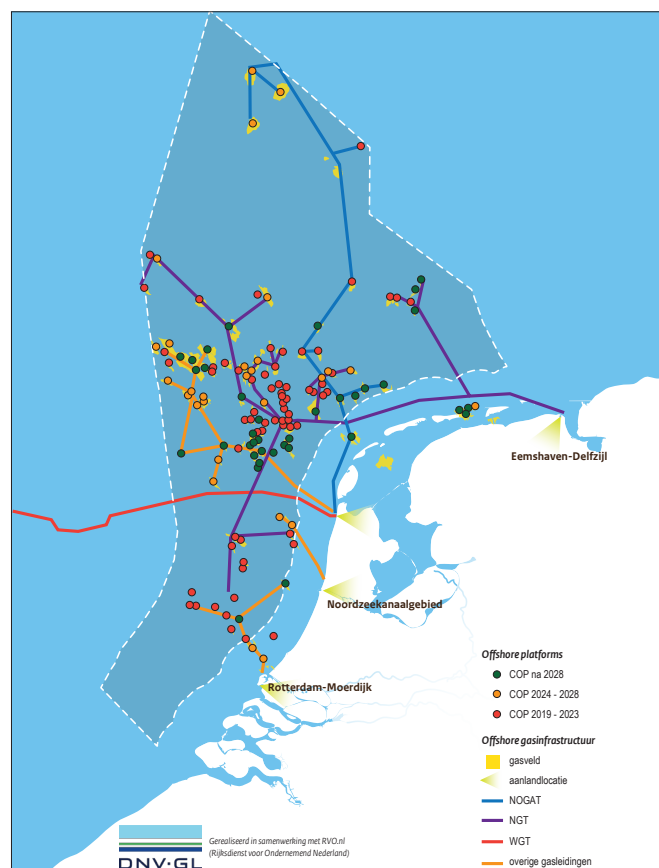
Voor een stabiele ontwikkeling van CO₂-opslag kan een visie opgesteld worden betreft de rol van CCS in het energiesysteem in 2050. Dit betreft zowel de afvang van CO₂ bij industriële processen, elektriciteitsproductie en de productie van blauwe waterstof. Daarnaast is een besluit over het al dan niet inzetten van additionele CO₂-opslagcapaciteit voor import vanuit het buitenland, zowel een politieke als economische afweging. Ten slotte is ook inzicht in de toekomstige rol van CCU in Nederland en de impact hiervan op aan te leggen infrastructuur relevant.



Figuur 4-7 Ontwikkeling cumulatieve behoefte CO₂-opslagcapaciteit t.o.v. totale capaciteit

CCS wordt in Nederland beschouwd als tijdelijke maatregel omdat de meeste (industriële) processen om te zetten zijn naar hernieuwbare energie (elektrisch of waterstof), maar er zijn momenteel geen mechanismen om het gebruik van CO₂-opslag uit te faseren. Subsidiebeschikkingen zullen tot en met 2034 kunnen worden uitgegeven, waardoor het onwaarschijnlijk is dat het gebruik van CCS in 2050 reeds sterk gedaald is zonder dat economisch aantrekkelijkere alternatieven beschikbaar komen voor de markt zoals grootschalige beschikbaarheid van goedkope groene waterstof of economisch rendabele toepassing van CCU. Wanneer een business case bestaat voor het gebruik van CCS, zou de inzet in de periode richting 2050 juist significant kunnen groeien door middel van import. Uit eerdere inventarisaties is gebleken dat er in bijvoorbeeld België en Duitsland reeds vanaf 2030 een sterke behoefte is aan CO₂-opslag, en dat de mogelijkheden in eigen land beperkt zijn (DNV GL, 2020). Ook uit andere landen is import van CO₂ denkbaar, bijvoorbeeld per schip. Nederland is hierbij een aantrekkelijke optie, met slechts een beperkte aantal alternatieven zoals het Northern Lights project in Noorwegen. De koppeling die Nederland momenteel heeft met haar buurlanden voor transport van aardgas en andere grondstoffen, waardoor reeds corridors en pijpleidingen bestaan waar voor CO₂ gebruik van gemaakt kan worden, zou Nederland een goede uitgangspositie kunnen geven. Indien besloten wordt tot import van CO₂, dienen hiervoor voorbereidingen in gang gezet te worden. Dit vereist beleid op het gebied van de aanleg van infrastructuur (pijpleidingen of aanlandingen voor schepen), het eventuele aanwijzen van een infrabeheerder, het oplossen van vraagstukken omtrent eigenaarschap en aansprakelijkheid van opgeslagen CO₂ en beleid dat voorkomt dat bestaande gasputten op korte termijn gesloten worden.

Concluderend kan worden gesteld dat er voldoende capaciteit is om te voldoen aan de vraag naar CO₂-opslag. Om deze opslagcapaciteit kostenefficiënt te ontsluiten is het echter noodzakelijk dat offshore infrastructuur beschikbaar blijft voor hergebruik. Hierbij is vooral het hergebruiken van putten efficiënt, gezien uit interviews blijkt dat deze verantwoordelijk zijn voor meer dan 50% van de investeringskosten. Vanwege het grote verschil tussen gevraagde capaciteit en het beschikbare volume zal het beschikbaar houden van alle infrastructuur tot onnodige kosten leiden. Uitgangspunt zou moeten zijn om infrastructuur te behouden die nog nuttig kan worden ingezet; waar dit niet het geval is moet deze worden opgeruimd. Figuur 4-8 geeft weer dat er bij een gemiddeld kosten en beschikbaarheidsscenario (zie ook paragraaf 3.3.1), een significant aantal gasplatforms al ruim voor 2028 beschikbaar komt. Het is dan ook noodzakelijk om een inventarisatie te maken van de hoeveelheid infrastructuur die noodzakelijk is om te voldoen aan de behoefte naar CO₂-opslag, en hoe dit zo kostenefficiënt mogelijk kan worden ingevuld. Ook kunnen voorbereidingen getroffen worden om het behoud van infrastructuur mogelijk te maken, bijvoorbeeld door het verbinden van voorwaarden aan de afdracht aan de staat van operationele velden of het opstellen van nieuwe regelgeving. Om deze inventarisatie uit te kunnen voeren is een concreet beeld nodig van de cumulatieve behoefte aan CO₂-opslag. Hiervoor is een concrete visie nodig op de rol van CO₂-opslag na 2035 en de rol van CO₂ import uit het buitenland.



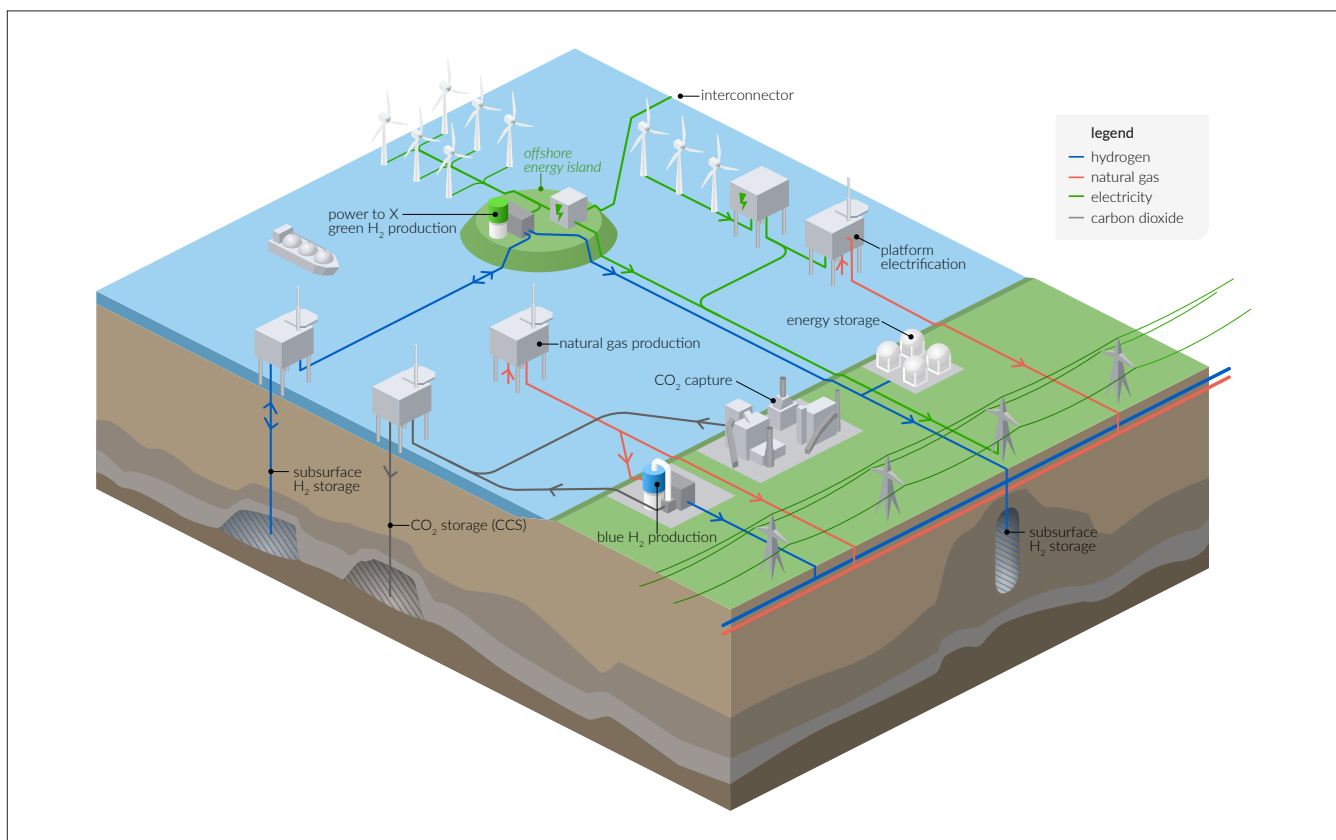
Figuur 4-8 Offshore gasplatforms en infrastructuur op de Noordzee richting 2030 (EBN, 2019)

4.4.2 HERNIEUWBARE ENERGIE

Om de klimaatdoelen te halen moeten we in Nederland investeren in grote hoeveelheden hernieuwbare productie. Het inpassen van deze hoeveelheid opgewekte energie is een enorme opgave die in een paar decennia te verwezenlijken is. De benodigde transportcapaciteit kan zowel leiden tot knelpunten op het hoogspanningsnet als tot ruimtelijke beperkingen op de hoeveelheid die fysiek kan worden aangesloten. Eventuele knelpunten in transportcapaciteit zullen afhankelijk zijn van waar wind op zee aangeland zal worden, en wat de lokale situatie is op het gebied van vraag en beschikbare flexibiliteit.

Ruimtelijke beperkingen zullen afhankelijk zijn van zowel de beschikbare ruimte, als de technologie waarmee windproductie getransporteerd en ingevoerd zal worden. Tot 2030 wordt deze energie in de vorm van elektriciteit aan land gebracht. Rond 2030 komt de grens van het huidige wisselstroomconcept in zicht vanwege de grotere afstand van de verbinding (DNV GL, 2018a). De windparken bij IJmuiden-Ver worden dan ook met gelijkstroomtechnologie (HVDC) aan land gebracht. De huidige generatie kabels is in capaciteit gelimiteerd tot circa 2 GW. Zonder toename van de transportcapaciteit per kabel zou dit in 2050 resulteren in een situatie waarbij tientallen kabels in de zeebodem liggen, die vervolgens de Nederlands kust moeten doorkruisen om te worden aangesloten op het landelijk elektriciteitsnetwerk. De verwachting is dat de capaciteit per kabel in de toekomst toe zal nemen tot minimaal 3 GW, wat de ruimtelijke impact enigszins zal beperken. Desondanks is het mogelijk dat ook met hogere kabelcapaciteiten ruimtelijke knelpunten zullen ontstaan. Bij het ontstaan van elektrische ruimtelijke knelpunten zijn verschillende oplossingsrichtingen mogelijk, zowel op land als op zee. Vanuit de Noordzee bezien bestaan oplossingen uit o.a. het creëren van hubs, koppelingen met het buitenland of conversie en transport middels waterstof. De optimale samenstelling van oplossingen zal hierbij afhankelijk zijn van ontwikkelingen op land en dienen ook afgewogen te worden tegen alternatieve oplossingen op land.

In het rapport *Unlocking potential of the North Sea (North Sea Energy Offshore System Integration, 2020)* wordt een overzicht van de mogelijkheden die op de Noordzee of aan de kust in de toekomst beschikbaar zijn om systeemintegratieproblemen op te lossen. Deze zijn grafisch weergegeven in figuur 4-9. Hieronder worden deze opties kort beschreven. In paragraaf 5.3 worden de verschillende systeemintegraties verder geanalyseerd om te bepalen of en in welke mate deze nodig zijn om knelpunten op te lossen.



Figuur 4-9 Offshore integratieconcepten (North Sea Energy Offshore System Integration, 2020)

CONVERSIE EN TRANSPORT VAN WATERSTOF

Elektriciteit kan worden gebruikt om water om te zetten naar waterstof door elektrolyse. Uiteraard gaat er bij dit proces energie verloren, toch kunnen er vanwege transport, integratie en gebruik van energie goede redenen zijn om conversie toe te passen. Deze conversie kan op land worden uitgevoerd, maar ook offshore. Bij gebruik van zee-water offshore is ontzilting noodzakelijk. Via een pijpleiding kan de waterstof vervolgens aan land worden gebracht. Het voordeel van waterstof is dat de transportcapaciteit van een pijpleiding ongeveer een factor 10 groter is dan die van een HVDC-verbinding. Hiermee kan dus het aantal transportcorridors en kustdoorsnijdingen sterk worden verminderd. Ook hergebruik van leidingen levert minder (geen) additionele impact. De kosten van waterstoftransport zijn minder afhankelijk van de afstand dan elektriciteitstransport aangezien de kosten per km lager zijn (DNV GL, 2020). Daartegenover staan dus de additionele kosten van conversie en het energieverlies wat daarbij optreedt.

Daarnaast kan waterstof in grote hoeveelheden worden opgeslagen (in tegenstelling tot elektriciteit) en zo een bijdrage leveren aan seizoensopslag. Hiertoe kan waterstof onder andere in grootschalige ondergrondse cavernes en wellicht in uitgeputte gasvelden worden opgeslagen (0,1-10 TWh). Deze laatste optie kent nog een aantal technische onzekerheden die verder onderzocht dienen te worden.

In de II3050 is de behoefte aan capaciteit voor conversie en opslag van waterstof gemodelleerd op basis van specifieke combinaties van vraag en aanbod. Aangezien de scenario's in deze studie afwijken van de scenario's in de II3050, zijn conclusies uit de II3050 op het gebied van deze capaciteiten niet herbruikbaar. Daarnaast wordt in het huidige II3050 programma nog in meer detail gekeken naar de modellering van deze behoeftes dan in de bestaande publicatie.

Voor conversie naar waterstof zijn er verschillende opties voor waar dit plaats kan vinden. Zo kan een deel hiervan kan in installaties op zee worden gerealiseerd (North Sea Wind Power Hub, 2019). Dit is een integraal onderdeel van een kostenoptimalisatie waar ook transport en opslag onderdeel van uitmaken. In de literatuur worden vier verschillende mogelijkheden aangedragen voor

- Directe omzetting in offshore windturbines
- Elektrolyse op (gas)platforms offshore
- Elektrolyse op artificiële eilanden
- Elektrolyse onshore

Naast kostenoptimalisatie spelen ook ruimtelijke beperkingen een rol in de toepasbaarheid van de verschillende opties. Deze worden verder besproken in hoofdstuk 5.

ENERGIE HUBS

Verschillende partijen kijken naar geïntegreerde oplossingen voor systeemintegratie na 2030. Een voorbeeld is het NSWPH-consortium dat kijkt naar een systeem van verzamellocaties (hubs) en grote transportverbindingen (spokes) (North Sea Wind Power Hub, 2019). Voordelen van dit concept zijn energietransport naar de locatie met de grootste behoefte, een hogere betrouwbaarheid en daardoor lagere verwachte kosten. Bovendien biedt internationale koppeling van deze hubs in zogenaamde meshed-grids voordelen op gebied van het inpassen van geproduceerde elektriciteit in de markt: de energie kan immers daar worden afgezet waar de elektriciteitsprijs het hoogste is en er geen congestie is op het elektriciteitsnet. Het realiseren van dergelijke hubs is recentelijk door Denemarken aangekondigd in zowel de Noordzee als de Oostzee.

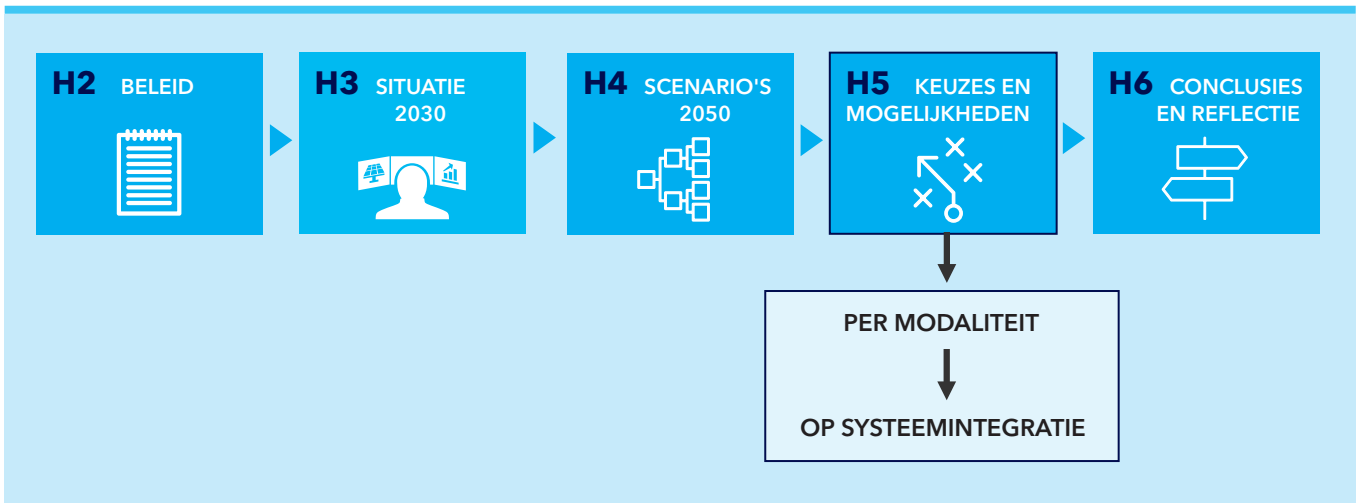
Een energie hub kan een oplossing zijn om grote hoeveelheden offshore windenergie te verzamelen en van daaruit via HVDC-verbindingen te transporteren naar land. Op deze hubs kunnen de HVDC-converterstations worden gebouwd die die nodig zijn voor het gelijkstroomtransport naar land. Een hub kan zowel worden gerealiseerd in de vorm van een platform of artificieel eiland. De keuze tussen welke vorm het meest optimaal is, hangt af bijvoorbeeld ruimtelijke factoren, geplande levensduur en mogelijke optie tot hergebruik van bestaande constructies. Tot 2030 heeft de regering geconcludeerd dat een artificieel eiland voor het aansluiten van IJmuiden-Ver een te groot planingsrisico oplevert, en is er gekozen voor een concept van offshore HVDC platforms (Min. EZK, 2020d). In de toekomst is een aansluitconcept via een eiland mogelijk wel haalbaar. Voor de ontwikkeling van een elektrisch HVDC-netwerk zijn nog belangrijke technologische ontwikkelingen nodig. De verwachting is dat deze na 2030 bereikbaar zijn (Promotion, 2020).

Energie hubs kunnen ook gebruikt worden voor het huisvesten van elektrolyzers voor de offshore conversie van elektriciteit naar waterstof. Daarnaast kunnen eilanden andere functies vervullen bij de uitbouw van hernieuwbare energie, waaronder een offshore haven, tijdelijke opslag tijdens de constructie en uitvalsbasis voor onderhoud.



5 - KEUZES EN MOGELIJKHEDEN





Figuur 5-1 Gefaseerde weergave van de stappen in de analyse

5.1 Doel en aanpak van dit hoofdstuk

Het doel van hoofdstuk 5 is te komen tot een overzicht van de mogelijke rol van de Noordzee in 2050 en de technische mogelijkheden en economische afwegingen voor het integreren van productie vanaf de Noordzee in het Nederlandse energiesysteem.

Om te komen tot deze inzichten is gebruik gemaakt van twee analyses:

ANALYSE OP
MODALITEITEN

ANALYSE OP
SYSTEEMINTEGRATIE

In de analyse op modaliteiten wordt een vergelijking gemaakt tussen de productiescenario's van de NEO en de verwachte vraag in 2050 naar aardgas, CO²-opslagcapaciteit, elektriciteit en waterstof. Deze analyse is uitgevoerd op basis van jaarvolumes in een 'wat als' benadering, waarbij per scenario bekeken wordt wat het voor het systeem betekent als de minimale of maximale vraag uit paragraaf 4.3 gerealiseerd wordt. Deze analyse geeft inzicht in de mogelijke bijdrage van de Noordzee aan het energiesysteem in 2050 en de resterende rol voor energieproductie op land, import of export. Daarbij wordt ingegaan op neveneffecten van combinaties van vraag en aanbod en randvoorwaarden die noodzakelijk zijn voor het slagen van deze combinaties. Ook wordt hierin beschouwd wat de mogelijke bijdrage is van systeemintegratie onder deze verschillende omstandigheden. Deze analyse maakt geen gebruik van doorrekeningen op uurbasis en gaat niet in op de optimale verhouding tussen de productie van elektriciteit en waterstof bij de verschillende scenario's.

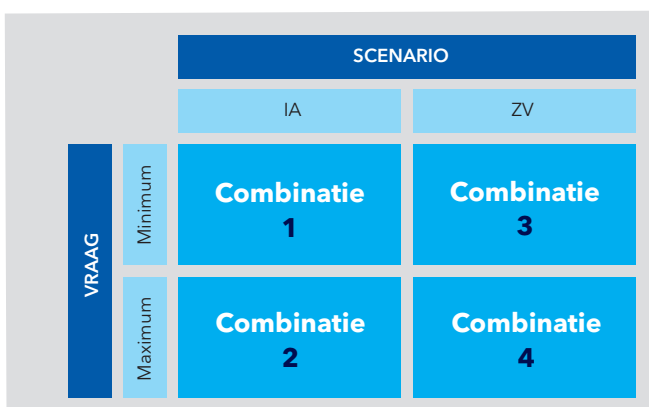
Op basis van de in de NEO gehanteerde productiescenario's is het onvermijdelijk dat er, zonder voor 2030 stappen te ondernemen, na 2030 beperkingen zullen ontstaan in het elektriciteitsnet op het gebied van capaciteit en ruimte. Er bestaan verschillende technische mogelijkheden om met deze beperkingen om te gaan, zowel binnen het elektriciteitsnet als door toepassing van systeemintegratie. Het is van belang om een integraal afwegingskader op te stellen dat richting geeft aan het maken van keuzes over welke technische mogelijkheden optimaal zijn voor het energiesysteem in Nederland in 2050. De tweede paragraaf van dit hoofdstuk zet de eerste stappen in de richting van dit afwegingskader. Hiervoor wordt als eerste een beschouwing gegeven over mogelijke beperkingen, welke technische oplossingen hiervoor bestaan en waar eventuele beperkingen zitten aan dergelijke oplossingen. Vervolgens worden overwegingen geschetst voor een integraal afwegingskader op basis van de momenteel beschikbare informatie. Ook wordt ingegaan op hiaten in de beschikbare kennis, welke stappen ondernomen moeten worden om te komen tot verdere besluitvorming en wat hierin de rol zal zijn van reeds lopende onderzoekstrajecten. In de NEO zelf is geen modellering toegepast, waardoor de focus ligt op integrale reflectie op reeds bestaande kennis.

5.2 Analyse voor de modaliteiten elektriciteit en waterstof

In hoofdstuk 4 zijn eindbeelden voor 2050 en toekomstpaden geschetst voor de ontwikkeling van duurzame energieproductie, de winning van aardgas en opslag van CO². Hierbij is vervolgens gereflecteerd op de technische haalbaarheid van de gepresenteerde eindbeelden. In de praktijk bestaat echter nog onzekerheid over de daad-

werkelijke ontwikkelingen richting 2050 en een technisch haalbaar eindbeeld is geen garantie dat dit ook gerealiseerd wordt. Een van de belangrijkste drijvers achter de ontwikkeling van de technologieën op de Noordzee is de ontwikkeling van vraag op land, en de rol die de Noordzee heeft bij het voldoen aan deze vraag. Deze paragraaf tracht een beeld te schetsen van de impact van gepresenteerde eindbeelden op basis van de huidige verwachtingen van de vraagontwikkeling. De resulterende bijdrage vanaf de Noordzee in het voldoen van de energievraag op land is hierbij gevisualiseerd met Sankey-diagrammen. Hoewel dit geen antwoorden biedt op de optimale verhouding van modaliteiten of definitieve conclusies over de wenselijkheid van ontwikkelingen van vraag op land en aanbod vanaf de Noordzee, helpt deze analyse om het spectrum aan ontwikkelingen van vraag en aanbod in te kaderen en biedt het afwegingen en randvoorwaarden voor de besluitvorming.

De productie van offshore elektriciteit kan worden gebruikt om invulling te geven aan de vraag naar elektriciteit en de vraag naar waterstof. Deze paragraaf is gericht op het onderzoeken van de potentiële bijdrage van de productie van duurzame energie op de Noordzee. Hiervoor zal gebruik gemaakt worden van de productietotalen in de scenario's Importafhankelijk en Zelfvoorzienend, in combinatie met de minimale en maximale verwachte vraag uit paragraaf 4.3. Dit vormt samen vier mogelijke combinaties van vraag en aanbod, waarin de rol van de Noordzee zal verschuiven. In de beschrijving zijn deze gegroepeerd per scenario, waarbij ook de conclusies per scenario worden getrokken. Het doel van deze analyse is om zicht te krijgen op hoe groot de mogelijke rol is van de Noordzee in elk van de scenario's, wat het restant is dat ingevuld zou moeten worden vanuit productie op land of vanuit import, en onder welke randvoorwaarden deze productiescenario's haalbaar worden geacht.



Figuur 5-2 Illustratie van de vier mogelijke routes

In deze beschouwing wordt gekeken naar invulling van de behoefte aan elektriciteit als waterstof op basis van jaarlijkse volumes. Voor waterstof wordt hiervoor aangenomen dat conversie van elektriciteit naar waterstof plaatsvindt met een efficiëntie van 75% (DNV GL, 2018a). Voor de omzetting van waterstof naar elektriciteit is 50% aangenomen, wat iets lager is dan het maximum rendement van STEG centrales (Thorbergsson, 2012). Hiervoor zal in deze analyse gebruik gemaakt worden van 'wat als' benaderingen, waarbij gekeken wordt wat de gevolgen zijn van het gebruiken van de volledige offshore windproductie voor het invullen van de vraag naar elektriciteit óf waterstof alvorens de vraag naar de andere modaliteit in te vullen. Deze benadering is gebruikt om een beeld te vormen van de verwachte maxima aan productie op land, import en export die meegenomen dienen te worden in de besluitvorming omtrent de rol van de Noordzee. Bij het optreden van overschotten aan elektriciteit kan ook gekozen worden om een deel hiervan in te zetten voor het produceren van synthetische brandstoffen voor luchtvaart en scheepvaart zoals kerosine en bunkerolie. In deze analyse is hiermee geen rekening gehouden.

Beperkingen van de analyse

In de praktijk zal de invulling van de vraag naar elektriciteit en waterstof niet de extremen volgen uit de analyse maar ook afhankelijk zijn de ontwikkeling van vraag en aanbod en daarmee de marktprijzen op uurbasis. Ook in het geval dat er in de analyse op jaarbasis overschotten optreden kunnen er op uurbasis tekorten ontstaan en omgekeerd. De onderstaande analyse kijkt niet naar de benodigde systeemdynamiek om met onbalans op uurbasis om te gaan. Verder zal het in de praktijk noodzakelijk zijn om additionele conversiestappen met bijbehorende verliezen binnen het systeem toe te voegen (bijvoorbeeld gerelateerd aan tijdelijke opslag) en treden transportverliezen op. Conversie- en transportverliezen zijn in deze analyse niet beschouwd. Tot slot is het effect van bijvoorbeeld eindvraag in warmte, biomassa, etc. niet in de Sankey-diagrammen meegenomen.

Om op onderbouwde wijze recht te doen aan de complexiteit en de dynamiek van het toekomstige energiesysteem zal een uitgebreidere analyse moeten worden uitgevoerd die rekening houdt met (inter)nationale vraagontwikkeling en de behoefte naar en beschikbaarheid van alternatieve vormen van flexibele elektriciteitsvraag. Dit type onderzoek wordt momenteel uitgevoerd binnen de NSWPH.

Daarnaast is deze analyse op basis van een 'koperen plaat', waarbij aangenomen wordt dat elektriciteit van elke locatie van opwek kan stromen naar elke locatie van afname zonder beperkingen in capaciteit. Het mogelijke optreden van beperkingen op basis van verwachte ontwikkelingen zal beschouwd worden in paragraaf 5.3.

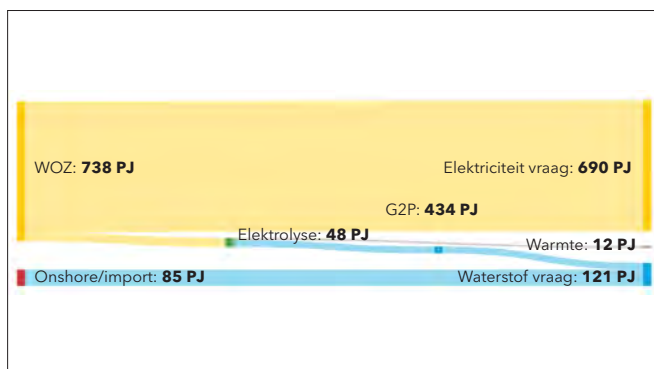
5.2.1 IMPORTAFHANKELIJK SCENARIO

MINIMALE VRAAG

	ELEKTRICITEIT	WATERSTOF
Potentieel aanbod Noordzee (PJ)	738	554
Minimale vraag (PJ)	690	121

Tabel 5-1 *Potentieel aanbod op basis van 38 GW windenergie op zee in combinatie met minimaal eindgebruik aan elektriciteit en waterstof*

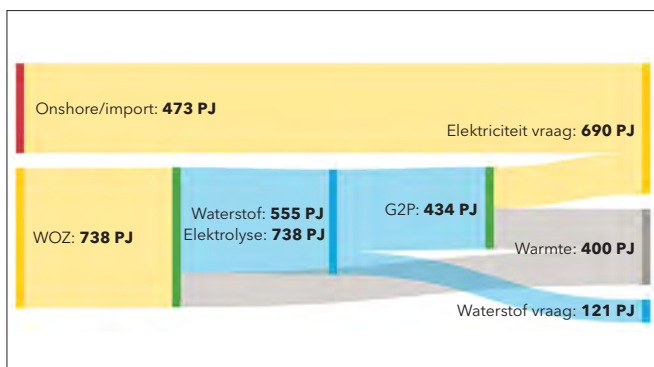
Wat als de vraag naar elektriciteit eerst volledig ingevuld wordt?



Figuur 5-3 *Combinatie Importafhankelijk scenario - minimale vraag. Wat als de vraag naar elektriciteit eerst wordt ingevuld?*

De minimale vraag van eindgebruikers naar elektriciteit is 690 PJ. Bij deze vraag kan met een aanbod van 738 PJ de volledige vraag naar elektriciteit ingevuld worden vanaf de Noordzee, met een overschot van 48 PJ aan elektriciteit. Dit overschot kan worden geëxporteerd of worden omgezet naar waterstof. Bij omzetting naar waterstof kan voldaan worden aan 36 PJ van de totale waterstofvraag (eindgebruik), waarbij een restant van 85 PJ aan waterstofvraag overblijft. Dit restant kan worden ingevuld met productie op land of vanuit import.

Wat als de vraag naar waterstof eerst volledig ingevuld wordt?



Figuur 5-4 *Combinatie Importafhankelijk scenario - minimale vraag. Wat als de vraag naar waterstof eerst wordt ingevuld?*

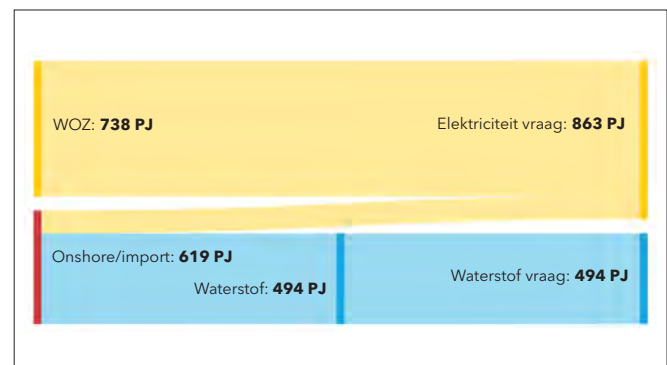
De minimale vraag van eindgebruikers naar waterstof is 121 PJ. Om dit in te vullen is 161 PJ aan elektriciteit nodig, waardoor een restant van 577 PJ aan elektriciteit overblijft. Indien dit elektrisch aan land gebracht wordt kan hiermee voldaan worden aan een groot deel van de elektriciteitsvraag, met een resterende vraag van 113 PJ. Dit is equivalent aan 3,6 GW basislastproductie, of de productie van 12,6 GW aan onshore wind (bij 2500 vollasturen) of 31,5 GW aan productie aan zon op land (bij 1000 vollasturen). Indien alle beschikbare stroom omgezet is in waterstof betekent dit een mogelijk overschot van 433 PJ aan waterstof (waarbij geen rekening gehouden is met verliezen t.g.v. opslag van waterstof). Dit zou kunnen worden geëxporteerd of via G2P worden omgezet in elektriciteit. Bij toepassing van G2P levert dit 217 PJ aan (flexibele) elektriciteitsproductie, waardoor een tekort van 473 PJ overblijft om in te vullen vanaf land of via import.

MAXIMALE VRAAG

	ELEKTRICITEIT	WATERSTOF
Potentieel aanbod Noordzee (PJ)	738	554
Vraag (PJ)	863	494

Tabel 5-2 *Potentieel aanbod op basis van 38 GW windenergie op zee in combinatie met maximaal eindgebruik aan elektriciteit en waterstof*

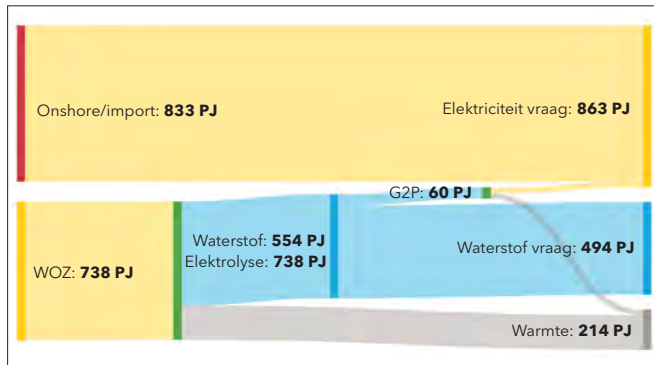
Wat als de vraag naar elektriciteit eerst volledig ingevuld wordt?



Figuur 5-5 *Combinatie Importafhankelijk scenario - maximale vraag. Wat als de vraag naar elektriciteit eerst wordt ingevuld?*

De maximale vraag van eindgebruikers naar elektriciteit is 863 PJ. De productie van 738 PJ is niet voldoende om te voldoen aan de vraag naar elektriciteit, met een tekort van 125 PJ om in te vullen vanaf land of via import. Dit is equivalent aan 4,0 GW basislast-elektriciteitsproductie, 14,0 GW aan wind op land of 35,0 GW aan zon op land. Daarnaast dient ook de vraag van 494 PJ aan waterstof te worden ingevuld met productie op land (blauwe waterstof) of import. Dit is equivalent aan een continue productie of import van 15,7 GW aan waterstof.

Wat als de vraag naar waterstof eerst volledig ingevuld wordt?



Figuur 5-6 Combinatie van Importafhankelijk scenario - maximale vraag. Wat als de vraag naar waterstof eerst wordt ingevuld?

Met een vraag van 494 PJ aan waterstof (eindgebruik) en een potentiële productie van 554 PJ kan aan de volledige vraag naar waterstof worden voldaan vanaf de Noordzee. Hiervoor is 659 PJ van de totale productie uit wind op zee nodig, waardoor er een restant van 79 PJ aan elektriciteit is. Bij invulling van de elektriciteitsvraag blijft hierbij 784 PJ aan elektriciteitsvraag over voor productie op land of uit import. Dit is equivalent aan 24,8 GW baseload, 86,9 GW aan wind op land of 217,2 GW aan zon op land. Dit is hoger dan de momenteel opgestelde productiecapaciteit, inclusief volledige benutting van de interconnectiecapaciteit.

Conclusie scenario Importafhankelijk

De mate waarin Nederland afhankelijk wordt van import is sterk gekoppeld aan de ontwikkeling van vraag. Bij een vraagontwikkeling in lijn met de minima kan een groot deel van de totale energievraag ingevuld worden met dit productiescenario voor de Noordzee, en is de resterende vraag in te vullen met productie vanaf land in de vorm van elektriciteit of een beperkte hoeveelheid blauwe waterstof, waarbij hernieuwbare productie van elektriciteit voor de hand ligt. In deze situatie is het ook aannemelijk dat er vanaf de Noordzee voldoende surplus zal zijn voor de productie van groene waterstof.

Indien de vraag toeneemt, zal ook de mate van importafhankelijkheid toenemen. Hierbij valt op dat bij invulling van de waterstofbehoefte vanaf de Noordzee een zware last geplaatst wordt op het elektriciteitssysteem op land, met de noodzaak voor een significante toename van onshore elektriciteitsproductie en/of interconnectiecapaciteit. Bij een hoge vraag en beperkte eigen productie ligt het dan ook meer voor de hand dat de focus ligt op invulling van de elektriciteitsvraag vanaf de Noordzee, en op de import van waterstof. De reden hiervoor is dat het transporteren van grote hoeveelheden moleculen over grote afstanden goedkoper is dan het transporteren van elektronen, en door de mogelijkheid tot opslag is er minder noodzaak voor real-time matching van vraag en aanbod.

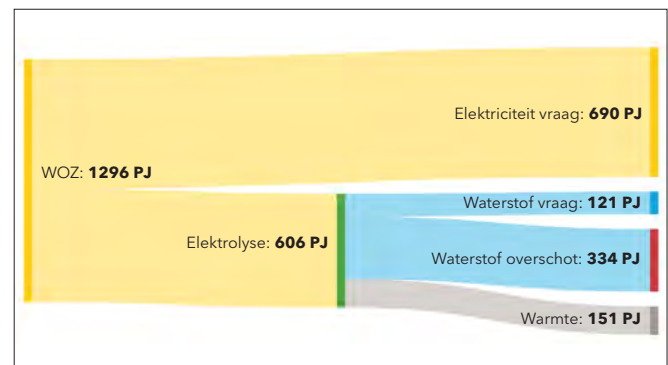
Vanwege de afhankelijkheid van het buitenland is het hiervoor wel noodzakelijk dat er een internationale markt voor waterstof op gang komt die voldoende liquide is om te allen tijde voldoende waterstof te kunnen importeren voor een competitieve prijs. Alternatief kan een deel van de waterstofvraag worden ingevuld met blauwe waterstof uit de import van aardgas, maar de in de scenario's voorziene aardgasimport (363 PJ) is mogelijk niet voldoende om te voldoen aan de volledige vraag naar waterstof.

5.2.2 ZELFVOORZIENEND SCENARIO

MINIMALE VRAAG

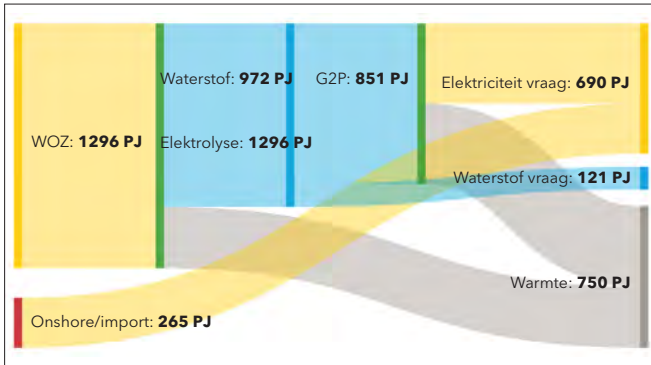
	ELEKTRICITEIT	WATERSTOF
Potentieel aanbod Noordzee (PJ)	1296	972
Vraag (PJ)	690	121

Tabel 5-3 Potentieel aanbod op basis van 72 GW windenergie op zee in combinatie met minimaal eindgebruik aan elektriciteit en waterstof



Figuur 5-7 Combinatie van Zelfvoorzienend scenario - minimale vraag. Wat als de vraag naar elektriciteit eerst wordt ingevuld?

In de combinatie van productie uit het Zelfvoorzienend scenario en een minimale vraag is er geen verschil tussen 'wat als' redeneringen gericht op elektriciteit en waterstof, aangezien de productie vanaf de Noordzee voldoende is om te voldoen aan de volledige eindvraag naar energie. De totale elektriciteitsproductie in het scenario Zelfvoorzienend is 1296 PJ, wat voldoende is om invulling te geven aan een eindvraag van 690 PJ. Na invulling van de behoefte aan elektriciteit zal 606 PJ aan elektriciteit over zijn. Voor invulling van de 121 PJ eindvraag naar waterstof is 161 PJ aan elektriciteit nodig, waardoor na invulling van de volledige energiebehoefte een overschot over blijft van 445 PJ aan elektriciteit of 334 PJ aan waterstof. Dit is equivalent aan 14,1 GW aan continue export van elektriciteit of 10,6 GW aan continue export van waterstof - zonder productie van elektriciteit op land of rekening houdend met fluctuaties in vraag en aanbod.



Figuur 5-8 Combinatie van Zelfvoorzienend scenario - minimale vraag. Wat als eerst volledige conversie naar waterstof plaatsvindt?

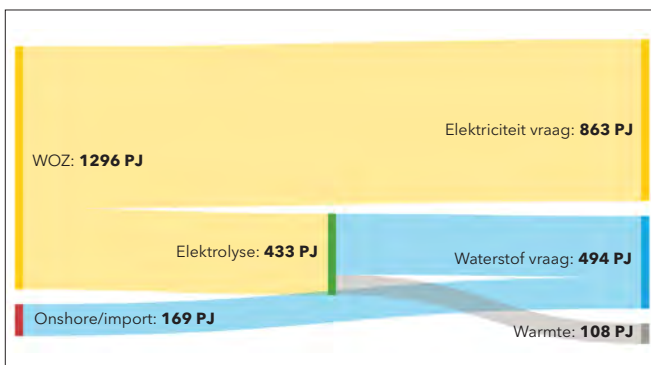
Slechts wanneer alle geproduceerde elektriciteit omgezet wordt naar waterstof en gebruik gemaakt wordt van enkel G2P voor het invullen van de elektriciteitsvraag zal productie vanaf de Noordzee aangevuld moeten worden met productie of land of import. De reden hiervoor zijn de hoge conversieverliezen bij zowel P2G als G2P.

MAXIMALE VRAAG

	ELEKTRICITEIT	WATERSTOF
Potentieel aanbod Noordzee (PJ)	1296	972
Vraag (PJ)	863	494

Tabel 5-4 Potentieel aanbod op basis van 72 GW windenergie op zee in combinatie met minimaal eindgebruik aan elektriciteit en waterstof

Wat als de vraag naar elektriciteit eerst volledig ingevuld wordt?

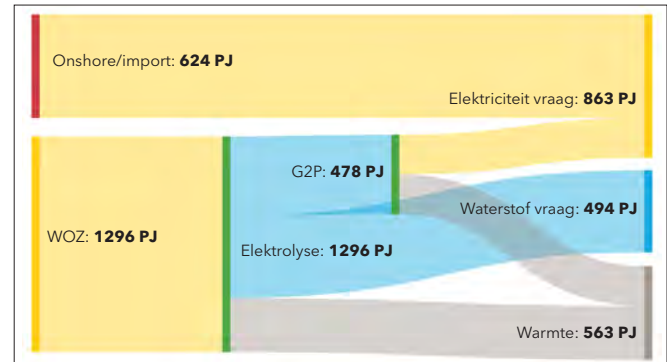


Figuur 5-9 Combinatie van Zelfvoorzienend scenario - maximale vraag. Wat als de vraag naar elektriciteit eerst wordt ingevuld?

De totale productie in het scenario Zelfvoorzienend is 1296 PJ, wat voldoende is om de eindvraag naar elektriciteit van 863 PJ volledig in te vullen. Na het voldoen aan de elektriciteitsvraag blijft hierbij 433 PJ aan elektriciteit over voor export of conversie naar waterstof. Bij conversie naar waterstof zal dit resulteren in een potentiële productie van 325 PJ, wat niet voldoende is om te voldoen aan de totale

eindvraag naar waterstof. Het restant aan waterstofvraag dat ingevuld zal moeten worden vanaf land of via import is 169 PJ. Dit is equivalent aan 5,4 GW aan continue productie dan wel import van waterstof.

Wat als de vraag naar waterstof eerst volledig ingevuld wordt?



Figuur 5-10 Combinatie van Zelfvoorzienend scenario - maximale vraag. Wat als de vraag naar waterstof eerst wordt ingevuld?

Om te voldoen aan de volledige eindvraag naar waterstof van 494 PJ is 659 PJ aan elektriciteit nodig. Dit betekent dat, na het voldoen aan de waterstofvraag, nog 637 PJ aan elektriciteit over is. Indien dit elektrisch aan land gebracht wordt, kan hiermee voldaan worden aan het merendeel van de totale eindbehoefte aan elektriciteit. Het tekort dat zal moeten worden voldaan door productie op land of import is 226 PJ, wat equivalent is aan 7,2 GW baseload elektriciteitsproductie of import, 25,1 GW aan wind op land of 62,8 GW zon op land. Wanneer alle geproduceerde elektriciteit uit offshore wind omgezet wordt in waterstof ontstaat er een overschot van 478 PJ aan waterstof. Dit kan worden geëxporteerd of omgezet worden in elektriciteit met G2P. Indien gekozen wordt voor het laatste zal 239 PJ (flexibel) elektriciteitsproductie mogelijk gemaakt worden, wat resulteert in een tekort aan elektriciteit van 624 PJ.

Conclusie scenario Zelfvoorzienend

Met de productietotalen uit het scenario Zelfvoorzienend kan vanaf de Noordzee voldaan worden aan een groot deel van de vraag naar elektriciteit en waterstof, en bij lage vraag zelfs aan de gehele vraag. Wanneer rekening gehouden wordt met productie op land en fluctuaties in vraag en aanbod, zullen bij dit productiescenario naar verwachting overschotten gaan ontstaan. Bij hoge vraag zullen dit met name overschotten op uurbasis zijn; bij lage vraag zullen naast tijdelijke overschotten uit fluctuaties ook op volumebasis overschotten ontstaan. Fluctuaties op uurbasis zouden mogelijk opgelost kunnen worden binnen het elektriciteitssysteem door middel van het ontsluiten van vraagsturing. Als de vraag in Nederland laag blijft, zal export echter een belangrijke rol kunnen gaan spelen. Zoals eerder beschreven kan de productie van synthetische brandstoffen aanvullend vraag naar hernieuwbare energie creëren. Export is een mogelijke economische kans, maar

om deze te ontsluiten moet echter voldaan te worden aan een aantal randvoorwaarden. Zo moet

- er in het buitenland genoeg vraag te zijn naar duurzame energie,
- de internationale marktprijs voldoende hoog te zijn,
- productie uit Nederland economisch concurrerend zijn met productie uit het buitenland,
- er voldoende exportcapaciteit beschikbaar te zijn.

Hoewel het waarschijnlijk is dat de vraag naar hernieuwbare energie in het buitenland voldoende groot is op basis van de doelstellingen van Parijs waar alle landen in Europa zich aan gecommitteerd hebben, is er momenteel nog niet genoeg informatie beschikbaar over de verwachte ontwikkeling van internationale marktprijzen en of productie vanuit Nederland op basis hiervan een business case kan bouwen.

Indien er onvoldoende afzetmogelijkheid is of prijzen te laag zijn is er een reële kans dat er te weinig interesse is vanuit de markt voor het investeren en bouwen van wind op zee. Hierdoor zal de beschreven capaciteit en het productievolume in Zelfvoorzienend mogelijk niet gerealiseerd worden. Hier wordt in hoofdstuk 5 verder op ingegaan.

Daarnaast zal bij een lagere vraag en hogere productie ook additionele transportcapaciteit ontsloten moeten worden. Afhankelijk van de internationale ontwikkelingen en of de behoefte bestaat aan elektriciteit of waterstof zou dit zowel kunnen door verzwaring van bestaande elektrische interconnecties, het ombouwen van gasinterconnecties voor waterstof of het aanleggen van nieuwe interconnecties voor elektriciteit of waterstof.

5.3 Analyse op systeemintegratie

Op basis van de modaliteitenanalyse kan geconcludeerd worden dat de Noordzee een significante bijdrage kan leveren aan het energiesysteem in 2050. De modaliteitenanalyse beschouwt echter enkel de jaarlijkse balans tussen vraag en aanbod, en gaat niet in op de vraag welke bijdrage vanaf de Noordzee economisch mogelijk is, en welke verhouding hierin optimaal is. Als gevolg van de energietransitie richting 2050 zal de productie op de Noordzee groeien tot een veelvoud van de huidige productie. Zonder een evolutie van het huidige energiesysteem is het waarschijnlijk dat dit zal leiden tot beperkingen in het energiesysteem. Om dit te voorkomen en de volledige productie van duurzame energie op de Noordzee in het energiesysteem te integreren zijn verschillende oplossingsrichtingen mogelijk. Deze mogelijke oplossingen zijn zowel onshore als offshore te vinden. Hieronder vallen zowel oplossingen die het gebruik van elektriciteit verder proberen uit te nutten, als oplossingen die zich richten op conversie naar waterstof. Op basis van literatuur zijn in paragraaf 4.4 mogelijke opties voor integratie van op de Noordzee geproduceerde energie toegelicht. Deze opties zijn samengevat en geïntegreerd in een overzicht van de verschillende ketens in Figuur 5 11. Om keuzes te maken voor de beste oplossing of beste combinatie van oplossingen is een afwegingkader nodig. In deze studie is gekozen om te kijken naar twee facetten:

FYSIEKE INTEGRATIE

MARKTINTEGRATIE



Fysieke integratie gaat hierbij in op mogelijke beperkingen van capaciteit en ruimte, wat voor mogelijkheden er zijn om hier mee om te gaan en in hoeverre deze naar verwachting voldoende zijn om de volledige uitdaging op capaciteit en ruimte het hoofd te bieden. Binnen de mogelijkheden die het fysieke systeem biedt kan vervolgens de economisch optimale combinatie van oplossingen gezocht worden. In paragraaf 5.3.2 Marktintegratie zal dan ook ingegaan worden op de mogelijke kosten, baten en neveneffecten van de verschillende oplossingsrichtingen. Hierbij ligt de nadruk op de offshore oplossingen die in een latere studie afgewogen moeten worden tegen alternatieven op land.

Door de onzekerheid die er momenteel voor 2050 bestaat op het gebied van vraag en productie op land is er niet genoeg informatie beschikbaar om met zekerheid conclusies te trekken over beperkingen en optimale oplossingen. Wel is er al veel onderzoek gedaan, wat richting kan geven aan beleid en helpt bij het identificeren van noodzakelijke vervolgstappen. Deze paragraaf geeft een overzicht van wat al bekend is, wat dit betekent en wat nog gedaan moet worden om definitieve antwoorden te krijgen. Hierbij zijn twee uitgangspunten gehanteerd:

- Het is noodzakelijk om een integraal beeld te vormen van de volledige keten van productie tot consumptie, inclusief mogelijkheden voor uitwisseling tussen ketens (e.g. conversie van elektriciteit naar waterstof).
- Om lock-ins te voorkomen is het van belang te beschouwen wat optimaal is voor het gehele systeem in 2050, in plaats van te optimaliseren voor individuele casussen of voor de korte termijn.

De neiging bestaat om onderzoeken en besluitvorming te richten op individuele beperkingen, business cases of optimalisaties in een beperkt deel van het energiesysteem. Hierbij is er een risico op reactief beleid gericht op het bestrijden van symptomen van de energietransitie, zonder de volledige onderliggende uitdaging in beschouwing te nemen. Hoewel dit op korte termijn kosten kan besparen, kan dit leiden tot lock-ins die op de lange termijn inefficiënt zijn. Het maken van goed onderbouwde keuzes op basis van het gehele systeem en de lange termijn is hiermee dan ook essentieel.

5.3.1 FYSIEKE INTEGRATIE

5.3.1.1 Productie

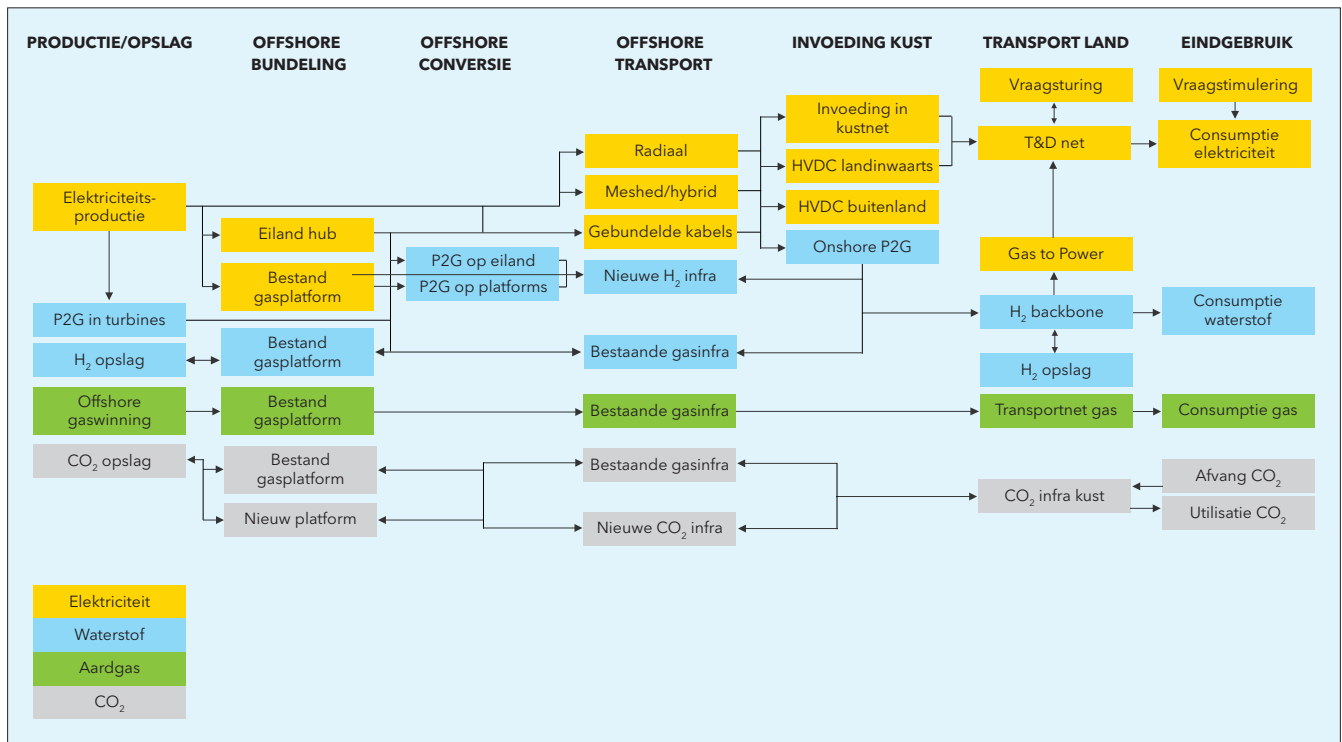
De productie van wind op zee in de scenario's Importafhankelijk en Zelfvoorzienend hebben een significante impact op de beschikbare ruimte op de Noordzee. De hoeveelheid ruimte die beschikbaar is voor de productie van wind op zee is onderdeel van de besluitvorming in het Programma Noordzee. Deze paragraaf is bedoeld om inzicht te geven in het mogelijke ruimtebeslag van de productie in de twee scenario's van de NEO, wat kan dienen als input voor verdere discussie.



Ruimte op de Noordzee voor wind op zee kan volgens twee mogelijke filosofieën worden ingevuld. Als gekozen wordt voor economische optimalisatie staan de windturbines verder uit elkaar om de windparkverliezen te beperken. Afhankelijk van het type turbine ligt dit optimum bij een beplantingsdichtheid van ongeveer 6 MW/km² (ECN, 2018). Als gekozen wordt voor maximale benutting van de ruimte worden hogere verliezen en hogere kosten geaccepteerd in ruil voor additionele productie op hetzelfde oppervlak. In de I13050 wordt voor deze filosofie een maximum van 10 MW/km² gehanteerd. Bij de 38 GW aan productiecapaciteit in het scenario Importafhankelijk zal dit leiden tot een bruto ruimtegebruik tussen de 3.800-6.300 km², wat equivalent is aan 7-11% van het NCP. Bij de 72 GW in het scenario Zelfvoorzienend is dit tussen de 7.200-12.000 km², wat equivalent is aan 12-21% van het NCP.

Bij de toewijzing van ruimte is het nodig om ook rekening te houden met andere gebruiksfuncties op de Noordzee, waarbij meervoudig ruimtegebruik een uitgangspunt is. Zo zijn bepaalde functies van de Noordzee (deels) te combineren met de productie van wind op zee, zoals bijvoorbeeld bepaalde vormen van visserij en natuurversterking. Ook bestaat de mogelijkheid om productie van wind op zee te combineren met andere vormen van energieproductie, zoals drijvende zon-PV en aquatische biomassa.

5.3.1.2 Conversie en transport



Figuur 5-11 Gekoppelde ketens voor productie, transport, conversie en gebruik verschillende modaliteiten

De hernieuwbare energie die wordt opgewekt op de Noordzee moet aan land worden gebracht waar het kan worden ingepast in de energetische infrastructuur alvorens afgeleverd te worden bij de eindgebruiker. Ter onderbouwing van de keuzes in het Klimaatakkoord en de Routekaart Wind op Zee 2030 is door TenneT onderzoek gedaan naar de beschikbare transportcapaciteit op het elektriciteitsnet en wat op basis hiervan tot 2030 de maximale inpassing van wind op zee zou kunnen zijn. Hierin is geconcludeerd dat, naast de in 2015 vastgestelde aansluiting van 3,5 GW wind op zee tussen 2024-2030, nog capaciteit beschikbaar was: een additionele 7 GW in kustgebieden en 3 GW landinwaarts. In de Routekaart Wind op Zee 2030 is uiteindelijk afgesproken hiervan 6,1 GW te benutten. Dit betekent dat, op basis van het huidige netwerk en de huidige elektriciteitsvraag, nog ongeveer 3,9 GW aan capaciteit beschikbaar is op het transportnet voor de invoeding van wind op zee. Bij gelijkblijvende elektriciteitsvraag zal een toename van de hoeveelheid productie uit wind op zee na 2030 op korte termijn leiden tot beperkingen in capaciteit. In het Klimaatakkoord is afgesproken dat kan worden besloten tot opschaling van hernieuwbare elektriciteit als gevolg van een hogere elektriciteitsvraag. Hierover wordt in 2021 besloten als er meer zicht is op de mate van elektrificatie in andere sectoren. Aangezien een toename van de vraag in de industrieclusters in de kustregio's een randvoorwaarde is voor de uitbreiding van het aanbod ten opzichte van de routekaart is het onwaarschijnlijk dat voor 2030 reeds knelpunten zullen optreden.

Naast mogelijke beperkingen in aansluit- en transportcapaciteit, is het ook waarschijnlijk dat bij een doorlopende toename van productie uit wind op zee ook ruimtelijke beperkingen kunnen ontstaan in de huidige infrastructuur. Deze beperkingen kunnen ontstaan op het gebied van kabelcorridors, duindoorstekingen en bij de aansluiting in onderstations. Het uitgangspunt van de analyse in deze paragraaf is dan ook dat zonder aanpassingen aan het systeem de toenemende groei van offshore wind zal leiden tot beperkingen op het gebied van capaciteit en ruimte.

Aanpassingen aan het systeem die mogelijke oplossingen vormen voor beperkingen op het gebied van capaciteit zijn te vinden op verschillende plekken in het energiesysteem, zowel door de toepassing van systeemintegratie als door aanpassingen aan het netwerk bijvoorbeeld door netverzwaring. De verschillende opties voor het aanpassen of koppelen van ketens zijn te vinden in figuur 5-11. Welke oplossing het meest geschikt is, zal afhankelijk zijn van de grootte van het capaciteitsprobleem en de locatie. Zo zullen bij lokale beperkingen in capaciteit oplossingen dicht bij de afnemer een optie zijn, zoals lokale netverzwaring. Verder geldt dat beperkingen in aanpassing sterk afhankelijk zijn van de plaats waar de belasting zich ontwikkelt, waardoor met bewuste ontwikkeling van additionele belasting bij invoedingspunten lokale beperkingen voorkomen kunnen worden. Daarnaast kan bij lokale beperkingen aan de kust ook gekozen worden voor invoeding verder landinwaarts. Indien beperkingen op

ationale schaal gaan ontstaan zal het echter inefficiënt worden om deze op lokaal niveau op te lossen. Bij dergelijke beperkingen zullen oplossingen die dicht bij de bron liggen relatief gezien efficiënter zijn, omdat deze op landelijke schaal een grotere impact kunnen hebben. Hierbij valt te denken aan de toepassing van meshed grids en offshore hubs, waarbij de mogelijkheid bestaat om de piek in windproductie, en de bijbehorende druk op het netwerk, te beperken door uitwisseling met het buitenland.

Een mogelijke aanvulling of alternatief voor oplossingen binnen de elektriciteitsketen is de toepassing van conversie naar waterstof. Dit kan zowel onshore als offshore worden toegepast. Onshore elektrolyse kan efficiënt toegepast worden voor het oplossen van regionale beperkingen in capaciteit vanwege de nabijheid aan onderstations, waarbij het ook nog synergievoordelen kan hebben in de vorm van warmtelevering. Op ruimtelijk vlak zit er echter een beperking aan de hoeveelheid onshore elektrolyse die kan worden toegepast indien de limiet aan kabelcorridors en duindoorstekingen bereikt is. Bij offshore elektrolyse kan zowel gebruik gemaakt worden van een enkele aansluiting (enkel waterstof) als van een hybride aansluiting (waterstof en elektriciteit). De enkele aansluiting zal qua investering goedkoper zijn door het besparen op de elektrische aansluiting. Echter zal via deze route alle geproduceerde elektriciteit op de betreffende hub omgezet worden naar waterstof, onafhankelijk van de vraag naar elektriciteit en de bijbehorende prijs. Door gebruik te maken van een hybride aansluiting zullen additionele investeringen nodig zijn in ruil voor de flexibiliteit om elektriciteit of waterstof te leveren. Hiermee kan beter ingespeeld worden op fluctuaties in vraag en prijzen, en een bijdrage geleverd worden aan systeemstabiliteit. Om kosten te beperken kan hierbij eventueel gekozen worden voor een kleinere capaciteit voor de elektrische aansluiting (e.g. 10% van de piekcapaciteit van de aangesloten windproductie). Dit behoudt een zekere mate van flexibiliteit in de levering van elektriciteit, maar leidt tot lagere kosten en een betere benutting van de elektrische aansluiting. Naast additionele kosten zal bij hybride aansluitingen rekening gehouden moeten worden met eventuele beperkingen op het gebied van ruimte.

Voor ruimtelijke beperkingen geldt hetzelfde als bij capaciteitsbeperkingen. Indien de beperkingen klein en lokaal van aard zijn, kan het probleem mogelijk worden opgelost dicht bij de afnemer. Dit kan bijvoorbeeld door de toepassing van gasgeïsoleerd schakelmateriaal (GIS) in onderstations in plaats van luchtgeïsoleerd schakelmateriaal (AIS). De kosten van GIS zijn hoger dan van AIS, waardoor AIS de huidige standaard is. Doordat GIS installaties relatief gezien echter kleiner zijn, kan hiermee meer capaciteit worden geïntegreerd in dezelfde onderstations. Ook bestaat de mogelijkheid tot het plaatsen van additionele onderstations. Naar verwachting is hiervoor voldoende ruimte beschikbaar, maar zal de keuze voor gebruik van ruimte voor onderstations moeten worden afgewogen tegen andere mogelijke gebruiksvormen, zoals bijvoorbeeld

voor elektrolyzers. Op het gebied van kabelcorridors en duindoorstekingen dient, in afstemming met andere gebruiksvormen van de Noordzee als scheepvaart, voldoende ruimte gereserveerd te worden. Ook zullen een aantal mogelijke ruimtelijke beperkingen voor kabels mogelijk op natuurlijke wijze opgelost kunnen worden door technologische vooruitgang, zoals via de toepassing van hogere spanningsniveaus en hogere capaciteiten per kabel.

De optimale oplossing of combinatie van oplossingen zal afhankelijk zijn van de ontwikkelingen op land richting 2050 op het gebied van vraag, aanbod, marktprijzen en de beschikbaarheid van flexibiliteit. Het is hierbij van belang om in kaart te brengen wat de mogelijkheden zijn binnen het systeem, om vervolgens deze mogelijkheden te onderwerpen aan economische optimalisatie. Hiervoor zal additioneel onderzoek gedaan moeten naar mogelijkheden voor het oplossen van capaciteits- en ruimtebeperkingen, wat hierbij eventuele beperkingen zijn en hoe deze zich tot elkaar verhouden op basis van kosten.

Voor het ruimtelijke aspect zal een belangrijke stap hierin gezet worden in het Programma Energiehoofdinfrastructuur (Min. EZK, 2020g). Binnen dit programma wordt een inventarisatie gemaakt van de benodigde ruimte voor nationale hoofdinfrastructuur op basis van een integrale afweging van (inter)nationale belangen. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van de reeds bestaande ruimtelijke uitwerking van de scenario's uit de I13050 (POSAD/Generation Energy, 2020) en wordt infrastructuur beschouwd voor zowel elektriciteit, (brand)stoffen als warmte met aandacht voor de integratie van deze systemen. Voor dit programma is echter de Noordzee buiten scope, waardoor het aan te raden is om een integrale analyse uit te voeren voor infrastructuur op land en zee. Hierbij zal ook rekening gehouden moeten worden met de aanwijzing van windgebieden binnen het Programma Noordzee.

Tot het punt dat een dergelijk landelijk programma beschikbaar is kunnen ook diverse voorbereidende stappen ondernomen worden om een breed scala aan toekomstige technische opties mogelijk te houden, en om te voorkomen dat er op korte termijn lock-ins ontstaan. Zo inventariseert het Programma Energiehoofdinfrastructuur de ruimtelijke inpassing van wind op zee op het gebied van aanlandingslocaties, en kan dit uitgebreid worden met een inventarisatie van beschikbare ruimte offshore in de vorm van kabelcorridors en duindoorstekingen. Hierbij kan gekeken worden wat de maximaal beschikbare ruimte is. Deze ruimte kan vervolgens gereserveerd worden om niet op voorhand een limiet te plaatsen op de mogelijke hoeveelheid elektrische aansluitingen. Daarnaast kan overwogen worden om bij het toewijzen van nieuwe windgebieden voldoende schaalgrootte te behouden. Zo kan bij het gebruiken van meerdere kavels flexibiliteit behouden blijven in de technologiekeuze voor de aansluiting. Zelfstandige business cases

voor conversie en transport hebben namelijk voldoende schaalgrootte nodig. Het gebruik van te kleine kavels creëert een afhankelijkheid van de technologiekeuze die gemaakt wordt in de eerste kavel. Hiermee kan via toekomstige kavels ook beter worden ingespeeld op ontwikkelingen in vraag naar elektriciteit dan wel waterstof.

5.3.1.3 Opslag en hergebruik infrastructuur

Voor de opslagcapaciteit in offshore gasvelden zijn meerdere gebruiksfuncties mogelijk. Bij het ontsluiten van opslagcapaciteit kan daarnaast mogelijk gebruik gemaakt worden van bestaande infrastructuur die tussen nu en 2050 uit gebruik genomen wordt. Het is noodzakelijk om te beschouwen in hoeverre gebruik gemaakt kan worden van de beschikbare opslagcapaciteit en infrastructuur, en of hierbij concurrentie kan ontstaan tussen CO₂ en waterstof.

Voor de opslag van waterstof worden twee vormen onderzocht: opslag in zoutcavernes en in lege gasvelden. TNO heeft ingeschat dat er offshore 60 miljard m³ (179 TWh) aan capaciteit beschikbaar is in offshore gasvelden en onshore 14 miljard m³ (43 TWh) in zoutcavernes en 93 miljard m³ (277 TWh) in gasvelden (ECN & TNO, 2019). Offshore zoutcavernes zijn in kaart gebracht, maar deze zijn nu nog niet geschikt voor waterstofopslag en de potentiële opslagcapaciteit hiervan is nog niet bekend. Van de twee opties voor opslag zijn zoutcavernes technologisch verder gevorderd en moet de geschiktheid van gasvelden nog nader worden onderzocht. Als gasvelden geschikt blijken, is het op basis van de voorlopige verwachtingen in de I13050 aannemelijk dat er onshore voldoende opslagcapaciteit beschikbaar is. Dit zal echter afhankelijk zijn van de ontwikkeling van vraag en aanbod en de verwachte toepassing van waterstof. Zo kan ervoor gekozen worden om ook voor waterstof een strategische opslagvoorraad aan te houden zoals dit nu met aardgas het geval is. In dat geval zal de opslagbehoefte significant toenemen. Indien het technisch mogelijk blijkt om waterstof op te slaan in gasvelden en de behoefte naar waterstofopslag hoog uitvalt, zullen gasvelden onder de Noordzee mogelijk als opslag gebruikt moeten worden. Het is echter te verwachten dat eerst de opslagcapaciteit onshore benut zal worden, waardoor eventuele concurrentie met CO₂-opslag pas later in de periode 2030-2050 plaats zal vinden. Daarnaast zal waterstofopslag normaal gesproken plaatsvinden in kleinere velden en CO₂-opslag in grotere velden, waardoor de concurrentie op gasvelden beperkt is.

Het hergebruiken van bestaande infrastructuur kan een efficiënte manier zijn om offshore opslag van CO₂ en waterstof te ontsluiten. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen drie verschillende vormen van infrastructuur: putten, platforms en pijpleidingen. Waar hergebruik in technische zin vaak mogelijk is, zitten er wel technische of economische beperkingen aan het hergebruiken van pijpleidingen. Naast economische voordelen zijn er ook ruimtelijke voordelen aan het hergebruiken hiervan. De haalbaarheid hiervan zal op het niveau van individuele pijpleidingen verder onderzocht moeten worden.

Door het ruime aanbod aan infrastructuur en de verwachte beperkte toepassing van offshore waterstofopslag, is de concurrentie op putten en platforms tussen CO₂ en waterstof naar verwachting beperkt. Indien offshore waterstofopslag wordt toegepast kan op het gebied van (transport) pijpleidingen wel mogelijke concurrentie ontstaan tussen waterstof en CO₂. Wanneer meer bekend is over de behoefte aan waterstofopslag en de geschiktheid van gasvelden kunnen betere conclusies worden getrokken over de noodzaak tot offshore waterstofopslag, waarna geïnventariseerd kan worden of mogelijke concurrentie op pijpleidingen kan ontstaan. Als dit het geval blijkt, kan een afwegingskader worden opgesteld tussen beide modaliteiten. Aangezien naar verwachting slechts een beperkt deel van de opslagcapaciteit voor CO₂ gebruikt zal worden, is concurrentie tussen beide modaliteiten echter niet waarschijnlijk.

Platforms kunnen niet alleen hergebruikt worden voor opslag van CO₂ of waterstof, maar eventueel ook voor offshore elektrolyse (zoals wordt bekeken in het PosHydon project (PosHydon, 2020)). Dit is afhankelijk van het type platform en de hoeveelheid beschikbare ruimte. Momenteel is er nog geen informatie beschikbaar over het aantal platforms dat mogelijk hergebruikt kan worden voor elektrolyse. Indien offshore elektrolyse op platforms wordt toegepast, zouden mogelijke synergievoordelen met offshore waterstofopslag op kunnen treden.

Hergebruik van infrastructuur offshore lijkt hiermee in veel gevallen mogelijk te zijn. Op dit moment is er nog weinig informatie beschikbaar over de geschiktheid van individuele stukken infrastructuur. Het wordt aangeraden (North Sea Energy, 2020b) om aanvullend onderzoek uit te voeren naar de geschiktheid van offshore infrastructuur voor hergebruik. De scope van een dergelijk onderzoek studie omvat daarbij zowel putten, platforms als pijpleidingen.

Ten slotte kan overwogen worden om beleid op te stellen ter voorkoming van de-activatie, afsluiting en opruiming van offshore infrastructuur. Alternatief kunnen hiervoor ook additionele voorwaarden voor worden gesteld, welke bijvoorbeeld kunnen worden verbonden aan de afdracht van aardgasbaten aan de staat gedurende de operationele fase van projecten. Bij het opstellen van beleid of voorwaarden dient rekening gehouden te worden met eventuele compensatie van doorlopende operationele kosten bij het beschikbaar houden van infrastructuur.



5.3.2 MARKTINTEGRATIE

De ontwikkeling van wind op zee is zeer succesvol. Het opgestelde vermogen groeit sterk en als gevolg van technologische en regulatorische vernieuwing zijn sterke kostprijsreducties gerealiseerd die ervoor zorgen dat windparken in de landen om de Noordzee zonder subsidie worden gebouwd. Hierdoor vormt wind op zee een belangrijke steunpilaar van het klimaatbeleid.

Ondanks dit succes zijn er zorgen over de financiële haalbaarheid van wind op zee op de langere termijn. In een recente modelstudie is gekeken naar de financiële haalbaarheid van offshore windparken na 2030 (AFRY, 2020). Hierin wordt geconcludeerd dat de financiële haalbaarheid onder druk komt te staan. Als gevolg van een toenemend aanbod van hernieuwbare energie zullen er steeds meer uren zijn waarop er een overschot is aan elektriciteit. Hierdoor moeten windparken hun vermogen terugregelen (curtailment), of zal de gemiddelde waarde van de elektriciteit dalen. Dit wordt het kannibalisatie-effect genoemd. Als windparken veel energie opwekken zal de prijs lager zijn, terwijl bij een lage opbrengst de prijzen naar verhouding hoog zijn. Dit wordt weerspiegeld in een capture factor die in 2050 kan zijn gedaald tot 65%. Dit betekent dat een windpark nog maar 65% ontvangt van de jaargemiddelde marktprijs. Naast uren dat er te veel elektriciteit is, kan het ook voorkomen dat er uren zijn waarbij hernieuwbare bronnen te weinig elektriciteit opwekken om de vraag te dekken. Omdat langere periodes hiervan vooral in de winter voorkomen, staat dit wel bekend onder de Duitse term *Dunkelflaute*. Dit kan leiden tot hoge systeemkosten (bijvoorbeeld door reservecapaciteit beschikbaar te houden) om te voorkomen dat deze situatie zich voordoet.

Om deze situaties te voorkomen is het van groot belang dat energieaanbod en -vraag op elkaar blijven afgestemd. Deze balans moet op de lange termijn (jaren) en op de korte termijn (uren) worden gehandhaafd.

Op de lange termijn zijn de vooruitzichten voor hernieuwbare energie gunstig. Een recente systeemintegratiestudie (Europese Commissie, 2020a) beschrijft dat elektriciteit in 2050 tot 50% van het totale energiegebruik zal leveren. Uit ramingen blijkt dat het aandeel hernieuwbare energie hierin 84% bedraagt. Daarnaast is de verwachting dat waterstof als energiedrager 14% van het energie-eindgebruik vertegenwoordigt. Voor de productie van groene waterstof is tot 25% van de opgewekte elektriciteit nodig.

Deze getallen zijn niet rechtstreeks te vertalen naar de Nederlandse situatie, maar het is aannemelijk dat ook in Nederland de vraag naar elektriciteit en waterstof sterk moet toenemen om aan de klimaatdoelen te kunnen voldoen.

Systeemintegratie beperkt zich niet tot wind op zee, maar is wel een essentieel onderdeel om de financiële haalbaarheid van offshore windparken op peil te houden. Daarom worden de contouren van systeemintegratie hier behandeld en als randvoorwaarden gepresenteerd:

- Een blijvende groei van hernieuwbare elektriciteit met name door blijvende stimulering van (technologische) ontwikkeling van wind op zee, vergroening van overheidsopdrachten en het wegnemen van belemmeringen om curtailment te voorkomen.
- Verder elektrificatie van de industrie (lage-temperatuurproceswarmte, vervoer en de gebouwde omgeving (warmtepompen).
- Stimulering van hernieuwbare en koolstofarme moleculen (zowel als brandstof of grondstof).

Een van de grote vragen is hoe de elektrificatie kan worden bereikt. Hierbij wordt het stellen van duidelijke doelen, een integraal Europees beleid en een bijbehorend pad (roadmap) door de commissie als belangrijk instrument gezien. Daarnaast zijn regelgeving op emissies en energiegebruik, het beprijzen van externe kosten en subsidiering van onrendabele investeringen belangrijke beleidsinstrumenten die ook door de Nederlandse overheid worden overwogen.

Bij de stimulering van hernieuwbare en koolstofarme brandstoffen wordt vooral gekeken naar hernieuwbare waterstof. Op dit moment vormt hernieuwbare waterstof slechts een klein percentage van het waterstofaanbod. In een recent rapport presenteert de Europese Commissie een waterstofstrategie voor een klimaatneutraal Europa die moet dienen als routekaart richting 2050 (Europese Commissie, 2020b). Daarin wordt prioriteit gegeven aan het produceren van hernieuwbare waterstof met behulp van zon- en windenergie. In de periode 2030 tot 2050 staat het stimuleren van de vraag en het opschalen van de productie centraal. De ideeën die in Nederland worden ontwikkeld voor het tenderen van wind op zee in combinatie met onshore waterstofproductie sluiten hier goed bij aan.

Volgens de EC zijn de huidige energiemarkten niet goed voorbereid op systeemintegratie. Er is behoefte aan een liquide en transparante energiemarkt die een effectieve uitwisseling van de verschillende modaliteiten mogelijk maakt. In de huidige energiemarkten wordt verschillend omgegaan met CO₂-beprijzing, zijn er verschillende belastingregimes en worden de kosten van verduurzaming en infrastructuur op ongelijke wijze doorberekend. Vanuit de EC zijn initiatieven aangekondigd voor het geschikt maken van de energiemarkten.

Om de handelsmarkten voldoende liquide en transparant te krijgen is het ook noodzakelijk om te komen tot een geïntegreerde energie-infrastructuur die uitwisseling tussen de verschillende markten mogelijk maakt. De aanleg van een backbone voor waterstof is hiervan een goed voorbeeld.

5.3.2.1 Samenstelling van productiemix

De omvang van de productiecapaciteit en de mix hiervan bepaalt de noodzaak en type van de benodigde systeemintegratie. Het bepaalt de capaciteit en volume van conversie, transport en opslag. Zoals in hoofdstuk 4 besproken is, geven beide scenario's richting aan de verwachte capaciteit voor wind op zee in 2050 met bijbehorende toekomstpaden. Deze scenario's zijn enkel gebaseerd op de verwachte vraag in Nederland en kijken voor de invulling hiervan alleen naar wind op zee. Dit gaat hiermee voorbij aan de mogelijke economische kansen van het gebruik van innovatieve technologieën en een verdere uitbreiding van productie uit wind op zee.

Vergeleken met de andere innovatieve technologieën die een rol spelen op de Noordzee binnen de NEO heeft wind op zee de laagste Levelized Cost of Energy (LCOE) (zie Appendix A1.2.2). Tegelijkertijd zijn er innovatieve technologieën (drijvende zon-PV, Airborne Wind Energy en aquatische biomassa) die het potentieel hebben om op langere termijn een lage LCOE te bereiken, maar waar nu nog weinig over bekend is.

Behalve de kostprijs zijn er ook nog andere eigenschappen die vanuit systeemperspectief van invloed zijn op de keuze van technologieën. Bij een dalende kostprijs van de opgewekte energie zullen de relatieve kosten van de transportinfrastructuur toenemen. Dit betekent dat technologie- en ontwerpkeuzes zich meer zullen richten op een betere benutting van de infrastructuur.

Wanneer alleen gekeken wordt naar de kosten van de opwekking, zou het ondersteunen van de uitrol van innovatieve (productie)technologieën geen prioriteit hoeven te krijgen. Het optimaliseren van transportcapaciteit en mogelijk medegebruik van beschikbare ruimte kunnen echter belangrijke drivers zijn om diversificatie van productie te promoten. Door het toepassen van drijvende zon-PV binnen windparken kan de aanwezige transportcapaciteit beter worden benut. Bovendien neemt de hoeveelheid

geproduceerde energie per oppervlakte toe. Toekomstig onderzoek moet laten zien in hoeverre deze extra benutting zich laat combineren met de andere functies van de Noordzee.

Ook regelbaarheid en flexibiliteit van een technologie kunnen een belangrijke economische waarde vertegenwoordigen van (innovatieve) hernieuwbare technologieën. In de toekomst zal deze waarde onder invloed van de hoge penetratiegraad van hernieuwbare energie alleen maar toenemen. Door de afnemende LCOE zal er mogelijk ruimte ontstaan bij marktpartijen om hier hun producten op te optimaliseren.

Recente windenergieters laten zien dat de kosten van Nederlandse wind op zee vergelijkbaar zijn met de kosten in andere landen om de Noordzee. Hierbij spelen de gemiddelde windsnelheid, de waterdiepte en de afstand tot de kust een bepalende rol. Bij de kostenvergelijking is het bovendien van belang om te kijken naar de kosten van transport en hoe deze (maatschappelijk) worden verrekend. Het is op voorhand niet te zeggen in hoeverre Nederland concurrerend is met de andere landen om de Noordzee. Een bredere inventarisatie naar mogelijke windgebieden op basis van deze factoren zou hiervoor moeten worden uitgevoerd, net als een inventarisatie van LCOE inclusief kosten van infrastructuur of vergelijking met kosten in het buitenland.

5.3.2.2 Conversie en transport

Binnen de randvoorwaarden van fysieke integratie (5.3.1.2) kunnen oplossingen voor conversie en transport economisch worden geoptimaliseerd. Per scenario kan de optimale transport en conversieroute worden opgesteld. Hierbij is het wenselijk om naar de kosten en baten van het hele systeem te kijken en niet alleen naar een enkel onderdeel, aangezien dit op systeemniveau tot suboptimalisatie kan leiden. In deze paragraaf wordt een aantal aspecten van de kosten en baten verder belicht. Een volledige kosten-baten analyse valt buiten de scope van de NEO.

Om hernieuwbare energie van zee naar land te brengen is infrastructuur nodig. Voor elektriciteit bestaat deze infrastructuur uit transformator- en convertorstations en elektriciteitskabels. Voor waterstoftransport bestaat de installatie uit elektrolyzers met voorbehandelingsinstallaties, compressoren en waterstofleidingen.

De economie van de elektriciteits- of waterstofverbindingen wordt bepaald door de investeringskosten van de conversiestations aan het begin en eind van de verbinding en het conversierendement enerzijds en van de kosten van de transportleidingen anderzijds. De kosten van de verbindingen hangen behalve van de transportcapaciteit ook van de lengte ervan af. Op dit moment valt deze afweging uit in het voordeel van elektriciteitstransport ten opzichte van waterstofconversie en transport (Min. EZK, 2018). In de toekomst kan deze verhouding wijzigen als gevolg van

kostendalingen van de transport- en conversiecomponenten. Er zijn nog kostendalingen te verwachten in de elektriciteits- en in de waterstofketen.

In het geval van HVDC zijn kostendalingen te verwachten bij de elektrische componenten van de converterstations en bij de HVDC-kabels. De transportcapaciteit van de kabel kan toenemen door het gebruiken van een hogere elektrische spanning. Ook kan de bedrijfszekerheid nog toenemen.

Er is bij waterstof een groot potentieel voor kostendaling door industriële opschaling van elektrolyzers. Dit zit vooral in de elektrolysereenheden en minder in de voorbehandelingsapparatuur. Met name bij transport over grote afstanden of zeer grote hoeveelheden kan een waterstofroute aantrekkelijk worden. Ook kan het vanuit het oogpunt van systeemintegratie of fysieke beperkingen noodzakelijk of wenselijk zijn om energietransport via waterstof uit te voeren en hiervoor de nodige investeringen te doen. Tot 2030 heeft de EU het plan om de bouw van elektrolyzers met een totale capaciteit van 40 GW te realiseren (en nog eens 40 GW in het oostelijk of zuidelijk nabuurschap) met het doel om schaalvergroting te bereiken en inzicht te krijgen in deze kostenontwikkelingen. (Europese Commissie, 2020b)

Bij het inrichten van toekomstige windgebieden is het belangrijk om rekening te houden met de schaalbaarheid van de technologie. De aansluitcapaciteit van elektriciteitskabels wordt bijvoorbeeld bepaald door de stand van de technologie. Bij IJmuiden-Ver is gekozen voor twee 2 GW windparken, wat aansluit bij de huidige capaciteit van HVDC-kabels. In de toekomst kan de aansluitcapaciteit van kabels en gasleidingen toenemen. Om een goede benuttingsgraad van deze aansluitingen te waarborgen zal hier bij het ontwerpen van windgebieden rekening mee moeten worden gehouden.

Aanzienlijke kostenvoordelen bij gelijke leveringszekerheid kunnen ook worden behaald door het combineren offshore windparkaansluitingen met interconnectoren van elektriciteitsmarkten (Navigant, 2020). Eventueel kan daarbij worden gekozen voor toepassing van een eiland als hub. Op basis van de scenario's is het te verwachten dat er, bij een optimale grootte van <20 GW, meerdere eilanden nodig zullen zijn. Dit opent de mogelijkheid om een eiland aan te sluiten met enkel waterstof in combinatie met elektrisch aangesloten eilanden. Op deze manier kan mogelijk infrastructuur worden uitgespaard wat economisch gezien een voordelige optie kan zijn die verder onderzocht zou moeten worden⁴, waarbij niet alleen de kosten maar ook de business case van het eiland bekeken moet worden.

Wanneer, zoals gepland, nationale infrastructuur wordt aangelegd om hier binnen het Nederlandse energiesysteem optimaal gebruik te maken voor het vereffenen van overschotten en tekorten, is het een no-regret maatregel om deze verbindingen ook aan het buitenland te koppelen. Dit houdt zowel de optie op import als export open, en stimuleert de uitwisseling met markten in het buitenland wat additionele liquiditeit genereert. Het beschikbaar maken van waterstof uit Nederland kan landen zonder eigen waterstof de kans bieden hier gebruik van te maken, wat kan leiden tot additionele vraag naar waterstof. Vervolgens kan gekozen worden om de verdere groei van waterstofproductie voor export aan de markt over te laten, of hierin regie te nemen. Indien het aan de markt gelaten wordt zal het aanbod groeien met de vraag en is het risico op overproductie beperkt. Dit heeft het risico dat de noodzakelijke productie van groene stoom vanaf de Noordzee achter zal blijven bij de groeiende vraag naar waterstof, omdat er een vertraging optreedt door de lange doorlooptijden. Een oplossing met regie op de productie van waterstof gekoppeld aan de productie van offshore wind kan Nederland op korte termijn een concurrerende voorsprong geven, maar heeft als risico dat Nederland op termijn qua productiekosten ingehaald wordt door goedkopere productie elders - bijvoorbeeld met goedkope zonnestroom vanuit het Midden-Oosten.

5.3.2.3 Opslag en hergebruik infrastructuur

Bij een toenemend aanbod van hernieuwbare energie zal ook de behoefte aan opslag toenemen om de fluctuaties van aanbod en vraag op dag- en seizoenstermijn op te vangen. Het bepalen van de grootte van de opslag en een economische kosten-batenanalyse vallen buiten de scope van de NEO. In veel gevallen wordt een rol voor waterstof gezien als voorraadbuffer voor seizoensopslag. In 5.3.1 is beschreven wat de fysieke begrenzings zijn voor waterstofopslag voor de scenario's ZV en IA.

Navigant heeft in opdracht van NSWPH onderzocht wat de rol van waterstof is in een internationaal elektriciteitsnetwerk dat windparken op de Noordzee (180 GW) verbindt met de elektriciteitsnetwerken van de landen eromheen (Navigant, 2020). Zij concluderen op basis van een uurlijks marktmodel dat de investeringskosten aanzienlijk kunnen dalen wanneer gebruik gemaakt wordt van interconnectoren om markten te verbinden en waterstofopslag om te zorgen dat het systeem stabiel blijft. Daarbij is geen onderscheid gemaakt of de waterstofopslag onshore of offshore plaatsvindt.

Voor de relatieve kosten van onshore waterstofopslag ten opzichte van offshore waterstofopslag is momenteel geen informatie beschikbaar, maar op basis van logistieke uit-

⁴Het is denkbaar dat een waterstof producerend eiland alsnog voorzien zou kunnen worden van een elektrische aansluiting om levering mogelijk te maken in momenten met een piek-elektriciteitsprijs. Aangezien deze prijsspieken zullen samenvallen met momenten van lage elektriciteitsproductie hoeft deze verbinding niet te worden gedimensioneerd op het volledige opgestelde vermogen, maar volstaat slechts een fractie hiervan. De business case van de optie dient te worden afgewogen tegen de beschikbaarheid van onshore flexibiliteit.

dagingen is het aannemelijk dat onshore waterstofopslag goedkoper is dan offshore. Daarnaast is het ook aannemelijk dat opslag in zoutcavernes goedkoper zal zijn dan in gasvelden. Het is echter aan te raden hier verder onderzoek naar te doen alvorens de langetermijnstrategie op waterstofopslag te bepalen.

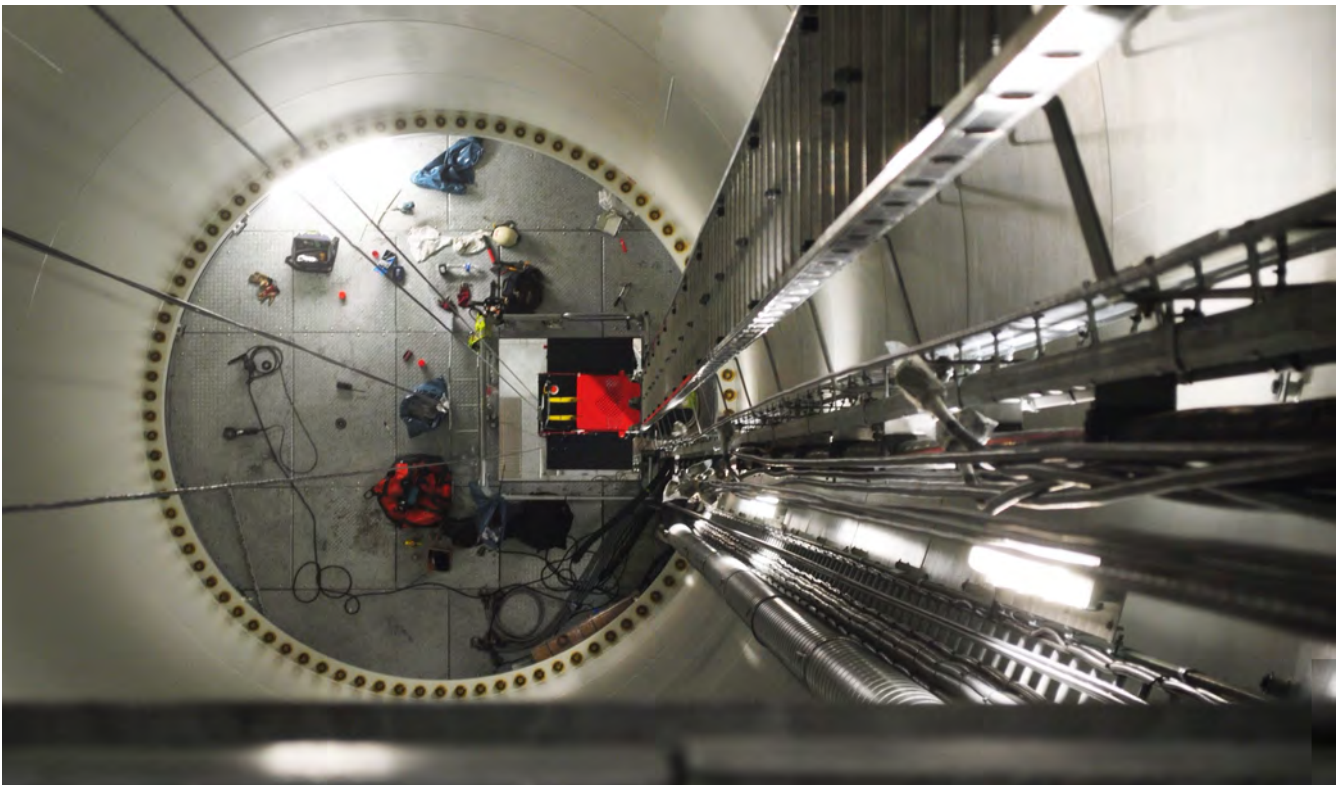
Hergebruik van infrastructuur kan leiden tot een kostenbesparing in de ontsluiting van opslag en transport van zowel waterstof als CO₂. Dit betreft vooral hergebruik van putten en platforms. Hergebruik van pijpleidingen is niet in alle gevallen mogelijk of kostenefficiënt. Van geval tot geval moet worden overwogen of een pijpleiding kan worden hergebruikt of dat er beter een nieuwe leiding moet worden aangelegd (zie ook Appendix A2.3 voor onderbouwing). Bij deze inventarisatie is het raadzaam dat ook gekeken wordt naar mogelijke concurrentie tussen opslag van CO₂ en waterstof, en de concurrentie van offshore elektrolyse met platforms voor CCS.

5.4 Conclusies

Uit de 'wat als' combinaties van minimale en maximale vraag met de productiescenario's kan worden geconcludeerd dat de beste balans ontstaat wanneer het volume aan productie vanaf de Noordzee afgestemd is op de vraag. Bij zowel de combinaties van minimale productie met minimale vraag en de combinatie van maximale productie met maximale vraag kan een significant aandeel van de totale energievraag ingevuld worden vanaf de Noordzee.

Wanneer de relatieve balans in de scenario's scheef is vormt dit zowel een economische kans als een risico. Afhankelijk van de randvoorwaarden is het mogelijk om kansen te benutten of risico's te minimaliseren. Als de minimale productie van het Importafhankelijke scenario gecombineerd wordt met een maximale vraag ontstaat er een sterke afhankelijkheid van het buitenland, waarbij het risico bestaat dat er in het buitenland onvoldoende aanbod beschikbaar is voor een acceptabele prijs. Andersom leidt de combinatie van maximale productie in het Zelfvoorzienende scenario met een minimale vraag tot overschotten, waarvoor er in het buitenland voldoende vraag moet zijn bij een voldoende hoge prijs om dit af te kunnen zetten. Momenteel is er te weinig informatie beschikbaar om concrete voorspellingen te doen over de ontwikkelingen in het buitenland, waardoor het aan te raden is om op de korte termijn nationale vraag en aanbod in balans te houden terwijl adaptief wordt ingespeeld op de ontwikkelingen die in het buitenland plaatsvinden, en het beleid bij te sturen wanneer economische kansen kunnen worden ontsloten.

Wel bestaat de mogelijkheid om hierin pro-actief te blijven en de ontwikkelingen in het buitenland enigszins te sturen en ervoor te zorgen dat alle ontwikkelingsrichtingen open blijven. Dit kan gedaan worden door rekening te houden met mogelijke ontwikkelingen in het buitenland bij de ontwikkeling van het nationale energiesysteem richting 2050.



Zoals besproken zullen bij een toenemende ontwikkeling van productie uit wind op zee mogelijke beperkingen ontstaan op het gebied van ruimte en capaciteit. Daarnaast is het in alle combinaties van vraag en aanbod, land en zee gecombineerd, aannemelijk dat er overschotten ontstaan in het totale volume aan geproduceerde elektriciteit. Beperkingen op het gebied van ruimte, capaciteit en overschotten op uurbasis kunnen zowel worden opgelost binnen het elektriciteitssysteem zelf en door gebruik van waterstof.

Het koppelen van een nationale waterstof backbone onshore kan leiden tot een grotere buitenlandse vraag naar Nederlands waterstof. Daarna kan de groei van het aanbod aan de markt worden overgelaten of er kan bewust op gestuurd worden door de productie van waterstof bijvoorbeeld te koppelen aan wind op zee. Dit kan een concurrerend voordeel leveren, maar heeft het risico dat op termijn buitenlandse waterstofproductie goedkoper wordt.

Wat de uiteindelijke ontwikkeling op het gebied van productie en vraag ook zal zijn, het is noodzakelijk om het Nederlandse energiesysteem hierop aan te passen. Hierbij is het duidelijk dat de Noordzee een belangrijke motor kan zijn van de (inter)nationale energievoorziening, met hierin op termijn een rol voor elektriciteit en/of waterstof. Hierbij is het op basis van de huidige informatie niet mogelijk om te bepalen wat de optimale verhouding is tussen beide modaliteiten. Van deze integrale puzzel zijn een aantal stukken reeds bekend en worden anderen onderzocht. Wanneer de onderzoeken gereed zijn, zal hiermee de puzzel gelegd kunnen worden. Zo zal het Programma Energiehoofdinfrastructuur leiden tot een volledig overzicht van ruimtelijke mogelijkheden, wat vervolgens als input kan dienen voor studies naar het optimaal gebruik maken van deze mogelijkheden. Dit vereist een diepgaand inzicht in de impact van verschillende productie- en vraagscenario's. Hiervoor worden de eerste stappen gezet in de Flexibiliteitsstudie 2030 vanuit de I13050 werkgroep. Ten slotte is het noodzakelijk om een beeld te hebben van het economisch optimale energiesysteem, waarin rekening gehouden wordt met de kosten en baten van verschillende mogelijke ketens van productie tot afname, inclusief het oplossen van beperkingen die kunnen ontstaan. Hiervoor worden studies gedaan door onder andere NSWPH en binnen het North Sea Energy programma. De resultaten van deze studies dienen te worden gecombineerd in een landelijke outlook en roadmap voor de gefaseerde uitrol van het energiesysteem richting 2050, met hierin een duidelijk afgebakende rol voor de Noordzee.

Zolang er onzekerheid bestaat over de toekomstig optimale situatie, is het noodzakelijk om te voorkomen dat mogelijke technische oplossingen beperkt worden en lock-ins ontstaan door een gebrek aan voorbereidende acties vanuit de overheid of de industrie. Het uitvoeren van dergelijke acties is hiermee dan ook een no-regret stap.

Naast het uitvoeren van studies betreft dit het maken van ruimtelijke reserveringen voor offshore kabels en het garanderen van voldoende schaalgroottes bij het aanwijzen van windkavels. Er dient meer praktijkervaring opgedaan te worden met offshore elektrolyse en innovatieve productietechnologieën, zowel om de haalbaarheid te toetsen en om een kostendaling te ontsluiten. Hierbij kan actief de samenwerking worden gezocht met het buitenland, wat opschaling kan versnellen en kosten sneller kan doen dalen. Ook dienen regulatorische voorbereidingen getroffen te worden op het toepassen van offshore meshed grids en energie hubs, en dient beleid opgesteld te worden voor het behouden van offshore infrastructuur. Aanbevolen wordt om een inventarisatie van de technische en economische geschiktheid van offshore putten, platforms en pijpleidingen uit te voeren.

Naast deze voorbereidingen is het ook noodzakelijk dat er een landelijke visie gevormd wordt op de toekomstige rollen van elektriciteit, waterstof, aardgas en CO₂. Centraal hierin zou moeten staan wat de rol is van deze modaliteiten in 2050, waar we hiermee willen staan in 2050 en hoe we hier komen. Deze visie zou moeten volgen uit overleg tussen overheid, producenten, infrabeheerders, grootschalige consumenten en andere stakeholders. Hierbij is het van belang dat de opgave die Nederland te wachten staat voor alle betrokkenen duidelijk is – het minimaal verdubbelen van de elektriciteitsproductie in 20 jaar, inclusief het grootschalige aanpassen van het systeem om dit te ondersteunen. In deze visievorming dient verder aan bod te komen:

- Regievoering versus marktwerking
- Verhouding elektriciteit en waterstof
- Aardgaswinning en import, gekoppeld aan de productie van blauwe waterstof
- De rol van CO₂-opslag na 2035 en de wenselijkheid van CO₂ import
- Relevante interfaces, bijvoorbeeld ruimtelijke indeling, ecologie, arbeidskapitaal en financiering

Hierbij zal het vraagstuk over regievoering versus marktwerking in combinatie met de verhouding tussen elektriciteit en waterstof het belangrijkste zijn. Zo bestaat de keten van elektriciteit en waterstof uit productie, vraag en infrastructuur voor transport, conversie & opslag. Deze keten kan enkel worden geoptimaliseerd wanneer een deel van de variabelen bekend zijn. Over het algemeen zijn vraag en aanbod hierin leidend, en wordt infrastructuur geoptimaliseerd op basis hiervan. Dit is voor de lange termijn echter lastig gezien de grote onzekerheid die hierin bestaat. Het optimum is slechts houdbaar als alle drie de onderdelen zich ontwikkelen op de gewenste wijze. Op alle drie de onderdelen is het mogelijk om enig vorm van regie te voeren, waarbij de juiste balans gevonden moet worden.

Het voordeel van bredere regievoering is dat er beter toegewerkt kan worden naar het systeemoptimum; het nadeel is dat er minder efficiënt ingespeeld kan worden op ontwikkelingen op het gebied van kosten of innovatie. Het risico hierbij is dat op korte termijn keuzes gemaakt moeten worden, wat lock-ins creëert, die op de lange termijn suboptimaal kunnen blijken. Alternatief betekent het overlaten van ontwikkelingen aan de markt zonder regie dat het risico ontstaat dat ontwikkelingen plaats zullen vinden op basis van korte termijn optimalisatie in plaats van lange termijn, wat op dezelfde wijze lock-ins creëert. Ook bestaat het risico dat de kosten en baten van duurzame oplossingen zich niet snel genoeg ontwikkelen, waardoor duurzaamheidsdoelstellingen niet op natuurlijke wijze door de markt gehaald worden. Voor het behalen van de doelstellingen van Parijs in 2050 kan het hiermee alsnog nodig worden dat op een later moment in de markt ingegrepen wordt.



Een essentieel onderdeel van deze visie is of productie vanaf de Noordzee primair gebruikt zal worden voor het voldoen aan de vraag naar elektriciteit of de vraag naar waterstof. Het vroeg inzetten op de productie van waterstof is op de korte termijn niet economisch optimaal - de marktprijzen voor elektriciteit zijn in 2030 naar verwachting te hoog om een zelfstandige business case te hebben voor groene waterstofproductie (ISPT, 2020). Als ontwikkelingen dus volledig aan de markt gelaten worden, zonder de inzet van subsidie, zal rond 2030 te weinig waterstof beschikbaar zijn om dit als decarbonisatieoptie open te houden voor de industrie. Dit creëert hiermee een keuze voor de industrie om elektrificatie toe te passen als decarbonisatiemedium, wat vervolgens kan leiden tot een toegenomen behoefte voor elektrische aansluitingen van wind op zee, naast andere opties die de industrie tot zijn beschikking heeft zoals vertrek uit Nederland, CCS of de inzet van biomassa. Om in te spelen op het groeiende fluctuerende elektrische aanbod zal vraag hierdoor ook flexibeler moeten worden, wat ten koste kan gaan van het aantal uren met lage marktprijzen voor elektriciteit en daarmee een negatieve impact kan hebben op een mogelijke business case voor elektrolyse. Andersom betekent een te grootschalige inzet op waterstof in 2030 dat minder betaalbare groene stroom beschikbaar zal zijn op de markt om elektrificatie als optie open te houden, wat anderzijds een lock-in kan creëren op groene waterstof.

Hierbij dient gezegd te worden dat lock-ins niet noodzakelijk slecht zijn. Gezien de grote onzekerheid richting 2050 is het risico vooral dat op korte termijn de verkeerde keuze gemaakt wordt, waarna correcties op een later moment duurder zijn dan het blijven doorlopen van het foute pad. Het is daarom van belang om keuzes te maken op basis van de juiste data, en de goede balans te vinden tussen regie en markt. Om lock-ins te voorkomen is het dus van belang niet te vroeg in te zetten op harde doelstellingen die later moeilijk te corrigeren zijn, maar juist adaptief te blijven om in te spelen op ontwikkelingen op het gebied van technologie, economie en in het buitenland. Hierbij is het echter wel van belang om voldoende duidelijkheid te scheppen over de richting waarop opgegaan zal worden, om te voorkomen dat de verschillende stakeholders te veel afwachten wat de rest doet en Nederland haar doelstellingen voor 2050 niet haalt. Kies niet te vroeg, maar onthoud dat niets doen ook een keuze is.

An underwater photograph showing sunlight rays filtering through the water surface, creating a dramatic, ethereal atmosphere. The water is a deep blue, and the light rays are bright and clear, creating a sense of depth and tranquility.

6 - CONCLUSIE, TRANSITIEACTIES & REFLECTIE

In hoofdstuk 5 zijn conclusies en geïdentificeerde transitieacties en keuzes beschreven. Vanwege de systematische opbouw zijn deze allen gericht op losse onderdelen van de keten tussen productie en consumptie, of op basis van individuele modaliteiten. Dit hoofdstuk brengt al deze punten samen tot een geheel dat meer is dan de som van de delen. Om dit te bereiken is het hoofdstuk opgesplitst in drie verschillende onderdelen:

■ CONCLUSIES:

Een samenvatting van de belangrijkste conclusies op basis van de analyse, inclusief het ruimtelijke en economische afwegingskader tussen verschillende technische opties.

■ KEUZES EN TRANSITIEACTIES:

De 'knoppen' waaraan gedraaid kan worden die van invloed zijn op het energiesysteem in 2050, inclusief de volgorde waarin deze knoppen relevant worden en mogelijke lock-ins. Een lock-in treedt op wanneer een keuze voor een technologie, transport medium of beleid wordt gemaakt wat de keuzes voor de rest van het energiesysteem voor lange termijn beperkt of vastzet. Merk op dat een lock-in niet persé een situatie is die voorkomen dient te worden. Zo kan een positieve keuze om bijvoorbeeld veel wind op zee te plaatsen gezien worden als een lock-in aangezien deze de noodzaak tot andere transitiepaden aanzienlijk beïnvloedt.

■ REFLECTIE BUITENLAND:

Reflectie op de mogelijke ontwikkelingen in het buitenland die van belang kunnen zijn voor keuzes en acties m.b.t. de Nederlandse Noordzee en haar rol in het energiesysteem 2050.

Bij deze conclusies, transitieacties en reflecties is het van belang te beseffen dat om de doelen te bereiken actie wordt vereist van partijen in de hele keten. Hierbij is het van belang dat marktpartijen, beheerders van infrastructuur, afnemers en de overheid ieder hun eigen verantwoordelijkheid nemen.

6.1 Conclusies

De volgende set conclusies is gebaseerd op de analyse in hoofdstuk 5 en de onderliggende scenario's. Om deze conclusies integraal te kunnen trekken is geen onderscheid gemaakt tussen de analyses van technologie, modaliteit en systeemintegratie. De onderverdeling is hierbij gemaakt aan de hand van de verschillende modaliteiten, aangezien deze de ketens representeren die door systeemintegratie verweven zullen raken. Tussen aardgas en CO₂ bestaan afhankelijkheden maar omdat de ketens in geen van de scenario's in de NEO geïntegreerd worden zijn deze apart besproken. Aangezien de ketens van elektriciteit en water-

stof in beide scenario's gekoppeld zullen worden, met als belangrijkste vraagstuk de mate en vorm van koppeling, worden deze gezamenlijk besproken. Voor elektriciteit en waterstof wordt gestart met een algehele integrale conclusie, alvorens de belangrijkste conclusies van onderliggende analyses te presenteren.

6.1.1 AARDGAS

In de scenario's bestaat in 2050 nog een beperkte vraag naar (groen)gas als brandstof of grondstof (14-102 PJ) en een mogelijke vraag naar aardgas voor de productie van blauwe waterstof (0-363 PJ). Dit zou gedeeltelijk kunnen worden ingevuld vanaf de Noordzee, met de toepassing van groengas en import als belangrijkste alternatieven. Zowel in het scenario Importafhankelijk als Zelfvoorzienend wordt 0 PJ aan gaswinning op de Noordzee voorzien in 2050. Vanuit de markt bestaat de verwachting dat in 2050 nog wel in beperkte mate gaswinning op de Noordzee mogelijk is. Deze mate van gaswinning op de Noordzee is afhankelijk van de marktomstandigheden die naar verwachting richting 2050 slechter zullen worden en daarmee de situatie creëren dat het niet meer economisch rendabel is om resterende gasvolumes te produceren. Hierdoor wordt een significante daling van de gaswinning verwacht. Desondanks verwacht EBN op basis van marktomstandigheden in 2050 een gaswinning van 31,3 PJ met een maximum van 81,6 PJ in het meest gunstige geval. Vanuit economisch perspectief, leveringszekerheid en het voorkomen van methaanlekages in het buitenland is het wenselijk om de binnenlandse vraag zo veel mogelijk in te vullen met eigen gaswinning vanaf de Noordzee zolang dit nog mogelijk is. Omdat de binnenlandse gaswinning primair afhankelijk is van de globale marktprijs, is de invloed vanuit de overheid hierop beperkt. De belangrijkste maatregel lijkt het verder stimuleren van additionele exploratie en boring en financiële mogelijkheden om de winstgevendheid van productie te ondersteunen.

6.1.2 CO₂

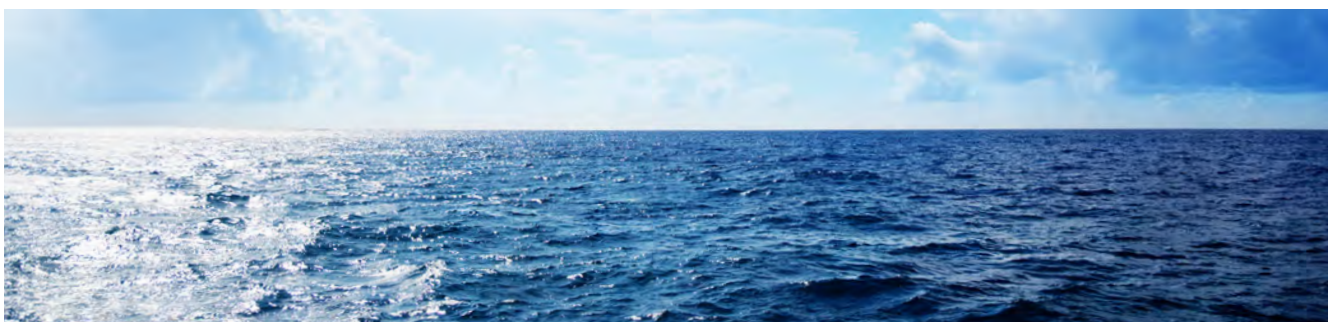
- In alle scenario's is in offshore gasvelden voldoende opslagcapaciteit beschikbaar om te voldoen aan de cumulatieve vraag naar CO₂-opslag. De opslag van CO₂ gebeurt primair in grotere velden vanwege het permanente karakter en verwachte volume, waarbij de tijdelijke opslag van waterstof primair plaatsvindt in kleinere velden. De concurrentie tussen opslag van waterstof en CO₂ is hiermee beperkt.
- Na opslag van CO₂ zoals voorzien in de scenario's is er nog voldoende capaciteit beschikbaar om CO₂ uit het buitenland te importeren en op te slaan, als hier politieke wil en een business case voor is.
- Door bestaande offshore infrastructuur te hergebruiken voor transport en opslag van CO₂ kunnen significant kosten bespaard worden. De belangrijkste kostenbesparing zit in hergebruik van putten en platforms. Er zijn

echter mogelijk ook kosten verbonden aan het behoud van infrastructuur voor hergebruik, zoals kosten voor doorlopend onderhoud. De kosten hiervan dienen te worden afgewogen tegen de mogelijke baten.

- Veel infrastructuur komt reeds voor 2030 vrij, equivalent aan circa 1.400 Mon van de totale 1.678 Mton aan capaciteit. De totale behoefte aan CO₂-opslag is, afhankelijk van het scenario, cumulatief maximaal 434 Mton tot 2050. Dit betekent dat het beschikbaar houden van het volledige scala aan infrastructuur vanuit kosten oogpunt inefficiënt is. Hieruit volgt de noodzaak om tot een heldere visie op de totale benodigde hoeveelheid opslagcapaciteit voor CO₂ te komen, die afgestemd moet worden op het vrijkomen van infrastructuur voor kostenefficiëntie.
- Een deel van de beschikbare capaciteit die voor 2030 vrijkomt zou mogelijk kunnen worden gebruikt voor import van CO₂, maar het toekomstig perspectief hier voor is momenteel nog onzeker. De afweging van deze onzekerheid en bijbehorende kosten moeten afgewogen worden tegen de wenselijkheid en mogelijke baten van het voor langere termijn beschikbaar houden van deze infrastructuur.
- Voor het openhouden van putten en het behouden van andere infrastructuur is beleid en regie nodig. Daarnaast kan het bij het openhouden van putten voor de langere termijn noodzakelijk zijn om reeds voor de start van CO₂-opslag een infrabeheerder aan te wijzen om de risico's af te dekken, gezien commerciële partijen mogelijk niet bereid zijn het risico van het openhouden van putten voor langere termijn te dragen.
- Hergebruik van pijpleidingen bespaart minder kosten dan bij platformen en putten, maar kan de realisatie van projecten versnellen - bijvoorbeeld doordat er geen nieuwe vergunningen nodig zijn. Aangezien de mogelijkheid tot hergebruik van pijpleidingen afhankelijk is van o.a. materiaal en leeftijd is hiervoor een uitgebreidere inventarisatie van geschiktheid nodig op het niveau van individuele pijpleidingen. Deze kan naast het hergebruik van pijpleidingen ook kijken naar mogelijk hergebruik van corridors, wat het vergunningstraject ook voor nieuwe pijpleidingen kan bespoedigen.
- De energiebehoefte voor offshore CO₂-opslag (MW-schaal) is klein ten opzichte van de energieproductie van wind op zee (GW schaal). Bij de planning van wind op zee hoeft dan ook geen rekening gehouden te worden met stroomvoorziening van opslaginstallaties voor CO₂.

6.1.3 ELEKTRICITEIT EN WATERSTOF

- In beide scenario's in de NEO kan waterstof een belangrijke rol gaan spelen naast elektriciteit in de integratie van wind op zee. Naar verwachting zal op termijn naast elektrisch transport ook transport middels waterstof plaatsvinden vanaf de Noordzee.
- Deze conclusie is bereikt vanuit verschillende invalshoeken:
 - Afhankelijk van de ontwikkeling van de vraag ten opzichte van het aanbod kunnen in beide scenario's overschotten ontstaan aan geproduceerde elektriciteit. Met het oog op de bestaande vraag naar waterstof kunnen deze overschotten gebruikt worden om de nationale vraag naar waterstof in te vullen. Deze conversie zou zowel onshore als offshore kunnen. Het converteren van meer waterstof dan gevraagd is energetisch onwenselijk vanwege grote conversieverliezen bij het omzetten van energie. Het optimum zal hierdoor bestaan uit een bepaalde mix tussen elektronen en moleculen, die afgestemd is op de vraag. Waar dit optimum exact zal liggen verdient verder onderzoek.
 - Zonder aanpassingen aan het systeem kan de toenemende groei van offshore wind leiden tot knelpunten op het gebied van capaciteit en ruimtelijke inpassing. Hiervoor zijn verschillende oplossingsrichtingen mogelijk zowel op het gebied van elektriciteit als waterstof die de ruimtelijke impact beperken of flexibiliteit aan het systeem toevoegen. Momenteel is er nog te weinig informatie om deze afweging in detail te kunnen maken en lopen er onderzoeken om de ruimtelijke en systeeminpassing in kaart te brengen. Tot die tijd is het verstandig om de noodzakelijke voorbereidingen te treffen, maar nog geen definitieve keuzes te maken.
 - Zowel bij HVDC-elektriciteitstransport en waterstofproductie- en transport worden nog aanzienlijke kostenreducties verwacht. Op dit moment is nog niet goed te voorspellen hoe deze zich ontwikkelen en wat de uiteindelijk meest economische oplossing vormt op. Daarbij moet naar de meest economische oplossing op systeemniveau worden bekeken.



6.1.3.1 Behoefte en samenstelling productie

- Wind op zee blijft in alle gevallen een belangrijke rol vervullen in de energievoorziening in 2050. Het groeitempo dat noodzakelijk is voor het halen van de eindbeelden voor offshore windproductie in beide scenario's is technisch haalbaar.
- Innovatieve technologieën als drijvende zon-PV, aquatische biomassa en Airborne Wind Energy kunnen door hun achterstand in globale opschaling kosten technisch in 2050 niet concurreren met wind op zee op de Noordzee. Wel kan het gebruik van deze technologieën additionele voordelen opleveren zoals efficiënter ruimtegebruik, balancering van het net, optimalisatie van aansluitcapaciteit of het verhogen van het totale aantal vollasturen van elektrolyzers.
- Vooral drijvende zon-PV kan een nuttige toevoeging zijn op elektriciteitsproductie vanaf de Noordzee, omdat het qua ruimte gecombineerd kan worden met offshore wind en meerdere rollen kan vervullen. Zo kan drijvende zon-PV de infrastructuur beter benutten door aan te sluiten op de elektriciteitskabels in offshore windparken.
- Naast de ontwikkeling van kosten dienen volume, samenstelling en timing van productieopscaling vanaf de Noordzee afgestemd te worden op de ontwikkeling van (internationale) vraag en alternatieven op land.

6.1.3.2 Conversie en transport



Figuur 6-1 *Indicatieve ruimte voor het afwegingskader tussen modaliteiten elektriciteit en waterstof*

Uit de analyse blijkt dat een combinatie van transport van elektriciteit en transport van waterstof wenselijk zal zijn. De belangrijkste vraag die hierbij beantwoord moet worden is in welke verhouding beiden worden gebruikt, en hoe deze opties zich relatief tot elkaar zullen ontwikkelen over de tijd.

Het is essentieel om niet elke casus individueel te beschouwen, zoals de beste methode om een individueel windpark aan te sluiten, maar te beschouwen wat er noodzakelijk is voor het volledige energiesysteem in 2050. Dit heeft een integraal afwegingskader van de verschillende opties. De NEO heeft getracht hier invulling aan te geven, maar is beperkt in de afweging ten opzichte van alternatieven op land – deze zijn waar mogelijk benoemd, maar niet uitgewerkt. De belangrijkste feitelijke conclusies staan toegelicht in deze paragraaf.

- Elektrisch transport is energetisch efficiënter vanwege het ontbreken van conversiestappen, maar zal leiden tot beperkingen in het elektriciteitssysteem. Naar verwachting zal conversie en transport via waterstof op termijn een goedkopere oplossing worden voor deze beperkingen. Echter, bij omzetting van alle elektriciteitsproductie vanaf de Noordzee naar waterstof zal naar verwachting te weinig elektriciteit worden geproduceerd voor de dekking van de vraag in de elektriciteitssector. Dit betekent dat combinatie van elektriciteits- en waterstoftransport optimaal is, waarbij de verhouding met name wordt bepaald door technische beperkingen en economische optimalisatie.
- Beperkingen aan elektriciteitstransport kunnen gedeeltelijk worden opgevangen in verschillende onderdelen van de keten tussen productie en eindgebruik. Zo zijn er dichter bij eindgebruik mogelijkheden, zoals het verkleinen van de ruimtelijke voetafdruk en het zoeken naar additionele ruimte. Alternatief kan gekozen worden voor oplossingen dichtbij productie in de keten, zoals internationale koppelingen in de vorm van meshed grids. Oplossingen dichtbij het eindgebruik kosten relatief weinig bij beperkte problemen, maar worden snel kostbaar bij toename van de beperkingen. Oplossingen dichtbij de productie zullen aanlopen tegen hogere investeringskosten, maar worden bij grotere capaciteiten relatief goedkoper en kunnen zelfs kosten besparen.
- In beide scenario's zijn de beperkingen dusdanig stringent dat oplossingen dicht bij consumptie naar verwachting slechts beperkte verlichting bieden. Hierdoor zijn meshed grids de meest gunstige oplossing, en kan leiden tot kostenbesparingen ten opzichte van traditionele aansluitingen waar de anderen enkel leiden tot meerkosten (Navigant, 2020). Het gebruik van meshed grids helpt om het piekvermogen internationaal te verdelen waardoor met een kleinere aansluiting aan het Nederlandse net gewerkt kan worden en infrastructuur beter benut wordt. Daarnaast heeft het ook een positief effect op het verdienmodel voor wind op zee door toegang te bieden tot een bredere en meer liquide markt. Echter zal het niet mogelijk zijn om alle productie vanaf de Noordzee als elektriciteit aan te sluiten en te consumeren of onshore om te zetten naar waterstof. Hierdoor is offshore waterstofproductie waarschijnlijk noodzakelijk. De precieze verhouding tussen de hoeveelheid energie die als elektriciteit dan wel waterstof getransporteerd zou moeten worden is afhankelijk van economische optimalisatie tussen beide opties. Dit zou op termijn moeten worden geïntegreerd in een integraal afwegingskader inclusief ontwikkelingen en alternatieven ontwikkelingen op land.
- Bij grootschalig transport van elektriciteit als waterstof is het economisch efficiënt om gebruik te maken van offshore hubs. Dit kan zowel op offshore platforms als op

energie-eilanden. Het gebruik van energie-eilanden is hierbij het meest economisch efficiënt indien de gebruikstermijn voldoende lang is. Qua afmeting lijken middelgrote eilanden van 2-5 GW voordeliger dan grotere eilanden van 20 GW (North Sea Energy, 2020b). Het is echter mogelijk dat er schaalvoordelen zitten voorbij de 5 GW - de optimale grootte van een eiland moet nog verder onderzocht worden. Hierbij zou ook rekening gehouden moeten worden met optimalisatie voor verschillende types aansluitingen.

- Offshore hubs kunnen op land worden aangesloten met een elektrische aansluiting, een waterstofaansluiting of een combinatie hiervan. In studies die reeds uitgevoerd zijn blijkt dat een aansluiting met enkel elektriciteit goed koper is dan een gecombineerde aansluiting - met name vanwege de additionele kosten van infrastructuur. Een gecombineerde aansluiting, die niet gedimensioneerd hoeft te worden op de piekcapaciteit, kan echter ook voordelen opleveren voor het systeem op land in het geval van beperkte windproductie of bij hoge prijzen. Een aansluiting met enkel waterstof is hierbij niet bekeken. Bij optimalisatie van individuele casussen en op basis van het huidige energiesysteem is het uitsluiten van een waterstof-only hub een logische keuze. Echter kan vanuit het eindbeeld van 2050, waarbij de vraag naar waterstof groter is dan in 2030, en de kosten voor waterstofconversie en transport zullen dalen, een splitsing in eilanden voor waterstof, elektriciteit en een combinatie wenselijk zijn. Op deze manier kan invulling gegeven worden aan zowel de vraag naar elektriciteit als waterstof op de meest kosteneffectieve wijze. Een dergelijke systeemanalyse wordt eveneens uitgevoerd door het NSWPH consortium. Daarnaast maakt dit de uitrol van offshore infrastructuur voor conversie en transport modulair, wat het mogelijk maakt om adaptief om te springen met ontwikkelingen op het gebied van technologie en vraag.

De optimale uitwerking van het gebruik van hubs voor elektriciteit, waterstof of gecombineerd (inclusief mogelijke consequenties) is afhankelijk van de keuze van een visie op elektronen of moleculen, en is verder uitgelicht in de reflectie.

6.1.3.3 Opslag en hergebruik infrastructuur

- Op de Noordzee is een significante hoeveelheid opslagcapaciteit beschikbaar, welke gebruikt kan worden voor de opslag van waterstof of CO₂. Deze twee modaliteiten richten zich op verschillende velden: waterstof op kleinere velden en CO₂ op grotere velden. Hierdoor is de concurrentie offshore beperkt.
- Met het oog op de geplande waterstofbackbone en bijbehorende opslag is het meest voordelig om de opslagcapaciteit onshore eerst zo ver mogelijk uit te nutten. Hierbij dient rekening gehouden te worden met een mogelijk gebrek aan maatschappelijk draagvlak voor onshore opslagtechnologieën.

- Momenteel worden twee vormen van opslag voor waterstof onderzocht: opslag in zoutcavernes en in lege gasvelden. Hierbij is opslag in zoutcavernes technologisch verder gevorderd, en de geschiktheid van gasvelden moet nog nader worden onderzocht. Indien gasvelden geschikt blijken, zou onshore voldoende opslagcapaciteit beschikbaar moeten zijn voor de volledige behoefte richting 2050. Indien deze niet geschikt blijken, kunnen eventueel zoutcavernes offshore onderzocht worden. Deze offshore zoutcavernes ondervinden echter hinder van lange realisatietijden en mogelijke logistieke uitdagingen in het noodzakelijke verwerken van gewonnen zout in de preparatiefase.
- Er bestaat een significante hoeveelheid offshore infrastructuur in de vorm van putten, platforms en pijpleidingen die mogelijk kan worden hergebruikt. Zowel vanuit kosten al vanuit mogelijke tijdsbesparing in de realisatie van projecten is hergebruik waardevol, waarbij de kostenbesparing met name zit in het hergebruiken van putten en platforms. Deze infrastructuur zal met name kunnen worden hergebruikt voor CO₂ opslag, zeker indien wordt gekozen voor onshore opslag van waterstof.





6.2 Keuzes en transitieacties

Hoofdstuk 5 omvat een scala aan mogelijke en noodzakelijke acties ten behoeve van de verduurzaming van het energiesysteem in 2050 met raakvlakken aan de Noordzee. Door de lange doorlooptijden zal veelal een afweging tussen de diverse opties gemaakt moeten worden ruim voordat de maatregelen worden ingevoerd. Om deze reden is het noodzakelijk een beeld te hebben wanneer keuzes gemaakt moeten worden en welke keuzes de meeste impact hebben. Essentiële keuzes die als eerste moeten worden genomen hebben de meeste impact op het Noordzee energiesysteem. Deze keuzes bepalen welke vervolgopties openblijven en welke worden afgesloten.

Op basis van de doorlooptijden en timing van beperkingen zijn de beleidsopties in deze paragraaf onderverdeeld in twee categorieën:

- Keuzes die gemaakt moeten worden en acties die uitgevoerd moeten worden voor de start van de scope van de NEO in 2030
- Keuzes die gemaakt moeten worden en acties die uitgevoerd moeten worden op verschillende momenten tijdens de looptijd van de NEO

De NEO heeft als doelstelling om inzicht te bieden in de mogelijke ontwikkelingen in de periode 2030-2050, met bijzondere aandacht voor de periode 2030-2035 - aansluitend op de huidige 'Routekaart Wind op Zee 2030'. Vanwege de lange realisatietijden voor technische projecten (circa 5 jaar voor wind op zee en 10 jaar voor infrastructuurprojecten en eilanden) zullen acties en keuzes die van invloed zijn op deze kritische periode 2030-2035 over het algemeen al voor 2030 in gang gezet of gemaakt moeten zijn. Om deze reden ligt de focus voor de geïdentificeerde keuzes en acties op de periode voor 2030. Keuzes en acties na 2030 zullen meer gericht zijn op het adaptief bijsturen van de koers in plaats van het bepalen van de bestemming.

Vanwege de kritische rol van acties en keuzes pre-2030 zijn deze ook in meer detail uitgewerkt en gesplitst in twee categorieën:

- **NO-REGRET MAATREGELEN** zijn acties of keuzes die in zowel het ZV als het IA scenario noodzakelijk zijn voor het mogelijk maken en mogelijk houden van de verschillende aanpassingen aan het energiesysteem.
- **MOGELIJKE LOCK-INS** zijn keuzes voor bepaalde technologieën die niet in beide scenario's noodzakelijk zijn en ten koste kunnen gaan van alternatieven.

De precieze timing van onderstaande maatregelen zal afhankelijk zijn van het scenario en de reeds besproken visie op de Noordzee. De volgorde van onderstaande maatregelen is dan ook bepaald op basis van volgorde van impact en impact, te weten wanneer acties en keuzes relevant worden ten opzichte van elkaar en wat voor invloed deze kunnen hebben op het energiesysteem in 2050. Hier ligt geen gevoeligheidsanalyse of kwantificatie onder waarmee de keuze van de precieze volgorde subjectief is.

6.2.1 KEUZES EN TRANSACTIES PRE-2030

6.2.1.1 No-regret maatregelen

Hoewel de ontwikkeling tussen de twee scenario's in de NEO verschillend verlopen, worden in alle scenario's beperkingen relevant. Dit betekent dat deze beperkingen in alle gevallen geadresseerd moeten worden, waarbij het op korte termijn van belang is om te zorgen dat besluiten genomen worden op basis van de juiste data en te voorkomen dat technische oplossingen voorbarig worden uitgesloten. Om verder te komen in de besluitvorming zijn dertien no-regret maatregelen geïdentificeerd.

13 NO-REGRET MAATREGELLEN

1

INTEGREREN ADDITIONELE ONDERZOEKEN VOOR VERBETEREN TOEKOMSTIGE BESLUITVORMING

Voor het bepalen van het optimale toekomstige energiesysteem is kennis nodig over beperkingen, kosten en baten in de volledige ketens voor elk van de relevante modaliteiten. In deze ketens dient gekeken te worden naar zowel productie, infrastructuur en vraag. Hierbij dient gekeken te worden naar de beperkingen op het gebied van ruimte en capaciteit die ontstaan op basis van vraag en aanbod, de mogelijkheden om dit op te lossen en bijbehorende kosten en baten. Hoewel er momenteel al veel kennis bestaat, bestaan er ook nog blinde vlekken die ingevuld moeten worden. Er zijn verscheidene trajecten die momenteel lopen om hier inzicht in te bieden, zoals het Programma Energiehoofdinfrastructuur en het Programma Noordzee op het gebied van ruimte, de II3050 en Flexibiliteitsstudie 2030 op vraag en de impact hiervan op infrastructuur en studies van de NSWPH en North Sea Energy op het gebied van economische optimalisatie. Voor de toekomstige besluitvorming is het van belang om de inzichten die worden ontwikkeld te combineren in een integraal overzicht van het volledige energiesysteem van 2050.

2

VISIEVORMING TOEKOMSTIGE ROL ELEKTRICITEIT, WATERSTOF, AARDGAS EN CO₂

Het integreren van kennis in een integraal overzicht van het energiesysteem schetst een beeld van de mogelijkheden. Daarnaast is het noodzakelijk om een visie op te stellen over de toekomstige rol van elektriciteit, waterstof, aardgas en CO₂ waaraan vanuit verschillende stakeholders gecommitteerd wordt. Deze visie en commitment is noodzakelijk om voldoende zekerheid te bieden aan alle betrokkenen om plannen uit te voeren voor decarbonisatie. Hierbij dient een balans gevonden te worden tussen het voeren van regie en het overlaten aan de markt. Te veel regie kan hierbij leiden tot een gebrek aan adaptiviteit t.o.v. veranderende omstandigheden en ontwikkelingen op het gebied van technologie en kosten. Te veel markt kan leiden tot optimalisatie op korte termijn in plaats van lange termijn. Het is aan te raden hierbij richting te geven, maar flexibel te blijven met betrekking tot doelstellingen voor 2050. Tenslotte dient in deze visie rekening gehouden te worden met de rol van de Noordzee in de gewenste energievoorziening, en hoe productie van elektriciteit, waterstof en aardgas zich vanaf de Noordzee zich verhoudt tot alternatieven op land en vanuit import.

3

VERKENNING INTERNATIONALE INFRASTRUCTUUR EN MARKT WATERSTOF

In beide productiescenario's is een rol weggelegd voor de internationale uitwisseling van waterstof. Bij een mismatch van nationale vraag en aanbod zal er een afhankelijkheid van het buitenland ontstaan, maar ook bij afgestemde vraag en aanbod kan een internationale markt voor waterstof leiden tot verbeterde marktliquiditeit met een positief effect op de business cases voor zowel elektrolyzers als de afname van waterstof. Gezien zowel in Nederland als in Duitsland plannen bestaan voor nationale waterstofbackbones is het een no-regret maatregel om de koppeling van infrastructuur en markten te verkennen. Daarnaast kunnen reeds voorbereidingen getroffen worden, zoals het opstellen van gezamenlijk beleid en kwaliteitseisen voor geïnjecteerde waterstof.

4

FACILITEREN TOEKOMSTIGE UITROL MESHED GRIDS EN ENERGIEHUBS

Meshed grids en energiehubs zijn de twee belangrijkste technische oplossingen voor het verbeteren van de integratie van de productie van wind op zee vanaf de Noordzee in de internationale energiemarkt. Hoewel de toepassing van deze oplossingen niet voor 2030 verwacht wordt, is het van belang om voorbereidingen te treffen om toepassing na 2030 mogelijk te maken. Denk hierbij aan het bestuderen van prijsvorming, de inrichting van optimale biedzones en het fysieke gedrag van meshed HVDC grids. Hiervoor kan geput worden uit onderzoek van de NSWPH en het PROMOTioN project (PROMOTioN, 2020). Daarnaast is het aan te raden om aan te sluiten bij internationale gesprekken op dit onderwerp. Hierbij dient een afweging gemaakt te worden in hoeverre Nederland een pro-actieve rol wil spelen (eigen ontwikkeling) of reactief (aansluiten bij plannen in andere landen).

5

INVENTARISATIE GESCHIKTHEID EN MOGELIJKE KOSTENBESPARINGEN OFFSHORE INFRASTRUCTUUR VOOR HERGEBRUIK WATERSTOF EN/OF CO₂

Het hergebruiken van bestaande offshore infrastructuur kan op termijn significante kosten besparen. Alvorens dit toegepast kan worden, is eerst een inventarisatie nodig van welke infrastructuur geschikt is voor hergebruik in het transporteren van waterstof en/of CO₂. Zo zal niet elk platform voldoende ruimte hebben voor offshore elektrolyse of voldoende resterende levensduur hebben, en is niet elke pijpleiding geschikt voor transport van waterstof (afhankelijk van materiaal, staat en leeftijd). Het is aan te bevelen om deze inventarisatie te koppelen aan de verwachte hoeveelheid benodigde infrastructuur voor opslag van CO₂ en eventueel waterstof, evenals de verwachte productiestops van individuele gasvelden offshore. Deze inventarisatie zou zich moeten richten op zowel putten, platforms als pijpleidingen en uitgevoerd moeten worden op het niveau van individuele assets.

6

OPSTELLEN ABANDONNERINGSBELEID OFFSHORE INFRASTRUCTUUR

Momenteel is de keuze voor het al dan niet abandonneren van offshore infrastructuur aan de eigenaar van de infrastructuur, wat in de meeste gevallen commerciële partijen zijn. Dit heeft als gevolg dat er een groot risico is dat infrastructuur die later van nut kan zijn reeds voor 2030 opgeruimd zou kunnen worden. Vanwege slechte economische omstandigheden, gedreven door de lage marktprijs voor aardgas, is er een significant risico dat een groot deel van deze infrastructuur voor 2030 geabandonneerd is. Dit is met name relevant voor putten, welke dichtgestort worden met beton en tegen hoge kosten opnieuw geboord moeten worden na sluiting. Om dit te voorkomen is op korte termijn regie en beleid nodig. Dit zou met regelgeving of incentives voorkomen kunnen worden, bijvoorbeeld gekoppeld aan de voorwaarden voor afdracht van gasbaten aan overheid. Hierbij moet o.a. rekening gehouden worden met het compenseren van de kosten voor beschikbaar houden van de infrastructuur, de geschiktheid van individuele infrastructurale assets en de voorziene hoeveelheid die richting 2050 nodig zal zijn. Het is nu niet duidelijk wat de kosten voor het beschikbaar houden van infrastructuur zijn, en waar het kantelpunt ligt tussen langer openhouden en op termijn nieuwe infrastructuur aanleggen.

7

ONTWIKKELING OFFSHORE ELEKTROLYSE

Hoewel er nog geen definitieve keuze gemaakt kan worden tussen onshore en offshore elektrolyse, kan offshore elektrolyse mogelijk voordelig zijn door het verlagen van transportkosten. Hiervoor is het echter wel noodzakelijk dat meer praktijkervaring opgedaan wordt met de technologie om een beter beeld te krijgen van de technische haalbaarheid. Ook kan hiermee op de lange termijn kostenverlaging worden gerealiseerd. Verder is het aan te raden om mogelijke beperkingen op het gebied van wet- en regelgeving te inventariseren en op te lossen.

8

CREËREN MARKTOMSTANDIGHEDEN DIE OP DE LANGERE TERMIJN EEN GEZONDE EN STABIELE CASE OPLEVEREN VOOR WIND OP ZEE

Uit eerdere studies is gebleken dat het verdienmodel voor wind op zee reeds in 2030 onder druk komt te staan, wat toekomstige investeringen in de weg kan staan (AFRY, 2020). Om de eindbeelden voor 2050 te halen is het dus nodig om voor de langere termijn geschikte marktomstandigheden te creëren. Dit kan op meerdere manieren ingevuld worden, zoals bijvoorbeeld via tendermechanismen, vraagstimulering en directe koppeling met elektrolyse.

9

UITBREIDING AFWEGINGSKADER VOOR RUIMTELIJKE TOEWIJZING GEBIEDEN OFFSHORE ENERGIEPRODUCTIE

Op termijn zullen voor de voorziene productiecapaciteiten ruimtelijke gebieden worden aangewezen als onderdeel van het Programma Noordzee 2022-2027. In het geval van offshore wind kan het afwegingskader voor deze gebieden uitgebreid worden van een kader op basis van LCOE naar een kader op basis van systeemkosten en baten. Hierdoor kan rekening gehouden worden met keuzes uit de visievorming tussen technische en economische optimalisatie. Technische optimalisatie voorziet een hogere beplantingsdichtheid, wat resulteert in een hogere totale opbrengst of lager benodigd ruimtegebruik (ca. 10 MW/km²) maar kan leiden tot hogere kosten. Economische optimalisatie gaat uit van een lagere beplantingsdichtheid om de LCOE van wind op zee zo laag mogelijk te houden (ca. 6 MW/km²), wat productie uit Nederland competitiever maakt maar meer ruimte vereist. Voor innovatieve technologieën is deze aanwijzing afhankelijk van de mogelijkheid om de noodzakelijke ruimte te combineren met offshore wind of andere gebruiksfuncties.

10

RESERVERING RUIMTE VOOR OFFSHORE CORRIDORS

Aangezien er nog geen optimale verhouding tussen de hoeveelheid offshore transport met elektriciteit en waterstof bekend is, is het van belang dat er geen lock-in ontstaat door een gebrek aan offshore ruimte voor infrastructuur. Het is dan ook aan te raden om offshore voldoende ruimte te reserveren voor zowel transport met elektriciteitskabels als waterstofpijpleidingen. Hierbij kan ook geëvalueerd worden of de veiligheidszone tussen offshore kabels eventueel ingeperkt kan worden in de toekomst.

11

VOORKOMEN LOCK-INS VANUIT BEPERKTE KAVELGROOTTE

Zorg bij de aanwijzing voor ruimte voor wind op zee en de bijbehorende bepaling van offshore kavels voor voldoende schaalgrootte voor zelfstandige business cases voor transport met elektriciteit of waterstof. Dit houdt voor kavels die later ontwikkeld worden de opties open met betrekking tot transport van elektriciteit en waterstof, in plaats van een lock-in te creëren op de infrastructuur die voor de eerste kavels wordt aangelegd.

12

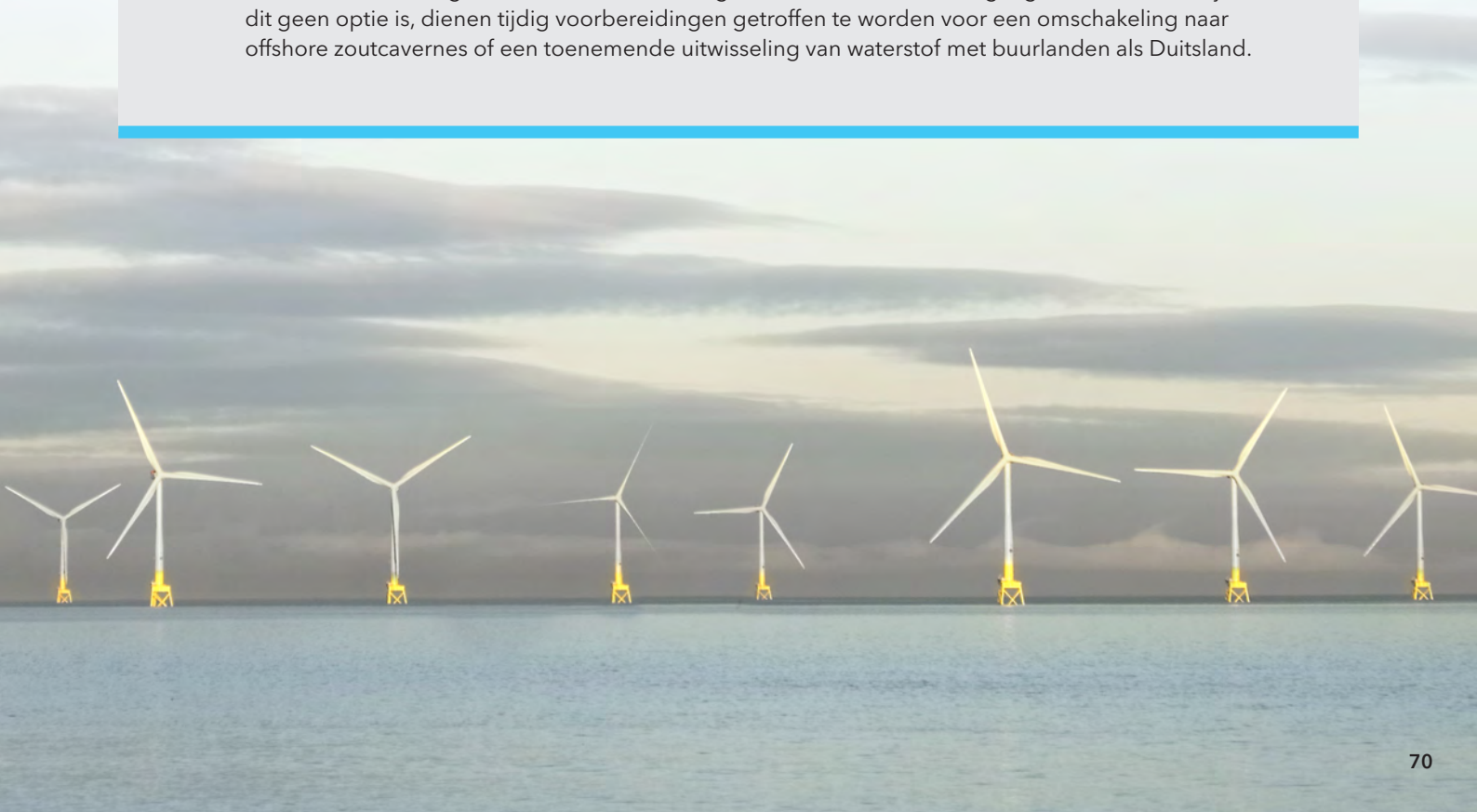
TOESTAAN OFFSHORE CABLE POOLING VOOR DRIJVENDE ZON-PV

Cable pooling (het gezamenlijk benutten van een kabel door meerdere vormen van productie) is noodzakelijk voor drijvende zon-PV wanneer dit gebruikt wordt voor het optimaal benutten van infrastructuur van wind op zee. Ook kan het de totale infrastructuurkosten verlagen, wat het verdienmodel van drijvende zon-PV verbetert. Zonder cable pooling zullen de kosten van infrastructuur op de korte termijn naar verwachting te hoog zijn voor succesvolle business cases van drijvende zon-PV in windgebieden. Het faciliteren van cable pooling maakt het realiseren van offshore drijvende zon-PV als een onderdeel van de toekomstige energievoorziening mogelijk.

13

FACILITEREN UITBREIDING CAPACITEIT OPSLAG WATERSTOF ONSHORE

Het maken van een keuze tussen onshore of offshore opslag van waterstof heeft een effect op de rol van de Noordzee in de energietransitie. Onshore opslag van waterstof lijkt economisch voordeliger dan offshore. Om richting 2050 voldoende capaciteit beschikbaar te hebben, kan het voor 2030 reeds nodig zijn om de benodigde capaciteit in te schatten en de ontsluiting hiervan te plannen en voorbereiden. Dit kan in eerste instanties in zoutcavernes. Afhankelijk van het tempo van ontwikkeling van waterstofproductie, zou de capaciteit van zoutcavernes onshore rond 2035 reeds onvoldoende kunnen blijken. Onderzoek naar de geschiktheid van onshore gasvelden is reeds aan de gang. Indien hieruit blijkt dat dit geen optie is, dienen tijdig voorbereidingen getroffen te worden voor een omschakeling naar offshore zoutcavernes of een toenemende uitwisseling van waterstof met buurlanden als Duitsland.



6.2.1.2 Mogelijke lock-ins

Mogelijke lock-ins zijn keuzes voor bepaalde technologieën die niet in beide scenario's noodzakelijk zijn en ten koste kunnen gaan van alternatieven. Merk op dat een lock-in niet persé een situatie is die voorkomen dient te worden. Hierbij zal van tevoren bepaald moeten worden in hoeverre ze wenselijk zijn, waarbij deze keuzes afgewogen moeten worden tegen alternatieven. In lijn met paragraaf 6.2.1.1 is ook deze collectie van acties en keuzes gesorteerd op basis van volgorde van impact en impact.

1. Uitrol internationale infrastructuur en opzet markt CO₂

Indien gekozen wordt voor een actieve inzet op de import van CO₂, zal infrastructuur beschikbaar gemaakt moeten worden. Indien deze infrastructuur publiek is, zal dit gecombineerd moeten worden met een marktmechanisme. Voor CO₂ kan dit met pijpleidingen of het faciliteren van CO₂ import per schip. Het stimuleren van een internationale markt en internationale infrastructuur voor CO₂ kan een lock-in creëren op CO₂ opslag gedurende de afschrijvingstermijn of operationele levensduur van de CO₂ infrastructuur.

2. Binnenlandse gaswinning vanaf de Noordzee

In de scenario's is het uitgangspunt dat gaswinning op de Noordzee naar 0 PJ gaat, terwijl een beperkte vraag naar (groen)gas blijft bestaan. Hiermee wordt de toepassing van binnenlands aardgas en aardgasproducten als blauwe waterstof uitgesloten. Alternatief kan gekozen worden voor een doorlopende rol van aardgas en het stimuleren van exploratie van- en boringen naar aardgas op de Noordzee. De grootschalige toepassing van blauwe waterstof op land kan echter groene waterstof uit de markt kunnen houden en een lock-in creëren op CCS.

3. Beleid op versneld doorlopen van fase 2 van de innovatiecyclus voor drijvende zon-PV en aquatische biomassa en fase 1 voor Airborne Wind Energy

Beleid op het gebied van innovatieve technologieën speelt pas een rol na een actieve keuze voor bepaalde technologieën. Hierbij kan een mogelijke lock-in ontstaan, aangezien een aantal van deze technologieën met elkaar concurreren op het gebied van ruimte. Bij een keuze voor een actieve rol voor één of meerdere van deze technologieën kan gekozen worden voor het versneld doorlopen van onderzoeksfases, zoals bijvoorbeeld door het beschikbaar stellen van (additionele) fondsen voor onderzoek, pilots en demonstraties en het stimuleren van internationale samenwerking.

6.2.2 KEUZES EN TRANSACTIES NA 2030

Ook na de start van de scope van de NEO in 2030 zal beleid gemaakt moeten worden. Het belangrijkste hierbij zal zijn om periodiek te evalueren hoe de realiteit zich ontwikkeld heeft ten opzichte van de plannen die uiteen-

gezet zijn in de visie op de Noordzee die voor 2030 opgesteld is. Hierin kan bijvoorbeeld worden bekeken of het groeitempo van innovatieve technologieën in lijn is met verwachtingen, of de verwachte kostendalingen van de verschillende technologieën gerealiseerd zijn en of toekomstpaden dan wel eindbeelden bijgesteld dienen te worden. Het is aan te raden dit te bundelen in publieke rapportages, bijvoorbeeld in de vorm van een voortgangsmonitor voor de ontwikkeling op de Noordzee. De periodiciteit van deze voortgangsmonitor kan in een later stadium bepaald worden, maar het kan wenselijk zijn om hiermee aan te sluiten op het Programma Noordzee en andere programma's met betrekking op ruimtelijke planning op zee of land.

Naast deze periodieke monitoring en bijsturing zijn er nog een aantal keuzes die later in de tijd genomen kunnen worden, om inpassing van productie op de Noordzee ook in de latere delen van de periode 2030-2050 goed te laten verlopen. Onderstaande lijst is wederom gesorteerd op basis van volgorde van impact, waarbij de precieze timing afhankelijk zal zijn van de scenario's en gehanteerde visie.

1. Uitvoeren inventarisatie mogelijke overlap tussen opslag waterstof en CO₂ in offshore gasvelden, inclusief afwegingskader toewijzing offshore infrastructuur & gasvelden

De verwachte concurrentie in opslagcapaciteit en infrastructuur tussen waterstof en CO₂ is naar verwachting beperkt, en zou de opslagcapaciteit onshore (mits gasvelden bruikbaar blijken) voldoende moeten zijn voor het voldoen aan de verwachte behoefte aan waterstofopslag. Dit zal echter afhankelijk zijn van de totale opslagbehoefte, die nog in kaart gebracht wordt. Indien hierbij geïdentificeerd wordt dat de opslagcapaciteit onshore niet voldoende is, of als opslag van waterstof offshore economisch interessant wordt, dient op termijn een afwegingskader opgesteld te worden voor de toewijzing van offshore gasvelden en infrastructuur aan waterstof en CO₂.

2. Beleid op versnelde opschaling drijvende zon-PV en aquatische biomassa

Naar verwachting zullen drijvende zon-PV en aquatische biomassa rond 2035 gereed zijn voor opschaling. Een evaluatie van de voorziene rol voor beide technologieën in de energievoorziening zou hieraan voorafgaande gepland moeten worden, aan de hand waarvan bepaald kan worden of versnelde opschaling gewenst is t.o.v. natuurlijke ontwikkeling. De gewenste hoeveelheid van deze technologieën is afhankelijk van de visie op de elektriciteitsvoorziening, zoals toegelicht in paragraaf 6.1.3.1. Indien opschaling van innovatieve technologieën gewenst is, kan besloten worden om over te gaan op beleidswijzigingen zoals het toewijzen van (additionele) subsidies en het stroomlijnen van processen omtrent het verkrijgen van vergunningen en een ruimtelijke toewijzing.

3. Verlagen ruimtelijke voetafdruk offshore transport-verbindingen

Vanaf 2035 kunnen, in het geval van een maximalisatie van offshore transport middels elektriciteit, op nationale schaal beperkingen gaan ontstaan op het gebied van de beschikbare ruimte voor kabelcorridors. Voor dit moment aanbreekt zouden keuzes gemaakt kunnen worden om de ruimtelijke voetafdruk offshore te verlagen, bijvoorbeeld middels een aanpassing in het beleid omtrent de noodzakelijke ruimte tussen kabels. In hoeverre dit nodig zal zijn zal ook afhankelijk zijn van de technologische ontwikkeling van kabelcapaciteiten en spanningsniveaus.

4. Beleid op versneld doorlopen van fase 2 van de innovatiecyclus voor Airborne Wind Energy

De overwegingen die van toepassing waren op het versneld doorlopen van fase 2 van de innovatiecyclus voor drijvende zon-PV en aquatische biomassa zijn ook van toepassing op Airborne Wind Energy in de periode 2035-2040, waarbij gekozen kan worden voor versneling middels additionele fondsen en verbeterde internationale samenwerking.

5. Beleid op versnelde opschaling Airborne Wind Energy

De overwegingen die van toepassing waren op het versneld opschalen van drijvende zon-PV en aquatische biomassa zijn ook van toepassing op Airborne Wind Energy in de periode 2040-2045, waarbij gekozen kan worden voor versnelling middels (additionele) subsidies en het stroomlijnen van processen.

6.3 Reflectie buitenland

De ontwikkelingen in het Nederlandse energiesysteem moeten gezien worden in een bredere internationale context. Zo hebben globaal 195 landen zich gecommitteerd aan de klimaatdoelstellingen van Parijs, waarbij de plannen die elk land gemaakt heeft of gaat maken mogelijk effect kunnen hebben op Nederland. Het is dan ook van belang om flexibel te blijven in de Nederlandse aanpak, om op deze ontwikkelingen in te kunnen blijven spelen. Over het algemeen kunnen bij het reflecteren op buitenlandse plannen drie niveaus worden onderscheiden:

NOORDWEST-EUROPESE SCHAAL (omgeving Noordzee)	EUROPESE SCHAAL	MONDIALE SCHAAL
--	-----------------	-----------------

Landen binnen Noordwest-Europa zijn verbonden via de Noordzee, waarbij de landen in verschillende mate gebruik maken van de Noordzee. Zo zijn er in Denemarken plannen om actief een surplus aan duurzame elektriciteit te produceren, met als doelstelling om dit te verkopen aan omliggende landen. Ook start Denemarken reeds met de aanleg van twee energiehub's op eilanden in de Noordzee. Aan de andere kant zijn er ook landen die in mindere mate gebruik kunnen maken van de Noordzee door een relatief kleine kustlijn, zoals Duitsland en België. Op de Nederlandse Noordzee is ruimte beschikbaar om, net als Denemarken, een surplus aan elektriciteit te produceren voor export.



Ook bestaat in de Nederlandse Noordzee de mogelijkheid om, net als Denemarken, energiehubs te bouwen. Gezien de beperkte kustlijn in landen als België en Duitsland en de behoefte aan hernieuwbare energie bestaat de mogelijkheid om relatief goedkoop elektriciteit op te wekken en te exporteren. De belangrijke afweging die hierbij gemaakt moet worden is of Nederland zich hierbij in een positie bevindt om dit economisch concurrerend te doen, of dat het beter is om aan te haken bij de ontwikkelingen in het buitenland. Indien Nederland dit concurrerend kan doen, kan het een aanleiding zijn om de productiedoelstelling vanaf de Noordzee te verhogen. Indien het in andere landen goedkoper kan, kan dit een reden zijn om de productiedoelstelling te verlagen. Dit zal invloed hebben op de benodigde internationale transportcapaciteit.

Wanneer gekeken wordt naar Europa als geheel, is te zien dat naar verwachting met name ingezet wordt op elektrificatie, met een verwacht aandeel elektriciteit van 50% van de energievraag in 2050 (Europese Commissie, 2020a). Voor veel landen in Europa is kosteneffectieve productie van groene waterstof een lastige opgave, aangezien de toegang tot wind op zee beperkt is wat de beschikbaarheid van groene stroom met voldoende vollasturen voor elektrolyse beperkt. Desondanks verwacht de EU binnen Europa in 2030 reeds 40 GW aan elektrolyse (Europese Commissie, 2020b), waarvan een groot deel in kustgebieden. Met een doelstelling van 3-4 GW en een nog hogere capaciteit in de plannen kan Nederland reeds vanaf 2030 een significant aandeel van deze Europese doelstelling invullen. Ook zijn er verschillende plannen voor transnationale infrastructuur om de geproduceerde waterstof binnen Europa te transporteren. Het is momenteel nog onbekend in hoeverre deze plannen gerealiseerd gaan worden en wat het effect zal worden op de internationale vraag, maar indien deze ontwikkelingen grootschalige vraag naar waterstof in Europa ontsluiten bevindt Nederland zich in een goede positie om een belangrijke rol te gaan spelen in het vervullen van deze vraag. In dit geval kan het economisch voordelig zijn om de productiedoelstelling vanaf de Noordzee te verhogen.

Indien er een internationale markt binnen Europa ontstaat, zal vervolgens ook het risico ontstaan op globale concurrentie. Dit kan leiden tot het globaliseren van de markt, zoals dit ook bij olie en LNG het geval is. De mogelijkheid bestaat dat op termijn waterstof goedkoper geproduceerd kan worden geproduceerd in landen met een lage LCOE, bijvoorbeeld uit zonne-energie in Afrika en het Midden-Oosten of uit geothermie in IJsland (IEA, 2019) (Agora Energiewende, 2017). Indien hier op grote schaal waterstof geproduceerd en geëxporteerd gaat worden, kan dit het verdienmodel van elektrolyse in Nederland onder druk zetten en de behoefte aan offshore wind beperken. In dit geval kan het beter zijn om de productiedoelstelling vanaf de Noordzee te verlagen.



Wanneer deze situatie optreedt kan eventuele internationale infrastructuur vervolgens alsnog ingezet worden voor de doorvoer van geïmporteerde waterstof, waardoor Nederland voor waterstof mogelijk een vergelijkbare internationale rol kan gaan spelen als momenteel bij olie.

In conclusie is het aan te raden om bij het zetten van productiedoelstellingen op de Noordzee rekening te houden met internationale ontwikkelingen. Daarbij dient rekening gehouden te worden met het feit dat deze ontwikkelingen niet altijd gelijktijdig zullen verlopen. Discussies over overproductie voor export en het koppelen van elektriciteitsnetten offshore lopen reeds en zullen al voor 2030 relevant worden. Het ontstaan van een Europese markt voor waterstof kan kort na 2030 relevant worden, wanneer nationale backbones uitgerold zijn en gekoppeld kunnen gaan worden. Mondiale concurrentie op het gebied van waterstofaanbod zal waarschijnlijk volgen op het ontstaan van internationale vraag, zoals de Europese markt, en mogelijk pas later in de periode 2030-2050 van toepassing worden. Het is dan ook van belang om ook hierbij het langetermijnperspectief in ogenschouw te nemen, en mogelijke baten op korte termijn af te blijven wegen tegen risico's op de langere termijn.

REFERENTIES

- AFRY. (2020). The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind.
- Agora Energiewende. (2017). The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.
- Algemene Rekenkamer. (2018). Focus op Kosten Windenergie op Zee.
- Ampyx Power. (n.d.). Retrieved 06 2020, from <https://www.ampyxpower.com/>
- At Osborne, Witteveen & Bos, Panteia. (2018). Buisleidingen in Nederland: een marktverkenning.
- Berenschot & Kalavasta. (2020). Klimaatneutrale energiescenario's 2050: Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2017). Offshore Wind Energy Act (WindSeeG).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020a). Die Nationale Wasserstoffstrategie. BMWi.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020b). Securing a global leadership role on hydrogen.
- Bureau Waardenburg. (2019). Effects of turbine collision mortality on population dynamics of 12 bird species.
- CBS. (2018). Hernieuwbare Energie in Nederland.
- CE Delft, De Gemeynt. (2018). Routekaart CCS.
- Danish Energy Agency. (2019). National Energy and Climate Plan for the period 2020-2030.
- Deltares. (2019). Verkenning Toekomstig Medegebruik Windparken.
- DNV GL. (2018a). Power-to-Hydrogen IJmuiden Ver.
- DNV GL. (2018b). Technologiebeoordeling van groene waterstofproductie.
- DNV GL. (2020). Taskforce Infrastructuur Klimaatpakket Industrie - Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1.
- EBN & Gasunie. (2017). Transport en opslag van CO₂ in Nederland.
- EBN. (2019). Focus 2019; Energie in Beweging.
- ECN. (2018). Optimal wind farm power density analysis for future offshore wind farms.
- ECN & TNO. (2019). Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands.
- Energinet.dk. (2018). Note on technology costs for offshore wind farms and the background for updating CAPEX and OPEX in the technology catalogue datasheets.
- European Commission Joint Research Centre. (2013). The JRC-EU-TIMES model.
- European Union. (2019). The EU Blue Economy Report 2019.
- Europese Commissie. (2009). Renewable Energy Directive 2009/28/EG.
- Europese Commissie. (2019). Europese Green Deal.
- Europese Commissie. (2020a). Energie voor een klimaatneutrale economie: een EU-strategie voor een geïntegreerd energiesysteem. COM(2020) 299 final, Brussel.
- Europese Commissie. (2020b). Een waterstofstrategie voor een klimaatneutraal Europa. Brussel.
- Europese Commissie. (2020c). Blue Growth Strategy. Retrieved from https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/policy/blue_growth_en
- Hans Böhm, A. Z. (2018). Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization - Report on experience curves and economies of.
- HCSS. (2020). The deteriorating outlook for Dutch small natural gas fields.
- Hekkert, M. (2010). De innovatiemotor, het versnellen van baanbrekende innovaties.
- Hub, N. W. (n.d.). Northsea Energy. Retrieved from https://north-sea-energy.eu/static/dd217f3761ca7756606997d48a0f5b5a/FINAL-NSE3_D3.8-Final-report-on-the-techno-economic-environmental-and-legal-assessment-of-offshore-energy-islands.pdf Appendix H: QuickScan environmental and ecological challenges for dev
- Hydrogen Council. (2020). Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective.
- IEA. (2019). The Future of Hydrogen.
- IRENA. (2019a). Future of solar photovoltaics.
- IRENA. (2019b). Future of Wind.
- ISPT. (2020). Integration of Hydrohub GigaWatt Electrolysis Facilities in Five Industrial Regions in The Netherlands.
- Min. BZK. (2019). Ontwerp Nationale Omgevingsvisie.
- Klimaat Energie Ruimte. (2018). Ruimtelijke verkenning energie en klimaat. ISBN: 978-90-82856-0-2.
- Min. EZK. (2014, 10 20). Memorie van toelichting - Regels omtrent windenergie op zee (Wet windenergie op zee). Retrieved 5 11, 2020, from <https://www.parlementairemonitor.nl/9353000/1/j9vvi5epmj1ey0/vjo6f5nbodsr>
- Min. EZK. (2018). Kamerbrief over gaswinning uit kleine velden.
- Min. EZK. (2019). Klimaatpakket. Retrieved 5 11, 2020, from <https://www.klimaatpakket.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatpakket>
- Min. EZK. (2019). Voortgang uitvoering routekaart windenergie op zee 2030.
- Min. EZK. (2020). Energiesamenwerking Denemarken en statistische overdracht.
- Min. EZK. (2020a). Kamerbrief Energiesamenwerking Denemarken en statistische overdracht.

Min. EZK. (2020b). Kabinetsvisiewaterstof.

Min. EZK. (2020c). Kabinetsbrief over voortgang SDE++ en eerste openstelling SDE++ 2020 (07-02-2020)

Min. EZK. (2020d). Kamerbrief Routekaart Windenergie op Zee 2030.

Min. EZK. (2020e). Klimaatplan 2021-2030. Retrieved 5 11, 2020, from <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/beleidsnotas/2020/04/24/klimaatplan-2021-2030>

Min. EZK. (2020f). Klimaatwet. (Overheid) Retrieved 05 11, 2020, from <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042394/2020-01-01>

Min. EZK. (2020g). Startnotitie Programma Energiehoofdstructuur.

Min. IenW. (2014). Noordzee 2050 Gebiedsagenda.

Min. IenW. (2015). Nationaal Waterplan 2016 - 2021.

Min. IenW. (2019). Adviesrapport Verkenning Noordzeestrategie 2030.

Navigant. (2020). Integration routes. Utrecht.

NLOG. (2020). Productie en injectie data. Retrieved 06 2020, from <https://www.nlog.nl/productie-en-injectie-data>

Noordzeeloket. (2015). Beleidsnota Noordzee 2016 - 2021.

Noordzeeloket. (2020a). Functies en gebruik. Retrieved 06 2020, from <https://www.noordzeeloket.nl/functies-gebruik/>

Noordzeeloket. (2020b). Documenten van het WOZEP. Retrieved 06 2020, from <https://www.noordzeeloket.nl/functies-gebruik/windenergie-zee/ecologie/wind-zee-ecologisch/documenten-wozep-0/>

North Sea Energy. (2020). North Sea Energy Offshore Energy Islands - Deliverable D3.8.

North Sea Energy. (2020a). D1.5 Aligning NSE3 with the CCUS roadmap.

North Sea Energy. (2020b). Energy transport and energy carriers.

North Sea Energy Offshore System Integration. (2020). Unlocking potential of the North Sea (embargo).

North Sea Wind Power Hub. (2019). Horizon 2050.

NREL. (2018). 2017 Algae Harmonization Study: Evaluating the Potential for Future Algal Biofuel Costs, Sustainability and Resource Assessment from Harmonized Modeling.

NSEC. (2020). North Sea Energy Cooperation. Retrieved from North Sea Energy Cooperation: https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/high-level-groups/north-seas-energy-cooperation_en

P. Härtela et al. (2017). Review of investment model cost parameters for VSC HVDC transmission infrastructure.

PBL. (2019). Klimaat- en Energieverkenning 2019.

PBL. (2020). Decarbonisation options for the Dutch offshore natural gas industry.

POSAD/Generation Energy. (2020). Ruimtelijke uitwerking Energiescenarios.

PosHydon. (2020). PosHydon. Retrieved from PosHydon: <https://www.rvo.nl/actueel/praktijkverhalen/poshydon-eerste-pilot-voor-groene-waterstofproductie-op-zee>

PROMOTioN (2020). PROMOTioN. Retrieved from PROMOTioN: <http://www.promotion-offshore.net/>

Rijksoverheid. (n.d.). Kaart windenergie op zee. Retrieved 06 2020, from <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/publicaties/2019/06/27/kaart-windenergie-op-zee>

RVO. (2020, 8 21). Nederlandse windparken op Noordzee. Retrieved from <https://www.rvo.nl/file/nederlandse-windparken-op-de-noordzee>

Stichting Noordzeeboerderij. (2020). <https://www.noordzeeboerderij.nl/>. Retrieved 06 2020

Taakgroep Innovatie. (2019). Innoveren met een missie - Integrale kennis- en innovatieagenda voor klimaat en energie.

TenneT. (2020). TenneT. Retrieved from <http://www.tennet.eu>

Thorbergsson, E. (2012). Conceptual Gas Turbine Modelling for Oxy-fuel Power Cycles. Chalmers University of Technology.

TKI Nieuw Gas. (2018). Contouren van een Routekaart Waterstof.

TKI Wind op Zee. (2019). Employment analysis (2019-2023) of various fields of activities in the Dutch offshore wind sector.

TNO. (2018). Ondergrondse Opslag in Nederland: Technische verkenning.

United Nations. (2015). The Paris Agreement. Retrieved 5 11, 2020, from <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

WindEurope. (2020a). Offshore wind in Europe, Key trends and statistics 2019.

WindEurope. (2020b). Data and Analysis - Statistics. Retrieved from <http://www.windeurope.org/windopzee.nl>. (n.d.).

Hoeveel ruimte. Retrieved 06 2020, from <https://windopzee.nl/onderwerpen-0/wind-zee/hoeveel-ruimte/>

Witteveen & Bos, CE Delft. (2019). Perspectieven elektriciteit uit water. Nationaal potentieel voor 2030 en 2050.

World Bank. (2018). Floating Solar Market Report.

World Bank. (2019). Where Sun Meets Water, Floating Solar Market Report.

World Energy Council. (2014). The benefits of coordination.

Zappa, W. (2018). Analysing the potential of integrating wind and solar power in europe using spatial optimisation under various scenarios. Renewable and Sustainable Energy Reviews (Elsevier), 94, 1192-1216.

APPENDICES

APPENDIX A1 - TECHNOLOGIE EN INNOVATIEVE TECHNOLOGIE PARAMETERS

- A1.1 Factsheets
- A1.2 Economische verkenning productietechnologieën

APPENDIX A2 - SYSTEEMINTEGRATIE PARAMETERS

- A2.1 Conversie en transport
- A2.2 Opslag



APPENDIX A1 - TECHNOLOGIE EN INNOVATIEVE TECHNOLOGIE PARAMETERS

Deze Appendix geeft een verdiepend inzicht in de verschillende technologieën en innovatieve technologieën die aan bod komen bij de NEO. Hiervoor worden in Appendix A1.1 per technologie aparte factsheets opgesteld. Deze factsheets beschrijven de context van de (innovatieve) technologie, vermelden kentallen op het gebied van o.a. CO₂-besparing, kosten en ruimtegebruik en schetsen het toekomstpad. De haalbaarheid en rol van de innovatieve technologieën in het toekomstpad wordt inzichtelijk gemaakt door een innovatieve technologie systeemanalyse. Bepalend hiervoor zijn met name de stakeholders/actoren, omgevingsfactoren en economisch potentieel. Deze factoren worden derhalve voor iedere innovatieve technologie geanalyseerd. Appendix A1.1 fungeert met name als achtergrond van de hoofdstukken 3 en 4.

Behalve innovatieve technologieën is er ook sprake van incrementele innovatie. Wind op zee is nog steeds een relatief jonge technologie waarbij de komende decennia belangrijke innovaties zullen plaatsvinden. Enkele technologische voorbeelden (zonder compleet te zijn):

Opschaling van offshore windturbines wat geleid heeft tot lagere investeringskosten en onderhoudskosten	Nieuwe installatie en transportmiddelen voor een veiliger en efficiënter transport	Toepassing van drijvende funderingen die windenergie ook in diepe zeeën mogelijk maakt	Aanpassingen aan de elektrische aansluiting op hogere spanning die ervoor zorgt dat minder kabels nodig zijn
---	--	--	--

Het is ook essentieel dat deze innovaties ook toepassing vinden bij de implementatie van projecten. Hiervoor is het nodig dat de regelgeving hier ruimte voor laat. Bij de laatste wind op zee tenders is er daarom voor gekozen om de tendereisen en zo ruim mogelijk te formuleren zodat ze ruimte laten voor toepassing van de laatste technologieontwikkelingen.

In Appendix A1.2 wordt de informatie uit de factsheets van Appendix A.1.1 gebruikt om een economische verkenning te maken van de verschillende productietechnologieën. Hierbij wordt gekeken welke economische kansen ontstaan door het uitbreiden van het geïnstalleerd vermogen wind op zee, en wat de maximale potentie van de innovatieve technologieën is. Appendix A1.2 dient ter achtergrond van hoofdstuk 5.

A1.1 Factsheets

TECHNOLOGIEËN

Wind op zee

CONTEXT

Wind op zee (WoZ) wordt gebruikt om elektriciteit op te wekken, dat vervolgens in het Nederlandse elektriciteitsnet wordt gevoed. Wind op zee is een volwassen technologie en wordt wereldwijd toegepast.

Het Nederlandse deel van de Noordzee telt momenteel vier windparken: Egmond aan Zee, Prinses Amalia, Luchterduinen en Gemini met een totaal geïnstalleerd vermogen van 957 MW. Het eerste windpark Egmond aan Zee werd al in 2007 in bedrijf genomen.

Momenteel worden de windparken Borssele I - V gebouwd (totaal 1.500 MW). De bouw van de windparken zal in 2020 zijn voltooid. Windparken Hollandse Kust (zuid) I - IV (totaal 1.520 MW) zijn subsidieeloos getenderd en komen in 2022 gereed. Windpark Hollandse Kust (noord) (759 MW) is in 2020 getenderd (eveneens subsidievrij) (Min. EZK, 2019). Onderstaande tabel geeft een overzicht van de windparken die op de Noordzee tot 2030 worden gerealiseerd (Min. EZK, 2019).

WINDPARK GEBIED	VERMOGEN GEBIED (MW)	OPLEVERINGS- JAAR
Egmond aan Zee	108	2007 ¹
Prinses Amalia	120	2008 ¹
Luchterduinen	129	2015
Gemini	600	2016
Borssele	1.503	2020
Hollandse Kust (zuid)	1.520	2022
Hollandse Kust (noord)	759	2023
Hollandse Kust (west)	1.400 ²	2025
Ten noorden van de Waddeneilanden	700 ²	2026
IJmuiden Ver	4.000 ²	2030
TOTAAL 2030	10.839²	2030
	957 MW bestaand, ca. 9.882 MW nog te realiseren (RVO, 2020)	

¹ Economische overwegingen zullen bepalen of er voor dit park na afloop van de SDE subsidie periode gekozen wordt voor levensduurverlenging, re-powering of decommissioning

² Mogelijk nog te corrigeren voor overplanting

INDICATOR		KENTAL
TRL	2030	9
	2050	9
CO ₂ besparing	(ktonCO ₂ /MW)	0,35 (CBS, 2018)
Kosten 2030	(MEUR/MW) en	0,8-0,9 (Algemene Rekenkamer, 2018)
	LCOE	Mondiaal 44-80 EUR/MWh (IRENA, 2019b) echter door unieke omstandigheden van NCP (ondiep, relatief korte afstand tot de kust, gunstige windcondities) is een lagere prijs in Nederland mogelijk, vergelijkbaar met de verwachting in Denemarken van 40-50 EUR/MWh (Energinet.dk, 2018)
Ontwikkeling kosten	Drivers	De kostprijs per kWh van het windpark Hollandse Kust (zuid) I-II (2018) is in vergelijking met windpark Gemini (2009) met 75% gedaald. (Algemene Rekenkamer, 2018)
Kosten 2050	LCOE	Mondiaal 27-62 EUR/kWh (IRENA, 2019b). Voor de Noordzee is een ondergrens aangehouden van 30 EUR/MWh (Energinet.dk, 2018)
Stakeholders/actoren		Een breed scala aan grote internationale bedrijven is betrokken bij de ontwikkeling van wind op zee. Hierdoor is een grote hoeveelheid kapitaal beschikbaar, wat een positief vooruitzicht biedt voor het behalen van toekomstige productiedoelstellingen.
Omgevingsfactoren	Ruimtelijke impact (km ² /MW)	0,14 (1600 km ² voor 11,5 GW) (windopzee.nl, sd)
	Economische kansen	Constructie van grote hoeveelheden WoZ brengt potentieel werkgelegenheid in de Nederlandse offshore sector en havens. Zo is voor de aanleg van windparken tot 2023 naar verwachting 2.500 FTE nodig, en voor de operationele fase een additionele 320 FTE (TKI Wind op Zee, 2019). Dit zal naar verwachting verder toenemen in het

Aangezien de ontwikkeling van WoZ als benchmark gebruikt wordt bij het inschatten van toekomstpaden van innovatieve technologieën, staat hieronder het toekomstpad aangegeven.

TOEKOMSPAD

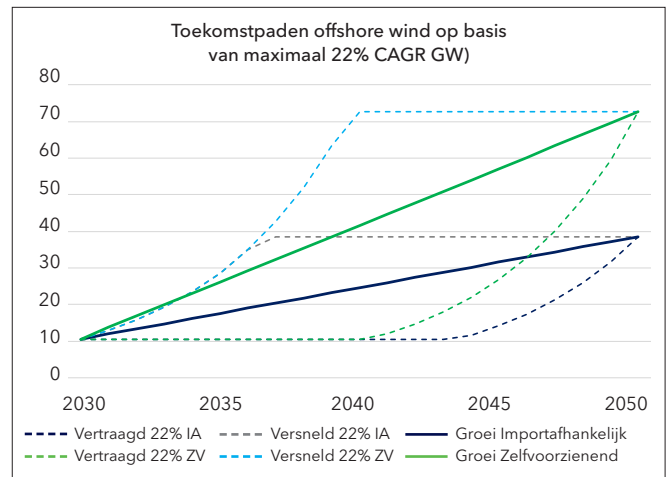
In de periode 2009-2019 is de gemiddelde groei in Europa van de wind op zee capaciteit 22% (WindEurope, Data and Analysis - Statistics, 2020b) (Compound Annual Growth Rate CAGR) geweest. IRENA geeft voor de periode 2020-2050 een mondiale CAGR van 11,5% voor wind op zee. Voor de IA en ZV doelstellingen is een CAGR van 6,5% en 9,5% nodig, dit valt binnen de IRENA inschattingen (IRENA, 2019b). Dit moet dan wel kunnen worden gerealiseerd door de marktpartijen en gefaciliteerd door de regelgeving. Bij een lineaire capaciteitsopbouw is voor de uitbouw tot 38 GW in 2050 1.400 MW/jaar en voor 72 GW 3.100 MW/jaar extra capaciteit benodigd.

De huidige installatiesnelheid werd 10 jaar geleden niet algemeen als realistisch beschouwd. De markt heeft echter aangetoond dat ze in staat is om snel op markt- en beleidsontwikkelingen in te kunnen spelen. Ook is er vanuit een aantal marktspelers de roep naar (veel) grotere tenders. De daarbij horende industrialisatie van de volledige toeleveringsketen zou ook tot verdere kostprijsverlaging leiden. De 5-jaar periode van elk jaar 700 MW (2x350 MW) tenders in Nederland is daarnaast ook nog met een sneller dan verwachte kostprijzdaling gepaard gegaan. De ontwikkelingen binnen WoZ staan niet stil, en er moet, én kan, ook nog heel veel gedaan worden om de LCOE te verlagen. In het IKIA en MMIP 1 zijn de reeds bekende knelpunten, kostprijs, systeemintegratie en ruimte, al geagendeerd.

KEUZES EN MOGELIJKHEDEN

De scenario's Importafhankelijk en Zelfvoorzienend laten een groei zien van 28 tot 62 GW in een periode van 20 jaar. Dit komt overeen met een groei van 1,4-3,1 GW per jaar, hetgeen een verdubbeling tot verviervoudiging betreft van de huidige groei van offshore windenergie (momenteel 0,7 GW per jaar). Over de periode 2020-2030 wordt gemiddeld een groeiratio van 27% behaald, of lineair ~1000 MW/jaar. Met een turbinegrootte van meer dan 10 MW betekent een jaarlijkse groei van 3,1 GW dat er 310 turbines per jaar geplaatst zullen worden, een tempo dat bij de bouw van de huidige parken in Nederland al wordt bereikt. De totale groeiratio tot 2050 ligt in beide scenario's onder de 10%, wat ruim onder de historische groeiratio van 22% voor wind op zee ligt (WindEurope, Offshore wind in Europe, Key trends and statistics 2019, 2020a).

	CAPACITEITS-GROEI (GW/JAAR)	GROEIRATIO
Groei Importafhankelijk (GW/jaar)	1,4	7%
Groei Zelfvoorzienend (GW/jaar)	3,1	10%
Groeiratio 2009-2019	01,0	22%
Groeiratio 2020-2030	0,97	27%



Figuur A1-1 Mogelijke toekomstpaden voor de scenario's en maximale benutting op basis van gemiddeld 22% jaarlijkse groei

TABEL A1-1 OVERZICHT ONTWIKKELTEMPO'S VAN SCENARIO'S EN MAXIMALE BENUTTING

De verschillende mogelijke paden die gekozen kunnen worden op basis van een groeiratio van 22% staan weergegeven in figuur A1-1. De term versneld in deze figuur refereert aan het perspectief dat het einddoel zo snel mogelijk gehaald moet worden door vanaf 2030 te starten met een groeiratio van 22%, waarna een plateau in capaciteit ontstaat. De term vertraagd refereert aan de keuze om zo lang mogelijk te wachten, wat mogelijk zou kunnen leiden tot lagere kosten en de mogelijkheid behoudt om in te spelen op ontwikkelingen van vraag, alvorens met 22% groeiratio naar het doel toe te werken. Gezien er in de uiteindelijk haalbare groeiratio een bepaalde mate van onzekerheid zit, is voor de analyse gebruik gemaakt van periodes van 5 jaar. Op basis van het forecasting perspectief kan het Importafhankelijke doel in 2035-2040 worden bereikt en het Zelfvoorzienende scenario in 2040-2045. Vanuit het backcasting perspectief kan in beide scenario's gewacht worden tot 2040-2045 voor het bereiken van het einddoel.

Waterstof elektrolyse

CONTEXT

Waterstof is geen energiebron, maar een energiedrager die geproduceerd moet worden uit andere bronnen. Een van de mogelijkheden hiertoe is de toepassing van elektrolyse, waarbij door middel van elektriciteit water kan worden opgesplitst in waterstof en zuurstof. De elektrisch opgewekte energie kan dan vervolgens als waterstof verder worden getransporteerd en toegepast. Doordat de elektrolyse een rendement heeft van ongeveer 75% zal een deel van de opgewekte energie omgezet worden in warmte. Deze warmte kan onshore eventueel hergebruikt kunnen worden in industriële processen of voor verwarming van gebouwde omgeving. De geproduceerde zuurstof kan ook een toepassing vinden.

Waterstof wordt momenteel gebruikt als grondstof in de industrie met name voor raffinage, chemie en kunstmestproductie. Additionele toekomstige toepassingen als grondstof en brandstof zijn:

- Hernieuwbare grondstof
- Hoge temperatuur, industriële, warmte opwekking
- Mobiliteit (weg, water)
- Ruimteverwarming gebouwde omgeving
- Synthetische brandstoffen (scheepvaart, luchtvaart)
- Als energiebuffer waar de variëteit in opwekking van hernieuwbare elektriciteit, en de daaropvolgende druk op het elektriciteitsnet kan worden opgevangen door omzetting van elektriciteit in waterstof
- Als energiedrager voor elektriciteitsopwekking.

Tot 2030 zijn meerdere waterstof elektrolyse projecten gepland. Deze projecten zijn voornamelijk onshore en omvatten pilots op MW-schaal en opschaling van deze pilots naar GW-schaal. Offshore vindt momenteel de 1 MW pilot PosHYdon plaats (PosHydon, 2020). Momenteel geen actief beleid om offshore elektrolyse te ondersteunen. Wel wordt dit actief onderzocht. Aanlanding van de productie uit geplande windparken is elektrisch, offshore conversie in waterstof is tot 2030 niet aan de orde (Min. EZK, 2019), (DNV GL, 2020).

Offshore waterstof elektrolyse heeft de volgende voordelen:

- De nabijheid tot de bron van hernieuwbare elektriciteitsproductie reduceert transportkosten
- Reeds aanwezige offshore gasinfrastructuur kan worden hergebruikt. Elektrolyzers kunnen worden gebouwd op bestaande platforms, en bestaande gasleidingen naar de kust kunnen worden hergebruikt voor het transporteren van de geproduceerde waterstof.
- Ruimtelijke besparingen voor de aanlanding van wind op zee

De nadelen zijn onder andere:

- Technische complexiteit ivm corrosieve omstandigheden en benodigde ontzilting van voedingswater
- Gebrek aan mogelijkheden om gebruik te maken van restwarmte en geproduceerde zuurstof
- De kosten voor offshore zullen hoger liggen dan voor onshore, CAPEX én OPEX (DNV GL, 2018a)
- Juridische en ecologische complexiteit

Elektrolyzers kunnen ook op nieuw te creëren eilanden worden gerealiseerd.

INDICATOR		KENTAL
TRL	2030	Onshore 9, offshore 7-8
	2050	9
CO ₂ besparing	(ktonCO ₂ /MW)	1,82 (vervanging primair gebruik grijze waterstof) 0,90 (vervanging aardgas in verbranding) (DNV GL, 2020)
Kosten 2030	(MEUR/MW)	Uitgangspunt is 1,4 (TKI Nieuw Gas, 2018) (DNV GL, 2018b) met bandbreedte van 0,9-1,7 (North Sea Energy, 2020b)
Ontwikkeling kosten	(%)	De Hydrogen Council verwacht tussen 2020 en 2030 op wereldschaal een kostenreductie van 9-13% per verdubbeling van de opgestelde capaciteit in MW ten gevolge van schaalvergroting (Hydrogen Council, 2020). Op basis hiervan gaat de Kabinetsvisie Waterstof uit van een kostenreductie van groene waterstof in de orde van 50-60% in de komende tien jaar (Min. EZK, 2020b).
Stakeholders/actoren		Bij de ontwikkeling en toepassing van elektrolyse zijn een breed scala aan verschillende actoren betrokken. De interesse en het beschikbare kapitaal is breed, en vormt geen barrière in de verwachte opschaling van elektrolyse.
Omgevingsfactoren	Ruimtelijke impact (km ² /MW)	ISPT heeft bepaald dat de typische footprint circa 13-17 hectare zou zijn voor een GW elektrolyser (ISPT, 2020). Dit zou nog verder omlaag gebracht kunnen worden tot 8-10 hectare per GW.
	Economische kansen	Een potentieel significante kostenreductie door minder transportkosten en mogelijk hergebruik van offshore infrastructuur biedt kansen voor deze technologie. Bij grote uitrol van elektrolyse kan een Nederlandse positie als waterstof-hub versterken. Ook kan opgebouwde kennis mogelijk internationaal ingezet worden.

Waterstofopslag

CONTEXT

Geproduceerde waterstof kan onshore worden opgeslagen op via verschillende methodes, waarbij opslagtanks en in zoutcavernes de meest toegepaste zijn. De technologie voor zoutcavernes is internationaal reeds bewezen en de toepassing in Nederland wordt verkend bij aardgasbuffer Zuidwending. Deze opslagcapaciteit is voldoende voor de H₂ vraag en aanbod tot 2030 (DNV GL, 2020). Daarnaast zou waterstof eventueel kunnen worden opgeslagen in lege gasvelden en aquifers. De geschiktheid van lege gasvelden voor waterstofopslag wordt momenteel actief onderzocht.

Offshore is de opslagcapaciteit in lege gasvelden in kaart gebracht (TNO, 2018). Op dit moment lopen geen pilots voor het toepassen van offshore waterstofopslag, en is er geen actief beleid om offshore waterstof opslag te ondersteunen. Opslag in offshore zoutcavernes is in theorie ook mogelijk, maar logistiek complex gezien deze cavernes nog onontgonnen zijn. Hierdoor dienen deze zoutcavernes eerst geschikt gemaakt te worden (logen), en dient er een logistieke keten opricht te worden voor het verwerken van het gewonnen zout.

INDICATOR		KENTAL
TRL	2030	9 (onshore), offshore onbekend
	2050	9
CO ₂ besparing	(ktonCO ₂ /MW)	Niet bekend, afhankelijk van bedrijfswijze en gebruik van opgeslagen waterstof
Kosten 2030	(MEUR/MW)	Nog niet bekend
Ontwikkeling kosten	(%)	Nog niet bekend
Stakeholders/actoren		Betrokken partijen zijn o.a. Gasunie, EBN, TenneT en NOGEPa. Onderzoek wordt uitgevoerd door TNO en EBN in het Northsea Energy Programma.
Omgevingsfactoren	Ruimtelijke impact (km ² /MW)	Nog niet bekend maar geschat op zeer beperkt. Ruimtegebruik voornamelijk voor compressorstation, deze kan mogelijk ook onshore. Aardgasbuffer Zuidwending is circa 0,07 km ² .
	Economische kansen	Integratie met andere Noordzeelands is mogelijk (DNV GL, 2020). Uitgebreide opslagmogelijkheden kunnen de Nederlandse positie als waterstofhub versterken. Bestaande Nederlandse kennis van zoutcavernes en pilots (Hystock en Poshydron) kunnen kosten verlagen.

CO₂-opslag

CONTEXT

CO₂ kan worden afgevangen bij een breed scala aan processen, bijvoorbeeld in de industrie, bij elektriciteitsproductie of bij de productie van blauwe waterstof. Deze afgevangen CO₂ kan worden opgeslagen in lege gasvelden op de Noordzee. CO₂ opslag wordt reeds offshore toegepast in Noorwegen. Opslag in uitgeproduceerde aardgasvelden, zoals in Nederland gedaan gaat worden, is echter nog niet eerder vertoond. Opslag onder de Noordzee is de enige Nederlandse optie voor CO₂, aangezien onshore CO₂ opslag geen politiek of maatschappelijk draagvlak in Nederland heeft.

De jaarlijkse hoeveelheid CO₂-opslag die in aanmerking komt voor SDE++ is 10,2 Mton (7,2 Mton industrie en 3 Mton elektriciteit) (Min. EZK, 2020c). De CCS projecten Porthos (2023) en Athos (2027) zijn zeer concreet, met een totale opslagcapaciteit van 7,4 Mton (DNV GL, 2020). Realisatie van de verder beschikbare 2,8 Mton is nog onzeker en afhankelijk van minder concrete projecten zoals Aramis (DNV GL, 2020). Ook staat gepland om CO₂ af te vangen bij de Magnumcentrale in het H2M project. De afgevangen CO₂ zal naar verwachting naar Noorwegen verscheept worden als onderdeel van het Northern Lights project.

INDICATOR		KENTAL
TRL	2030	9
	2050	9
CO ₂ besparing 2030	(MtonCO ₂ /MW)	7,2-10,2 (DNV GL, 2020), (Min. EZK, 2020c). Hierbij is geen rekening gehouden met de benodigde energie voor het CO ₂ afvangproces.
Kosten 2030	(MEUR/Mton)	De technische kosten voor afvang, transport en opslag van CO ₂ bedragen in 2030 gezamenlijk naar verwachting 80-200 (DNV GL, 2020).
Ontwikkeling kosten	(%)	Nog niet bekend
Stakeholders/actoren		Staatsbedrijven, industrie en transport & opslag operators (o.a. EBN, Gasunie, Port of Rotterdam, Shell, Air Liquide, Air Products, Exxon Mobil, Port of Amsterdam, Tata Steel, NAM, Total, Equinor, Vattenfall)
Omgevingsfactoren	Ruimtelijke impact (km ² /MW)	Beperkt. Offshore ruimtegebruik omvat enkel het injectieplatform en bijbehorende veiligheidszone van 500 meter. Voor pijpleidingen zal naar verwachting gebruik gemaakt worden van bestaande corridors.
	Economische kansen	De beschikbaarheid van lege gasvelden voor de CO ₂ -opslag opent de mogelijkheid voor import van CO ₂ uit landen met beperkte eigen capaciteit zoals Duitsland en België (DNV GL, 2020). CO ₂ opslag een boost geven aan de werkgelegenheid in de offshore sector. Er is geen informatie beschikbaar over het verwachte aantal FTE.

Aardgasproductie

CONTEXT

Sinds het starten van olie- en gaswinning op de Noordzee in 1975 door het L10-A veld in gebruik te nemen, zijn de offshore infrastructuur en het aantal productielocaties flink gegroeid. Momenteel gebruikt de Nederlandse offshore olie- en gasindustrie uit ongeveer 161 offshore productieinstallaties (veelal platformen) op de Noordzee (EBN, 2019).

De Klimaat- en Energieverkenning 2019 schat dat de offshore aardgasproductie in 2030 ca. 11 miljard m³ zal bedragen (PBL, 2019). De officiële gegevens van het Ministerie van EZK indiceren een verwachte productie van 11,9 miljard m³, hiervan komt echter 7,8 miljard m³ uit nog te ontdekken reserves (NLOG, 2020). Een grote onzekerheidsmarge moet worden gehanteerd, en wordt onder andere veroorzaakt door de onzekerheid in de toekomstige gasprijs (maar bijvoorbeeld ook een onzeker investeringsklimaat draagt hieraan bij). Een lage gasprijs leidt tot minder investeringen in exploratie en in het eerder sluiten van nu producerende velden. EBN schat dat in 2030 nog tussen de 0 installaties (worst-case, lage gasprijs, geen exploratie) en 50 installaties (best-case, hoge gasprijs, inclusief nieuwe exploratie) operationeel zijn. Ramingen van het Hague Centre for Strategic Studies (HCSS) komen uit op offshore productie van 10 (hoog), 5 (gemiddeld) en 0 (laag) miljard m³ in 2030 (HCSS, 2020). De voor 2050 verwachte olie- en gasproductie is beperkt, met in het maximale geval een resterende productie vanuit enkele velden (HCSS, 2020). Onder het meest gunstige scenario voorziet EBN in 2050 een terugval in productie naar 81,6 PJ (Min. EZK, 2018).

INDICATOR		KENTAL
TRL	2030	9
	2050	9
CO ₂ besparing 2030	(MtonCO ₂)	-
Kosten 2030	(MEUR/Mton)	-
Ontwikkeling kosten	(%)	-
Stakeholders/actoren		EBN, NAM, Neptune Energy, Spirit Energy, TAQA Offshore, Wintershall Noordzee, Total E&P, Dana Petroleum, ONE-Dyas, Petrogas E&P
Omgevingsfactoren	Ruimtelijke impact (km ² /MW)	Offshore ruimtegebruik omvat enkel het productieplatform en bijbehorende veiligheidszone van 500 meter. Momenteel 161 platforms, dus 125 km ² . In 2030 tussen de 0 en 50 installaties (EBN, 2019), dus 0-40 km ² . Offshore pijpleidingen liggen in speciaal gereserveerde corridors met eigen veiligheidszone van 500 meter.
	Economische kansen	Olie- en gaswinning was in 2018 verantwoordelijk voor 5.600 directe FTE en 1,14% van het BBP. Voor 2030 wordt verwacht dat dit afneemt naar 3.300 FTE en 0,68% van het BBP (PBL, 2019).

INNOVATIEVE TECHNOLOGIEËN

Selectie innovatieve technologieën

Bij het analyseren van het potentieel van innovatieve technologieën dient eerst een selectie plaats te vinden. Innovatieve technologieën dienen te voldoen aan twee criteria (TRL en significantie), wanneer een innovatieve technologie niet voldoet aan een van de criteria zal deze niet meegenomen worden. In een volgende NEO dient deze selectie opnieuw bekeken te worden. Onder andere onder invloed van gericht innovatiebeleid kunnen nieuwe innovaties versneld de ontwikkeling doorlopen waardoor een mogelijke significante bijdrage wel realistisch kan worden.

Op basis van deze criteria kan de volgende selectie op de innovatieve technologieën worden uitgevoerd:

INNOVATIEVE TECHNOLOGIE	TRL 2030	SIGNIFICANTIE NOORDZEE	MEENEMEN
Drijvende zon-PV	6-8	Hoog, potentieel medegebruik van ruimte WoZ	✓
Aquatische biomassa	7-8	Hoog, potentieel medegebruik van ruimte WoZ	✓
Airborne Wind Energy	6-7	Gemiddeld, slecht te combineren met WoZ. Bij 'repowering' van WoZ veel potentie.	✓
Golf- en getijdenenergie	5-9	Ontbreekt, lage stroomsnelheden en golfenergie (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019), resulteren in een zeer beperkt max. cumulatief potentieel van 120 MW (European Commission Joint Research Centre, 2013) Dynamic Tidal Power middels een lange dijk in de Noordzee is op dit moment niet haalbaar geacht.	✗
Zoet-zout energie	9	Beperkte potentie door gebrekkige zoet-zout interfaces in Nederland	✗
Valmeer	6	Afhankelijk van omvang	✗

De geselecteerde technologieën worden in deze paragraaf beschreven, en ook worden kentallen, parameters en een toekomstpad geschetst. Deze innovatieve technologie systeem analyse geeft een inzicht in de haalbaarheid en de rol van de innovatieve technologieën. Bepalend hiervoor zijn met name de stakeholders/actoren en omgevingsfactoren. Hierbij moet worden opgemerkt dat de beschikbaarheid van bronnen om gegevens van innovatieve technologieën te staven (zeer) beperkt kan zijn. Derhalve is deze analyse ten dele subjectief en kwalitatief.

Offshore drijvende zon-PV

CONTEXT

Drijvende zonnepanelen zijn in potentie een ruimtelijk complementaire technologie voor wind op zee. De panelen kunnen tussen windmolens op de Noordzee worden geïnstalleerd, zodat deze ruimte efficiënter benut kan worden. Verder is de verwachting dat drijvende zon-PV een circa 15% hogere efficiency heeft dan op PV op land, vanwege de weerskaatsing van zonlicht op het water en het afkoelende effect van het water (Deltares, 2019).

Oceans of Energy, een samenwerkingsverband van Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen, heeft in 2020 het eerste drijvende zonnepark op zee ter wereld opgeleverd. Het huidige systeem bestaat uit 28 zonnepanelen met een vermogen van 8,5 kilowattpiek en drijft 15 km voor de kust van Scheveningen (Deltares, 2019).

Offshore drijvende zon-PV installaties kunnen de ruimte gebruiken tussen windturbines en kunnen worden aangesloten op de elektrische infrastructuur van windparken (Deltares, 2019) (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019). Het verwacht dat er vanaf 2025-2030 voor elke offshore windturbine een drijvende zon-PV drijver van ongeveer 1 MW wordt meegekoppeld (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019).

INDICATOR		KENTAL
TRL	2030	6-8
	2050	9
CO ₂ besparing	(ktonCO ₂ /MWh)	Nog niet bekend
Kosten	LCOE [EUR/MWh]	Huidige kosten, LCOE, voor Pilot Oceans of Energy zijn 354 EUR/MWh (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019). Verwacht wordt dat de kostenontwikkeling de ontwikkeling van zon op land benaderd. Deze bedragen circa 50 EUR/MWh in 2030 en circa 40 EUR/MWh in 2050 (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019).
Ontwikkeling kosten	Drivers	Economische haalbaarheid is afhankelijk van de afstand tot de kust en de mogelijkheid om meegekoppeld wordt op de netaansluiting van wind op zee. De omvormers kunnen dan in de windturbine geplaatst worden, of de zonnepanelen kunnen direct aangesloten op de omvormer van de windturbine (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019).
Stakeholders/actoren		Oceans of Energy, ECN, TNO, MARIN, TAQA, Ocean Sun
Omgevingsfactoren	Ruimtelijke impact (km ² /MW)	0,01 km ² /MW (1 km ² = 100 MW) (Witteveen & Bos, CE Delft, 2019), (World Bank, 2018)
	Economische kansen	Mogelijkheid tot cable pooling met wind, dus minder aanlandingscapaciteit benodigd. De afwijkende opwekkingsprofielen van offshore wind en drijvende zon-PV draagt bij aan de balans tussen vraag en aanbod. Voor heel Europa is de optimale mix tussen wind en zon respectievelijk 74% 26% (Zappa, 2018). Betere benuttingsgraad van de transportkabel naar land in het geval van beperkte windproductie gedurende de dag.

TOEKOMSPAD

De aanname is dat in 2030 de R&D fase is afgerond en er in totaal ~100 MW geïnstalleerd is op de Noordzee. De doorlooptijd voor de Pilot & demonstratiefase zal vergelijkbaar of zelfs korter zijn dan de referentie, wind op zee. De productie van PV-panelen is al een ver ontwikkelde productieketen met vele stakeholders en technische kennis en standaardisatie. De mogelijkheid voor cable pooling met wind faciliteert ook een mogelijke versnelling, maar vereist ook technische en juridische integratie. Voor de productie opschaling is een Compound Annual Growth Rate (CAGR) van meer dan 22% realistisch i.v.m. zeer hoge modulariteit en dus mogelijkheden voor standaardisatie en productievolumes, bij zon-PV is tussen 2000 en 2019 een CAGR van 43% gerealiseerd (IRENA, 2019a). De technische potentie voor Drijvende zon-PV is erg groot mede door mogelijkheid van gezamenlijk ruimtegebruik met Wind en daarmee ook een commerciële incentive voor de industrie. Hiermee komt deze studie tot de volgende inschatting:

- R&D fase: afgerond in 2030, 100 MW
- Pilot & Demonstratie: afgerond in 2035, 500 MW
- Productieopscaling: vanaf 2025, CAGR 22 – 43%

Aquatische biomassa

CONTEXT

Aquatische biomassa kan offshore worden gekweekt en gebruikt voor de productie van biobrandstoffen, voeding en andere biobased producten. De optimale toepassing en gebruik van aquatische biomassa is onderwerp van (academisch) onderzoek. Aquatische biomassa bevat vaak veel eiwitten en, in het geval van microalgen, oliën. De meest hoogwaardige toepassingen omvatten bijvoorbeeld medicijnen en voedingssupplementen, het residu is geschikt voor verbranding en daarmee energie opwek. Aangezien de NEO zich beperkt tot het energie domein wordt de totale productie hier in energetische termen uitgedrukt en blijft de exacte toepassing buiten beschouwing.

Meerdere succesvolle pilots zijn uitgevoerd in het 6 km² grote North Sea Innovation Lab van Stichting Noorzeeboerderij. In oktober 2017 werd suikerwierzaad uitgezet waarbij gebruik werd gemaakt van een 25 meter lange SMAC (Scalable Macro Algae Cultivation) module. In mei 2018 was het suikerwier gegroeid tot 1,5 meter en werd de eerste 100 kilo geogst (2 à 3 kilo per meter) (Deltares, 2019).

Stichting Noordzeeboerderij heeft de ambitie uitgesproken om vanaf 2030 500 km² productieareaal te realiseren voor zeeuwiercultuur op de Noordzee (Stichting Noordzeeboerderij, 2020). Op de website van de stichting staan meerdere actuele projecten aangegeven.

INDICATOR		KENTAL
TRL	2030	7-8
	2050	9
CO ₂ besparing	(ktonCO ₂ /MWh)	Nog niet bekend.
Kosten 2030	(MEUR/MW) LCOE	2 MEUR/MW gebaseerd op 600 EUR/ton (NREL, 2018) 225 EUR/MWh
Ontwikkeling kosten		Nog onbekend
Stakeholders/actoren		Stichting Noordzeeboerderij
Omgevingsfactoren	Ruimtelijke impact (km ² /MW)	0,35 km ² /MW ¹ (NREL, 2018) 20.000-80.000 liter per hectare per jaar (European Union, 2019) Uitgaande van gezamenlijk ruimtegebruik, waarbij installaties binnen windparken geplaatst worden, kan 25% van het ruimtebeslag van windparken gebruikt worden, ca. 400 km ² . Dit efficiënter gebruik zal dus geen netto ruimtelijke impact hebben.
	Economische kansen	Uitbreiding van de mogelijkheden tot Nederlandse biomassa productie. Minder afhankelijkheid van buitenland voor grondstoffen biobrandstoffen en voedsel.

¹ Uitgaande van een opbrengst van 26g/m²/dag (= 9.490 ton/km²/yr), en een energie dichtheid van 9.500 MJ/ton of 2,64 MWh/ton (NREL, 2018)

TOEKOMSTPAD

De aanname is dat in 2030 de R&D fase is afgerond. De doorlooptijd voor de Pilot & Demonstratiefase zal vergelijkbaar of langer zijn dan de referentie, wind op zee. Er is nog geen vergelijkbare productieketen, op land en ook geen duidelijk verzamelde stakeholders. Er is geen technische integratie met de offshore infrastructuur nodig/mogelijk dus geen beperkingen met betrekking tot de aanlanding. Grootschalige offshore productie en verwerking zijn in de O&G industrie bekende assets (FPSO). Ook de ecologische effecten van grootschalige offshore biomassa teelt moeten nog onderzocht worden. De uiteindelijke productieopscaling zal vergelijkbaar zijn met onzekerheid naar boven, door de mogelijke vraag naar koolstof-gebaseerde energiedragers en grondstoffen en de reeds aanwezige processing capaciteit. Hiermee komt deze studie tot de volgende inschatting:

- R&D fase: afgerond in 2030, 100 MW
- Pilot & Demonstratie: Langer dan wind op zee, 10 jaar, afgerond in 2040
- Productieopscaling: vanaf 2040, CAGR 22% of hoger

Airborne Wind Energy (AWE)

CONTEXT

AWE gebruikt de sterkere en constantere windstromen op grotere hoogte. Het centrale concept hierbij is dat een vlieger ingezet wordt voor het genereren van elektriciteit, wat op meerdere manieren kan. Zo bestaan er vliegers die gebruik maken van de trekkracht op de kabel waarmee de vlieger vast zit voor het aansturen van een generator, maar zijn er ook vliegers met een ingebouwde generator op hoogte. AWE is moeilijk te combineren met bestaande windturbines (Deltares, 2019), en met name geschikt voor repowering, het vervangen van windturbines die aan het einde van de levensduur komen. Hierbij worden de elektrische infrastructuur en de fundering van de windturbine worden hergebruikt voor de toepassing van AWE. Het Nederlandse Ampyx Power is een van de voorlopers op dit gebied en heeft partnerschappen met NLR en TKI WoZ. Ook doet Ampyx Power onderzoek met RWE over het repoweren van de eerste generatie windparken van RWE (Ampyx Power, n.d.).

TOEKOMSTPAD

De verwachting is dat de R&D fase niet in 2030, maar op zijn vroegst in 2035 zal zijn afgerond. De realisatie van prototypes wordt op dit moment niet gefaciliteerd door regelgeving en ruimtelijke conflicten met andere gebruikers (windparken, scheepvaart, vogeltrek).

De doorlooptijd voor de Pilot & demonstratiefase zal vergelijkbaar, met grote onzekerheid naar langer, zijn dan de referentie, wind op zee. Het aantal betrokken partijen bij Airborne Wind Energy is zeer beperkt. De ecologische impact van grootschalige implementatie is nog onbekend en naar verwachting mogelijk (zeer) groot. Er is een beperkt aantal,

INDICATOR		KENTAL
TRL	2030	5-7
	2050	8-9
CO ₂ besparing	(ktonCO ₂ /MWh)	-
Kosten	(MEUR/MW)	Nog niet bekend. Potentieel lagere CAPEX en LCOE per MWh dan wind.
Ontwikkeling kosten	Drivers	Huidige kosten onbekend. Lagere CAPEX van AWE dan wind en hogere vollasturen door toepassing in hogere luchtlagen zal LCOE mogelijk lager kunnen worden dan van wind.
Stakeholders/actoren		Ampyx Power, NLR, TKI WoZ, Kitepower
Omgevingsfactoren	Ruimtelijke impact (km ² /MW)	Prototype AP4 in 2020 heeft een vermogen van 2MW (Deltares, 2019). Met een vierkante veiligheidsmarge van 500 meter om de boei (0,25 km ²) heeft deze technologie een energie-dichtheid van 8 MW/km ² . AWE vliegt op 200 meter hoogte en de interactie met de luchtvaart is dan beperkt (Ampyx Power, n.d.). De combinatie van AWE én turbines zou mogelijk hogere MW/km ² kunnen leveren, maar moet onderzocht worden.
	Economische kansen	Het 'repoweren' van windturbines wordt in dit decennium al wereldwijd relevant. AWE kan hier een significante rol en potentiële kostenbesparing realiseren door hergebruik van de bestaande infrastructuur en funderingen. Door de voorlopersrol van het Nederlandse Ampyx Power worden de economische kansen als hoog ingeschat.

niet georganiseerde, stakeholders. De technische uitdagingen zoals offshore condities voor de mechanische componenten en de 'lancering' van de vliegers zijn nog niet eerder opgelost. Daarnaast is de AWE in ruimtelijke competitie met conventionele wind. De economische potentie voor AWE is wel hoog, door de potentieel lage CAPEX per MWh. Voor de OPEX per MWh is nog geen informatie beschikbaar.

Voor de productieopscaling wordt ook een lagere CAGR dan de referentie verwacht door de grotere mechanische complexiteit. Hiermee komt deze studie tot de volgende inschatting:

- R&D fase: afgerond in 2035, 100 MW
- Pilot & Demonstratie: Langer dan wind op zee, 10 jaar, afgerond in 2045
- Productieopscaling: vanaf 2040, CAGR lager dan 22%

A1.2 Economische verkenning productietechnologieën

In deze Appendix wordt de informatie uit de factsheets van Appendix A.1.1 gebruikt om een economische verkenning te maken van de verschillende productietechnologieën. Hierbij wordt gekeken welke economische kansen ontstaan door het uitbreiden van het geïnstalleerd vermogen wind op zee, en wat de maximale potentie van de innovatieve technologieën is. Deze Appendix dient ter achtergrond van hoofdstuk 5.

A1.2.1 Uitbreiden geïnstalleerd vermogen WoZ

Het ontwikkelen van additionele productie van wind op zee zou kunnen leiden tot economische kansen voor Nederland door het bieden van de mogelijkheid van de export van duurzame energie in de vorm van elektriciteit of waterstof. Nederland heeft relatief veel offshore oppervlakte op de Noordzee ter beschikking ten opzichte van buurlanden als België en Duitsland, waardoor het voor Nederland relatief eenvoudig is om meer te produceren dan het zelf nodig heeft. Vanwege de gunstige karakteristieken van de Nederlandse Noordzee, die relatief ondiep is, kan Nederland elektriciteit produceren uit wind op zee tegen relatief lage kosten. Relatief lage productiekosten en een vrij constante LCOE geven Nederland in principe een goed uitgangspunt met betrekking tot internationale concurrentie, hoewel uitgebreide studies naar vergelijkingen van LCOE inclusief infrastructuurkosten t.o.v. omliggende landen nog niet uitgevoerd zijn. Daarnaast is ook nog geen bredere inventarisatie naar mogelijke windgebieden op basis van windklimaat is echter nog niet uitgevoerd. Bij een dergelijke inventarisatie dient verder rekening gehouden te worden met ruimtelijke beperkingen en andere gebruiksfuncties op de Noordzee. Indien gekozen wordt voor overproductie ten gunste van export zal mogelijk moeten worden geconcentreerd met andere landen die aan de Noordzee liggen. Dit betreft bijvoorbeeld Denemarken, waar het overschot t.o.v. haar eigen duurzaamheidsdoelstellingen reeds verkocht wordt. Zo verkoopt Denemarken voor 2020 reeds een overschot van 8-16 TWh aan duurzame energie aan Nederland verkoopt voor het voldoen aan haar doelstelling voor de productie van groene stroom in 2020 (Min. EZK, 2020a).

Om zicht te krijgen op de mogelijkheden die Nederland heeft voor verdere opschaling van het wind op zee potentieel is een inschatting gemaakt van de mogelijkheden. Hierbij is gestart met een ruime schatting van het technisch potentieel, waarna eventuele beperkingen in ogenschouw genomen worden.

Voor een schatting van mogelijke groei van wind op zee richting 2050 is gekeken naar zowel historische als verwachte CAGRs. Zoals besproken is over heel Europa genomen de historische CAGR gemiddeld 22% per jaar geweest. Het is echter onwaarschijnlijk dat dit groeitempo richting 2050 voor Nederland doorgezet zou kunnen worden, en het is onwaarschijnlijk dat dit op de Nederlandse Noordzee zou passen. IRENA verwacht richting 2050 globaal een afvlakking van de exponentiële groei, wat resulteert in een gemiddelde CAGR van 11,5% tussen 2019-2050 (IRENA, 2019b). Op basis van deze CAGR zou Nederland in 2050 uitkomen op circa 93 GW aan wind op zee. Vanwege verschillen in omstandigheden en investeringsklimaten kunnen individuele landen in de praktijk af gaan wijken van de schatting van IRENA, zowel via lagere als hogere gerealiseerde CAGRs.

Naast het technisch potentieel spelen eventuele beperkingen een rol in het bepalen van de uiteindelijke ontwikkeling van wind op zee. Zo dienen er keuzes gemaakt te worden over de beschikbare ruimte op de Noordzee voor wind op zee productie die in afstemming zijn met andere gebruiksfuncties op de Noordzee. Keuzes over deze ruimtelijke indeling moeten nog gemaakt worden. In de ruimtelijke uitwerking van de scenario's van de I13050 is een berekening gedaan van totale beschikbare ruimte op de Noordzee op basis van harde restricties zoals vaarroutes, laagvliegroutes en boorplatformen inclusief veiligheidszones. Uit deze berekening komt een totaal theoretisch ruimtelijk potentieel van 31% van het NCP, wat overeenkomt met 18.000 km². Dit houdt geen rekening met gebruiksfuncties als natuur, visserij en defensie en zal in de praktijk naar verwachting lager uitvallen.

De totale beschikbare ruimte kan volgens twee mogelijke filosofieën worden ingevuld: economische optimalisatie of technische optimalisatie. Bij economische optimalisatie zal meer ruimte behouden blijven tussen windturbines om zo verliezen te beperken. Dit economisch optimum bevindt zich, afhankelijk van het type turbine, op een beplantingsdichtheid rond de 6 MW/km² (ECN, 2018). Op basis van deze beplantingsdichtheid zou 31% van het NCP resulteren in 108 GW aan wind op zee. Bij technische optimalisatie worden hogere verliezen en hogere kosten geaccepteerd in ruil voor additionele productie op hetzelfde oppervlak. In de I13050 wordt voor deze filosofie een maximum van 10 MW/km² gehanteerd. Op basis hiervan zou 31% van het NCP resulteren in een maximum van 180 GW aan wind op zee.

Voor de uiteindelijke totale productie van wind op zee dienen hierdoor een aantal zaken te worden afgewogen. Zo heeft Nederland op basis van geografie een goede positie ten opzichte van andere landen, wat een mogelijke economische kans biedt voor export van duurzame energie. Mits gekozen wordt voor enkel technische optimalisatie met minimalisatie van het ruimtegebruik kan door de hogere kosten een deel van deze competitieve voorsprong echter verloren gaan. Anderzijds dient bij de toewijzing van ruimte ook rekening gehouden te worden met andere gebruiksfuncties op de Noordzee. Mogelijk is gedeeltelijk meervoudig ruimtegebruik mogelijk, maar het is waarschijnlijk dat functies die niet gecombineerd kunnen worden met wind op zee ten koste gaan van het maximum van 31%. Ten slotte speelt hierbij ook de haalbaarheid van continue groei naar 2050 een rol, en kan het wenselijk zijn om in de gehanteerde doelstellingen niet te ver af te wijken van de geprojecteerde CAGR van IRENA. Indien het eindbeeld van 93 GW vanuit het CAGR van IRENA gehanteerd wordt, betekent dit een ruimtebeslag van 9.300 km² (16%) van het NCP bij technische optimalisatie en 15.500 km² (27%) van het NCP bij economische optimalisatie. Ter vergelijking: in het scenario Importafhankelijk is het verwachte ruimtebeslag tussen de 3.800-6.333 km² (7-11%), en bij Zelfvoorzienend tussen de 7.200-12.000 km² (12-21%).

A1.2.2 Potentiële bijdrage innovatieve technologieën

De potentiële rol voor innovatieve technologieën kan op verschillende manieren bekeken worden. In deze paragraaf zijn twee perspectieven bekeken:

- Wat is voor de innovatieve technologieën in potentie mogelijk is op de Noordzee; bepalend voor of de technologie de moeite waard is om te stimuleren
- Wat is realistisch haalbaar in 2050 en hoe zou dit eventueel beïnvloed kunnen worden

MAXIMAAL POTENTIEEL INNOVATIEVE TECHNOLOGIEËN

Het haalbare potentieel aan geïnstalleerd vermogen voor de drie geselecteerde innovatieve technologieën kan worden berekend op basis van de combinatie van beschikbare ruimte en productiedichtheid. Voor productiedichtheid is gebruik gemaakt van openbare bronnen. Voor de beschikbare ruimte is voorlopig uitgegaan van het maximum van 31% uit de I13050, met ook hierbij de kanttekening dat dit in de praktijk naar verwachting minder zal zijn. Tabel A1-2 bevat per innovatieve technologie de resulterende maximale productie. Bij de toepassing van deze innovatieve technologieën kan gekozen worden of deze gebruikt worden als toevoeging aan wind op zee, of in plaats van wind op zee. In het geval van drijvende zon-PV en aquatische biomassa is het mogelijk om gecombineerd ruimtegebruik toe te passen, en zal de toepassing van deze technologieën niet ten koste gaan van additionele ruimte. Airborne Wind Energy is niet te combineren met wind op zee, en zal hierdoor ten koste gaan van de beschikbare ruimte voor wind op zee.

ENERGIEPRODUCTIE	MW (p)/km ²	BESCHIKBARE RUIMTE (km ²) (Berenschot & Kalavasta, 2020)	TOTALE CAPACITEIT (GW)	TE COMBINEREN MET WIND OP ZEE
Drijvende zon-PV	10 (World Bank, 2018)	18.000	180	✓
Aquatische biomassa	10,7 (European Union, 2019)	18.000	193	✓
Airborne Wind Energy	8	18.000	144	✗

Tabel A1-2 Maximale capaciteit hernieuwbare energieproductie op de Noordzee

De capaciteiten in tabel A1-2 zijn berekend op basis van de kentallen, ruimtelijke impacts en ontwikkelingen en toekomstpaden van de innovatieve technologieën zoals vermeld in de factsheets van Appendix A1.1. Op basis van deze analyse kan gesteld worden dat alle drie de innovatieve technologieën de potentie hebben om een significante bijdrage te hebben aan de energievoorziening op de Noordzee.

ONTWIKKELING INNOVATIEVE TECHNOLOGIEËN

Om inclusief beleid te maken dat de gewenste vorm van sturing geeft aan innovatieve technologieën, is het noodzakelijk inzichtelijk te krijgen wat de huidige staat van de technologie is, en hoe deze zich in de periode 2030-2050 zich naar verwachting zal ontwikkelen.

De methode die hiervoor gebruikt is, is het opstellen van de verwachte ontwikkeling van elke innovatieve technologie in drie fases:

1. **Innovatie (R&D) fase.** Realisatie van pilotprojecten. Activiteit van onderzoekspartijen en sterke afhankelijkheid van subsidies. Afgerond bij een cumulatief opgesteld vermogen van 100 MW.
2. **Demonstratie- en doorontwikkelingsfase.** Verdere realisatie van projecten gericht op kostenreductie. Activiteit van marktpartijen en verminderde afhankelijkheid van subsidies. Deze fase is afgerond bij een cumulatief opgesteld vermogen van 500 MW.
3. **Productie-op-schalingsfase.** De snelheid van opschaling wordt vergeleken met de gerealiseerde groeicurves van wind op zee, welke in de periode 2009-2019 gemiddeld voor heel Europa 22% was. (WindEurope, Offshore wind in Europe, Key trends and statistics 2019, 2020a).

Het bepalen van de ontwikkeling van elke innovatieve technologie, en de jaartallen waarbij fases worden gerealiseerd zijn gebaseerd op de kentallen van deze technologieën zoals vermeld in Appendix A1.1. De verwachte ontwikkeling van verschillende innovatieve technologieën per periode van 5 jaar is weergegeven in tabel A1-3.

	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045	2045-2050
Drijvende zon-PV	R&D	R&D	Demonstratie & doorontwikkeling	Productie opschaling	Productie opschaling	Productie opschaling
Airborne Wind Energy	R&D	R&D	R&D	Demonstratie & doorontwikkeling	Demonstratie & doorontwikkeling	Productie opschaling
Aquatische biomassa	R&D	R&D	Demonstratie & doorontwikkeling	Productie opschaling	Productie opschaling	Productie opschaling

Tabel A1-3 Toekomstpaden en fasering innovatieve technologieën

Om het toekomstpad van een innovatieve technologie te analyseren wordt het jaar waarin de innovatieve technologieën Fase 3 (productie opschaling) realiseren als startpunt gebruikt. Deze fase start na de 'research & development' en 'pilot en doorontwikkeling' fases. Bij aanvang van deze Fase zijn de technologieën klaar voor opschaling en commerciële productie, en zal op het Nederlandse deel van de Noordzee een cumulatief vermogen van 500 MW zijn geïnstalleerd.

Voor de analyse van de groeiratio's binnen het toekomstpad is de ontwikkeling van wind op zee in Europa gebruikt (WindEurope, Offshore wind in Europe, Key trends and statistics 2019, 2020a). Dit is al geruime tijd een volwassen markt, met vele spelers en ook verschillende nationale ondersteuning. Het gemiddelde hiervan geeft een goede indicatie van de industriële mogelijkheden. Als referentie is de gemiddelde relatieve groeiratio over de periode 2009-2019 gebruikt. Deze groeiratio wordt ook aangeduid als Compound Annual Growth Rate (CAGR), en is voor wind op zee historisch 22% (WindEurope, Offshore wind in Europe, Key trends and statistics 2019, 2020a).

Op basis van tabel A1-4 kan worden geobserveerd dat zowel drijvende zon-PV als aquatische biomassa met een CAGR van 22% een significante bijdrage kan leveren aan het energiesysteem met een potentie van 10 GW. De bijdrage van Airborne Wind Energy blijft met 1,4 GW hierbij achter vanwege de latere start van opschaling. Indien na 2050 deze technologieën verder zou worden opgeschaald, zou het maximale potentieel voor alle drie de innovatieve technologieën tussen 2070 en 2080 worden behaald.

	DRIJVENDE ZON-PV	AQUATISCHE BIOMASSA	AIRBORNE WIND ENERGY
Startpunt: jaartal realisatie 500 M (fase 3 - opschaling)	2035	2035	2045
Maximaal potentieel (GW)	180	193	144
Potentieel 2050 bij CAGR 22% (GW)	10	10	1,4
Jaartal maximaal potentieel bij CAGR 22%	2075 - 2080	2070 - 2075	2075 - 2080

Tabel A1-4 CAGR's en jaartallen voor behalen maximaal potentieel innovatieve technologieën

Indien een grotere bijdrage van innovatieve technologieën gewenst is, kan middels beleid getracht worden de opschaling te versnellen. Hiervoor bestaan twee mogelijke trajecten:

1. Versnelling van de eerste twee ontwikkelingsfases om Fase 3 eerder te bereiken. Dit kan worden gestimuleerd door het beschikbaar stellen van financiële middelen voor meer en groter onderzoek, waardoor Fase 1 (R&D) wordt versneld. Verder kan ruimte voor demonstratieprojecten worden gereserveerd en dient de vergunningverlening tijdig te worden gestart, waardoor een innovatieve technologie die klaar is voor Fase 2 (demonstratie en doorontwikkeling) niet eerst hoeft te wachten op ruimte en vergunning voor het demonstratieproject.
2. Versnelling van Fase 3, bij een hogere CAGR zal een hoger opgesteld vermogen worden gerealiseerd. Dit kan worden gedaan door het beschikbaar stellen van financiële middelen voor betere mogelijkheden tot opschaling, het parallel uitvoeren van vergunningstrajecten en productie opschaling om tijdsverlies te beperken en het tijdig reserveren van ruimte om een zo hoog mogelijk potentieel te kunnen realiseren. Bij het reserveren van ruimte moet wel de afweging worden gemaakt of deze gereserveerde ruimte niet eerder zou kunnen worden gebruikt door een andere technologie waardoor er tot 2050 een hogere CO₂-emissiereductie wordt gerealiseerd.

Door middel van het versneld doorlopen van eerdere ontwikkelingsfases kan eerder gestart worden met de opschaling, wat vanwege het exponentiële karakter van de groei van duurzame productietechnologieën een erg grote impact kan hebben op het gerealiseerde potentieel in 2050. Zo zouden deze innovatieve productietechnologieën hun maximale potentieel kunnen bereiken in 2050 in het hypothetische scenario dat reeds in 2021 danwel 2022 gestart zou worden met opschalen. Slechts vijf jaar eerder starten met de opschaling van drijvende zon-PV en aquatische biomassa zou met 22% CAGR al kunnen leiden tot een productie van 27 GW in 2050.

Dat het versnellen van Fase 3 door realisatie van een hogere CAGR mogelijk is blijkt bijvoorbeeld uit de groei van zon-PV, welke van alle duurzame energiebronnen de hoogste CAGR bereikt heeft met 43% gebleken. Deze snelle groei was toe te rekenen aan de zeer hoge modulariteit, mogelijkheden tot standaardisatie en verhoging van productievolumes. Een dergelijke CAGR is mogelijk ook haalbaar voor drijvende zon-PV, vanwege de gelijkenissen met zon-PV. Echter is dit minder van toepassing op aquatische biomassa en AWE, vanwege de lagere modulariteit en mogelijkheden tot standaardisatie.

Geconcludeerd kan worden dat een combinatie van trajecten 1 en 2 (versnellen Fase 1 & 2 en versnellen Fase 3) een hoger potentieel kan realiseren, wat vooral van invloed zal zijn voor drijvende zon-PV en aquatische biomassa. Vanwege de late verwachte ingang van Fase 3 is de invloed bij AWE voor 2050 beperkter.

APPENDIX A2 - SYSTEEMINTEGRATIE PARAMETERS

Deze Appendix bestaat uit separate paragrafen welke - mede ter verhoging van de leesbaarheid van hoofdstuk 5 - naar de Appendix zijn verplaatst. De paragrafen dienen als onderbouwing en achtergrond van de analyse in hoofdstuk 5, ze kunnen worden gezien als separate stukken welke onderling niet direct van elkaar afhankelijk zijn.

A2.1 Conversie en transport

A2.1.1 Elektrolyse

ONSHORE ELEKTROLYSE

Een elektrolyser is schaalbaar door het koppelen van units. Kleine schaal demonstraties halen 300-350 MW/ha. Een studie naar GW-schaal onshore elektrolyzers komt uit op een ruimtebeslag van 170 MW per ha (ISPT, 2020).

Vanwege kostenoptimalisatie worden elektrolyzers in de nabijheid van een onderstation gebouwd, deze kunnen mogelijk concurreren voor ruimtegebruik met eventuele uitbreidingen van onderstations. Hergebruik van de restwarmte van een elektrolyser, ~300 MWth per GW, kan ook impact hebben op de optimale locatie (ISPT, 2020).

Het potentiële ruimtebeslag kan worden gereduceerd door de hoogte op te zoeken, en units te stapelen.

Een elektrolyser met 3-laags gestapelde units bereikt een ruimtebeslag van ca. 500 MW per hectare. Extra stapelen is technisch mogelijk (North Sea Energy Offshore System Integration, 2020; ISPT, 2020) maar brengt hoge kosten met zich mee door de noodzakelijke verzwaring van de structuur (ISPT, 2020) en kan problemen veroorzaken met omwonenden over de impact op het landschap.

OFFSHORE ELEKTROLYSE

Offshore elektrolyse is mogelijk, maar ook hier bestaan ruimtelijke beperkingen. Elektrolyse zou plaats kunnen vinden op bestaande platforms voor olie- en gasproductie. Momenteel zijn nog 160 offshore platforms operationeel die mogelijk hergebruikt kunnen worden. Naar verwachting van EBN worden voor 2030 nog 10-40 additionele platforms gebouwd die in 2050 beschikbaar zijn voor hergebruik. Dit brengt het totale aantal dat hergebruikt kan worden voor elektrolyse op 170-200 platforms. Op offshore platforms is typisch ruimte voor 100 MW aan elektrolyse (North Sea Energy, 2020b), wat het theoretisch maximale potentieel van offshore elektrolyse op platforms brengt op 17-20 GW. In de praktijk zullen echter niet alle platforms geschikt zijn voor elektrolyse en zullen daarnaast een groot aantal platforms ontmanteld worden, wat de totale potentiële capaciteit zal beperken. Momenteel is er geen informatie beschikbaar over welke platforms geschikt zijn en welke niet. Daarnaast zal dit ook afhankelijk zijn van het aantal platforms dat beschikbaar gehouden wordt voor alternatief gebruik. Momenteel bestaat hiervoor geen beleid.

Naast elektrolyse op platforms kan elektrolyse ook toegepast worden op offshore eilanden. Een dergelijk eiland kan een eiland van zand zijn, maar ook een drijvend platform. De grootte van deze eilanden bepaalt het maximale vermogen aan elektrolyse capaciteit. Hierbij kan een mogelijke ruimtelijke beperking optreden, waardoor rekening moet worden gehouden met de totale gewenste elektrolysecapaciteit bij het bepalen van de grootte van de eilanden. Hergebruik van restwarmte voor industriële processen is offshore minder realistisch, door de afwezigheid van industrieclusters en afzet van zuurstof.

A2.2 Opslag

CO₂

Naar schatting van EBN en Gasunie is offshore ruimte beschikbaar voor circa 1.678 Mton aan CO₂-opslag (EBN & Gasunie, 2017). In deze schatting wordt gebruik gemaakt van een ratio van 2,5 Mton aan CO₂ per miljard m³ aan opslagcapaciteit voor aardgas, wat het totale volume brengt op circa 537 miljard m³ opslagcapaciteit voor aardgas. Voor deze schatting is gebruik gemaakt van gasvelden met een volume van >1 miljard m³. TNO heeft becijferd dat in offshore gasvelden circa 60 miljard m³ aan opslagcapaciteit voor waterstof beschikbaar is. Hierbij is gebruik gemaakt van een omzetfactor van 0,8 tussen waterstof en aardgas, wat betekent dat het dit uitgaat van 75 miljard m³ aardgas-capaciteit. Deze schatting is gebaseerd op kleinere velden, primair <6 miljard m³ aardgas. Tussen deze twee schattingen zit dus overlap, maar deze is beperkt. Op basis van de verdeling van capaciteiten in de schatting van TNO kan geconcludeerd worden dat de overlap tussen de twee capaciteitsinschattingen circa 40-50 miljard m³ is.

WATERSTOF

TNO heeft ingeschat dat offshore 60 miljard m³ (179 TWh) aan capaciteit beschikbaar is in offshore gasvelden en onshore 14 miljard m³ (43 TWh) in zoutcavernes en 93 miljard m³ (277 TWh) in gasvelden (ECN & TNO, 2019). Hierbij dient te worden opgemerkt dat er momenteel nog onzekerheid bestaat over de uiteindelijke mogelijkheid om waterstof op te slaan in verlaten gasvelden, waardoor zoutcavernes de voorkeur hebben. Indien gasvelden geschikt blijken voor opslag van waterstof, betekent dit dat offshore opslag niet in alle gevallen kan voldoen aan de opslagbehoefte, maar onshore wel. Eventueel kan de opslagcapaciteit offshore nog worden uitgebreid van offshore gasvelden naar offshore zoutcavernes. Deze zijn reeds in kaart gebracht, maar inschattingen van de beschikbare capaciteit zijn niet beschikbaar. Gezien deze zoutcavernes ook nog niet gebruikt worden voor zoutwinning, vereist ontsluiting voor waterstofopslag dat deze geprepareerd worden door water in de caverne te pompen, het zout op te lossen en op te pompen (logen). Ook is lozing van zout uit deze cavernes offshore niet toegestaan, waardoor additionele logistieke ketens ingericht moeten worden. Het kan een aantal jaren duren voordat zoutcavernes middels dit proces geschikt gemaakt kunnen worden voor opslag.

Er is geen informatie beschikbaar over de relatieve kosten van onshore waterstofopslag ten opzichte van offshore waterstofopslag, of voordelen van ontsluiting van opslagcapaciteit dicht bij de bron ten opzichte van dicht bij de afnemer. Echter is het aannemelijk dat zowel het offshore ontsluiten van opslagcapaciteit in gasvelden als in zoutcavernes tot hogere kosten zal leiden dan onshore. Aanvullend hieraan zijn reeds voor 2030 plannen vanuit Gasunie voor het aanleggen van een nationale backbone voor waterstof, inclusief opslag. Hierdoor zal in 2030 reeds onshore opslag capaciteit beschikbaar zijn, en kosten zijn voor capaciteitsuitbreiding in plaats van aanleg. Bijkomend voordeel is hierbij ook dat onshore opslag geschikt is voor zowel onshore als offshore elektrolyse, en kan situaties zonder offshore elektrolyse voorkomen dat offshore infrastructuur aangelegd wordt enkel voor opslag. Een mogelijke uitzondering hierbij is in het geval van elektrolyse op offshore platforms, waarbij mogelijke synergie kan bestaan met offshore opslag vanwege het gedeelde gebruik van het platform en de pijpleiding. Vereiste hierbij is wel dat het veld onder het platform geschikt is voor waterstofopslag. In dit geval kan op case-by-case basis een afweging gemaakt worden voor beperkte offshore waterstofopslag.

DNV GL Netherlands B.V.

Utrechtseweg 310-B50
6812 AR Arnhem
The Netherlands
Tel: +31 26 356 9111
Email: contact.energy@dnvgl.com
www.dnvgl.com

Deze publicatie is tot stand gekomen op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. Voor meer informatie vanuit de opdrachtgever, zie www.windopzee.nl
Arnhem, 30 september 2020

DNV GL

We are the independent expert in risk management and quality assurance. Driven by our purpose, to safeguard life, property and the environment, we empower our customers and their stakeholders with facts and reliable insights so that critical decisions can be made with confidence. As a trusted voice for many of the world's most successful organizations, we use our knowledge to advance safety and performance, set industry benchmarks, and inspire and invent solutions to tackle global transformations.

In the power and renewables industry

DNV GL delivers world-renowned testing, certification and advisory services to the energy value chain including renewables and energy management. Our expertise spans onshore and offshore wind power, solar, conventional generation, transmission and distribution, smart grids, and sustainable energy use, as well as energy markets and regulations. Our experts support customers around the globe in delivering a safe, reliable, efficient, and sustainable energy supply.

The trademarks DNV GL and the Horizon Graphic are the property of DNV GL AS. All rights reserved.
This publication or parts thereof may not be reproduced or transmitted in any form or by any means, including photocopying or recording, without the prior written consent of DNV GL.