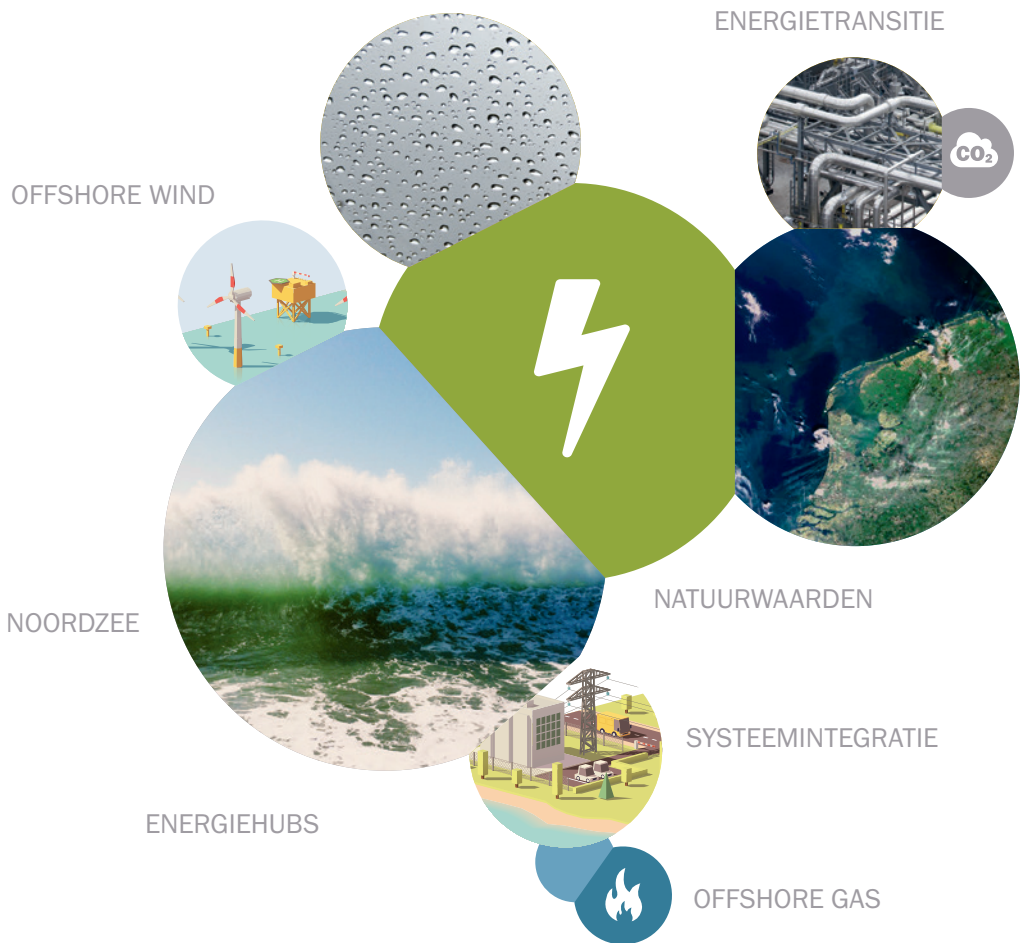


› OFFSHORE **SYSTEM- INTEGRATIE** ALS **TRANSITIEVERSNELLER** OP DE NOORDZEE



TNO innovation
for life

› **WHITEPAPER**
MAY 2018



INHOUDSOPGAVE

INTRODUCTIE

4

UITDAGINGEN VOOR DE ENERGIETRANSITIE

5

OPTIES VOOR SAMEN- WERKING TUSSEN OFFSHORE WIND EN GAS

8

NIEUWE WAARDEKETENS

15

KANSEN EN KANTELPUNTEN

24

TOT SLOT

27

DANKWOORD

28

BRONNEN

29

INTRODUCTIE

EEN VAN DE GROOTSTE UITDAGINGEN WAAR WE ALS SAMENLEVING VOOR STAAN IS DE ENERGIETRANSITIE: HOE GAAN WE ZORGEN DAT OOK IN 2050 EN DAARNA ALLE NEDERLANDERS TOEGANG HEBBEN TOT DUURZAME, BETAALBARE EN BETROUWBARE ENERGIE. EEN DEEL VAN DIT ANTWOORD IS MOGELIJK TE VINDEN OP DE NOORDZEE.

De Noordzee is van oudsher belangrijk voor de energieproductie in Nederland. Nog steeds is een groot deel van ons aardgas afkomstig van offshore platformen op de Noordzee. Dit gaat veranderen. Waar de olie- en gasindustrie serieuze afname in productie tegemoet ziet, is offshore wind sterk in opkomst. Dat biedt kansen. De aanwezigheid van de omvangrijke offshore infrastructuur voor conventionele energieproductie kan wellicht mogelijkheden bieden om de overgang naar duurzame energiebronnen zoals offshore wind te versnellen. Het slim koppelen van offshore windparken en gasinfrastructuur heeft de potentie om CO₂ uitstoot serieus te verlagen, een volledig duurzaam energiesysteem in 2050 mogelijk te maken en de kosten van de transitie op de Noordzee drastisch te verminderen. Dit slim koppelen van energienetwerken noemen we 'systeemintegratie'.

Er bestaan verschillende perspectieven op de rol die systeemintegratie kan spelen in de energietransitie op de Noordzee. Deze zijn verzameld door middel van interviews en workshops met stakeholders, inclusief windoperators, gasoperators, brancheorganisaties, overheid en NGO's. De verkregen inzichten zijn gebruikt om een mogelijk toekomstscenario te schetsen. Dit is verder uitgewerkt, zodat er beter begrip ontstaat over hoe systeemintegratie de energietransitie eventueel zou kunnen versnellen en wat hierbij de belangrijke besluiten, kansen en kantelpunten zijn.

In het eerste hoofdstuk behandelen we de randvoorwaarden voor de energietransitie op de Noordzee. Ook de klimaatdoelen en hun effect op veranderend gebruik van de Noordzee komen aan de orde. Welke uitdagingen brengt dit met zich mee en hoe kan systeemintegratie hieraan bijdragen. Hoofdstuk 2 gaat over de verschillende opties voor systeemintegratie. Hoofdstuk 3 beschrijft de nieuwe waardeketens voor de energietransitie op de Noordzee. Welke opties voor systeemintegratie helpen de transitie te versnellen en welke besluiten zijn hiervoor op korte termijn nodig. In hoofdstuk 4 gaan we in op de kansen en kantelpunten om systeemintegratie te realiseren.

UITDAGINGEN VOOR DE ENERGIE- TRANSITIE

KLIMAATDOELEN

DE ENERGIETRANSITIE IS NOODZAKELIJK OM DE KLIMAATDOELEN TE HALEN. Deze doelen zijn geografisch op verschillende niveaus opgesteld, waaronder wereldwijd (Verenigde Naties 2015), op Europees niveau (Europese Commissie 2016) en op nationaal niveau (SER 2013, Regeerakkoord 2017). Tabel 1 laat de klimaatdoelen op deze verschillende niveaus zien. Het afremmen van de mondiale temperatuurstijging is de drijfveer voor de transitie. Tot voor kort werden vaak verschillende doelstellingen nagestreefd om de temperatuurstijging te beperken, zoals het aandeel duurzame energie, de efficiëntie in het energieverbruik en de CO₂ emissie. Inmiddels is de belangrijkste parameter richting 2050 de totale uitstoot van broeikasgassen, waaronder CO₂, CH₄ en N₂O. De huidige klimaatdoelen vanuit Nederlands perspectief op het gebied van CO₂ uitstoot zijn een reductie van 20%, 49% en 80% ten opzichte van de uitstoot in 1990 in respectievelijk 2020, 2030 en 2050.

Parijs-akkoord		Maximale temperatuurstijging
	Ambitie	1,5 °C
	Doel	2,0 °C

EU Klimaatactieplan	CO ₂	Duurzame energie (% totale verbruik)	Energie-efficiëntie (% t.o.v. 2004)
2020	20%	20%	20%
2030	40%	27%	37%
2050	80-95%		

Nationaal niveau	CO ₂ (verlaging uitstoot t.o.v. 1990)	Duurzame energie (% totale verbruik)	Energie-efficiëntie
2020	20%	14%	1,5% per jaar
2030	49%		
2050	80-95%		

In 2016 was het aandeel van duurzame energie in de energiemix in Nederland 5,9% en de verlaging van de CO₂ uitstoot ten opzichte van 1990 bedroeg 11% (CBS 2017). Om de gestelde klimaatdoelen te halen zijn forse maatregelen nodig voor de opbouw van duurzame energie en grootschalige reductie in CO₂-uitstoot. De Noordzee zal naar alle waarschijnlijkheid een belangrijke rol gaan spelen in deze transitie. Op dit moment ligt de nadruk van de Nederlandse energieproductie nog op land met een aandeel van 70% conventionele- en 75% windenergie. Door de afnemende gasproductie en een sterke groei van offshore windproductie zal de rol van offshore energie vanaf de Noordzee de komende jaren steeds verder groeien.

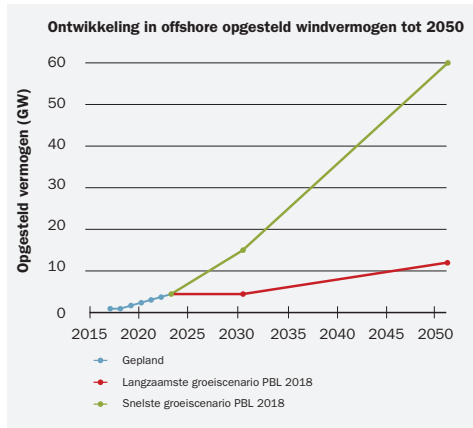
VERANDEREND GEBRUIK VAN DE NOORDZEE

De ambitie om de klimaatdoelen te behalen leidt mogelijk tot een heel ander gebruik van de Noordzee. Traditioneel is de Noordzee een belangrijke bron van conventionele energie uit de olie- en gasvelden. Door de energietransitie ontwikkelt de offshore productie van windenergie zich nu heel snel. Plannen voor de ontwikkeling van offshore wind liggen vast tot en met

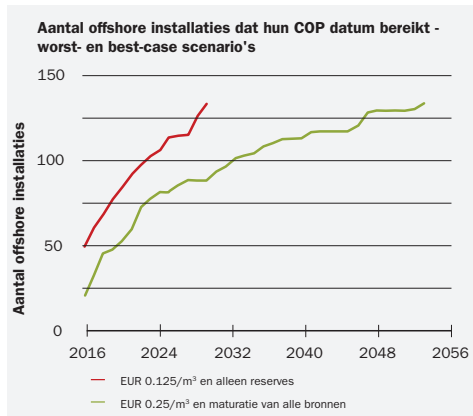
TABEL 1: Overzicht van de klimaatambities op mondiaal, Europees en landelijk niveau.

2023, wanneer vijf grote windparken van 700 MW elk (EAE, TNO & ECN 2016) een vermogen van 4,5 GW moeten gaan leveren. Uit het Regeerakkoord (VVD, CDA, D66, CU 2017) volgt dat het opgesteld vermogen in 2030 uitkomt op 11.5 GW. Met de lange termijn doelen voor CO₂-reductie zoals aangegeven in Tabel 1 is substantiële groei na 2023 voorzien. Figuur 1 laat geplande ontwikkeling van offshore wind in Nederland zien met scenario's van PBL (2018) voor de periode na 2023.

De aanwezigheid van de olie- en gasector op de Noordzee neemt langzaam maar zeker af door leeg rakende gasvelden, een lage gasprijs en oplopende operationele kosten. Figuur 2 laat het voorspelde einde van productie zien, de zogeheten "cessation of production" (COP), van offshore gasinstallaties bij verschillende gasprijsscenario's. Hieruit blijkt dat het einde van offshore gasproductie is voorzien tussen 2030 en 2050. Dit betekent in de komende twintig jaar het opruimen van het grootste deel van de huidige offshore olie- en gasinstallaties: 156 platforms, 3.000 km pijpleiding en 700 putten (EBN 2017). De kosten van deze afbouw in het Nederlandse deel bedragen naar schatting 3,7 miljard euro, waarvan ongeveer 70% voor rekening komt van de staat, onder meer via EBN (EBN 2017). Dit bedrag is nog exclusief de kosten van het opruimen van de pijpleidingen.



FIGUUR 1: Ontwikkeling in het offshore opgesteld windvermogen tot 2050. De windscenario's liggen al vast tot 2023, waarbij een verwacht opgesteld vermogen van 4,5 GW wordt gehaald (PBL 2018).



FIGUUR 2: Het aantal offshore installaties dat zijn zogenaamde Cessation of Production (COP) bereikt. Cessation of Production is het moment dat op een installatie wordt gestopt met produceren (EBN 2017). De genoemde prijzen zijn een best- en worst-case scenario voor de gasprijs. Vanaf dat moment zal de installatie binnen afzienbare tijd worden opgeruimd, tenzij er aanleiding is om dit uit te stellen.

UITDAGINGEN VOOR DE TRANSITIE OP DE NOORDZEE

Met het veranderende gebruik staat duurzame energievoorziening vanaf de Noordzee voor een aantal grote uitdagingen. Zo zal de zee met een grote groeiende hoeveelheid offshore wind steeds voller worden. Dat zet de ruimtelijke indeling van de verschillende gebruikersfuncties onder druk. Naast offshore wind en gas gaat het hier onder meer om beschermde gebieden, visserij, militaire zones en scheepvaart. In het meest optimistische scenario zal er in 2050 al 60 GW aan offshore windcapaciteit op het Nederlandse deel van de Noordzee worden geïnstalleerd. Deze capaciteit neemt zo'n 25% van de totale ruimte op zee in beslag (PBL 2018). De overgang van gas naar wind brengt niet alleen hoge kosten met zich mee voor de genoemde afbouw van platforms, pijpleidingen en putten, maar ook door de aanleg van windparken en bijbehorende infrastructuur om de energie te transporteren.

De leveringszekerheid vanuit de offshore windsector naar land is op termijn een uitdaging. Op dit moment is de capaciteit van het elektriciteitsnet groot genoeg om de geproduceerde windenergie via een aantal punten aan land te brengen. Maar als offshore wind doorzet naar tientallen gigawatts opgesteld vermogen, is het onzeker of het huidige elektriciteitsnet berekend is op zulke grote hoeveelheden energie. De stabiliteit van het net kan in gevaar komen en er ontstaat, naast andere flexibiliseringsopties, behoefte aan elektriciteitsconversie en -opslag.

De komende jaren groeit de behoefte aan opties die het elektriciteitsnet stabiel houden en flexibiliteit kunnen bieden aan duurzame elektriciteitsproductie, mogelijk al vóór 2030 (PBL 2018). Energieconversie en -opslag zijn voor de hand liggende oplossingen.

SYSTEEMINTEGRATIE: INTEGRAAL DENKKADER ENERGIE-ECOLOGIE-ECONOMIE.

De energietransitie op de Noordzee brengt een aantal grote uitdagingen met zich mee als het gaat om beschikbaarheid van ruimte, kosten en leveringszekerheid op de lange termijn. Om de transitie te laten slagen is een integrale benadering nodig voor energieproductie, voedselproductie (met name visserij) en behoud van natuurwaarden (Natura 2000 gebieden). Systeemintegratie van verschillende gebruikersfuncties op de Noordzee kan hier mogelijk een bijdrage aan leveren. Binnen dit concept worden de gebruikersfuncties op allerlei manieren gecombineerd zodat ze van elkaar profiteren, samen ruimte en kosten besparen en de energietransitie op zee versnellen. Bovendien ontstaan in een integrale aanpak oplossingen voor vraagstukken die de afzonderlijke energiedragers niet in hun eentje kunnen oplossen. Samenwerking tussen sectoren en belanghebbenden is hier cruciaal.

OPTIES VOOR SAMENWERKING TUSSEN OFFSHORE WIND EN GAS

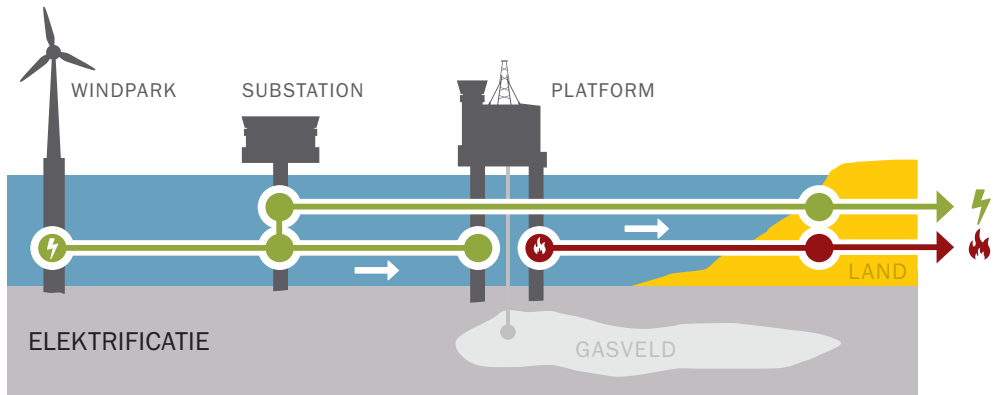
De offshore wind- en gasindustrie zijn als twee grote spelers de aangewezen partijen om de eerste verkenning te doen naar mogelijkheden voor systeemintegratie op de Noordzee. In het verleden zijn verschillende studies gedaan naar concepten voor samenwerking door deze partijen, zoals SIOE (TNO et al. 2016), SENSEI (EAE, TNO & ECN 2016), en Jepma & Van Schot (2017). Verdere studies worden uitgevoerd binnen het North Sea Energy Programma, het North Sea Wind Power Hub Consortium, het Re-use & Decommissioning Platform NexStep, en door het WEC consortium (WEC 2018). Deze studies gaan in op de opties voor systeemintegratie tussen offshore wind en offshore gas. We beperken ons in dit document tot een introductie van de verschillende opties. Een uitgebreide beschrijving en analyse van systeemintegratie opties is te vinden in SENSEI (EAE, TNO & ECN 2016).

ELEKTRIFICATIE VAN PLATFORMS

In het huidige systeem zorgen gasturbines en dieselmotoren voor de energievoorziening op de platforms. De conventionele motoren en turbines hebben vaak een laag rendement en stoten CO₂, stikstof- en zwaveloxides uit. De meeste energie is nodig voor compressie van aardgas. Bij elektrificatie van een platform vervangt een elektromotor deze turbines, waarbij de elektriciteit zowel vanaf land kan komen als offshore geproduceerd kan zijn. Elektrificatie verlaagt de uitstoot van broeikasgassen en andere emissies als NO_x en SO_x. Het verhoogt de efficiëntie van het systeem aanzienlijk en verlaagt de operationele kosten en het eigengebruik van gas offshore. Elektrificatie van offshore platforms kan technisch gezien leiden tot een besparing tot 1 megaton CO₂ per jaar voor het komende decennium (TNO et al. 2016).

Er zijn drie opties voor het elektrificeren van gasplatforms:

1. *Verbinden van een gasplatform met een transformatorstation aan de kust via onderzeese elektriciteitskabels*
Dit gebeurt al op platform Q13a-A (Amstelveeld) van Neptune Energy in het Nederlandse deel van de Noordzee en bij verschillende platforms in Noorwegen. Hiervoor zijn verschillende transmissietechnologieën (AC/DC) beschikbaar. De keuze is afhankelijk van het elektriciteitsverbruik en de afstand tot de kust.
2. *Verbinden van een platform met een offshore windpark*
Elektriciteit gaat vanaf een transformatorstation in een offshore windpark naar het gasplatform (zie Figuur 3). Tijdens perioden van weinig wind is elektriciteit vanaf de kust te leveren als back-up via het offshore netwerk. Verschillende gasproducenten bekijken deze optie om zo hun CO₂ en NO_x uitstoot te verlagen.
3. *Verbinden van een platform met een groot offshore netwerk*
Voor grote platforms en windparken die zich ver van de kust bevinden, is aanleg van een offshore netwerk een aantrekkelijke optie. Door dezelfde infrastructuur te gebruiken voor de verschillende gebruiksfuncties en voor optionele grensoverschrijdende handel, zijn zowel de investeringskosten, operationele kosten en onderhoud, als de voordelen te delen.



FIGUUR 3: Schematische weergave van elektrificatie van een platform via een windpark.



Een voorbeeld van een platform in het Nederlandse deel van de Noordzee dat is geëlektrificeerd is Q13a-A van Neptune Energy. Het bevindt zich 14 kilometer uit de kust, produceert vanuit het Amstelveld en is geëlektrificeerd via een kabel naar de kust die is verbonden met het elektriciteitsnet van de gemeente Den Haag. De geschatte besparing van CO₂ uitstoot is zo'n 14.000 ton per jaar (Neptune Energy 2018).

POWER-TO-X OPTIES

Power-to-X (PtX) is de algemene term voor conversie van elektriciteit naar warmte en gasvormige of vloeibare energiedragers zoals waterstof, methaan, ammoniak, mierenzuur en methanol. Figuur 4 laat voorbeelden van PtX zien, waarbij windelektriciteit wordt omgezet naar waterstof. Conversie naar waterstof kan op verschillende locaties plaatsvinden.

PtX is interessant om sectoren te verduurzamen die niet (volledig) geëlektrificeerd kunnen worden en als een van de methoden om het energiesysteem flexibel te maken. Het biedt toegevoegde waarde doordat energieproductie en -gebruik zijn te ontkoppelen. Inzet van PtX is interessant wanneer er een hoog aanbod is aan variabele duurzame elektriciteit.

De geproduceerde energie uit zon of wind is op een later moment weer om te zetten naar elektriciteit en warmte. Ook zijn deze energiedragers te gebruiken als grondstof in de chemie of transportsector.

Voor offshore systeemintegratie gaat de belangstelling op dit moment onder andere uit naar de conversie naar waterstof. Deze conversie gebeurt via elektrolyse, waarbij met behulp van elektriciteit water wordt gesplitst in waterstof en zuurstof. Polymeer Elektrolyt Membraan elektrolyse (PEM) lijkt de beste optie omdat dit relatief weinig ruimte vraagt en het meest robuust is bij wisselende belasting.

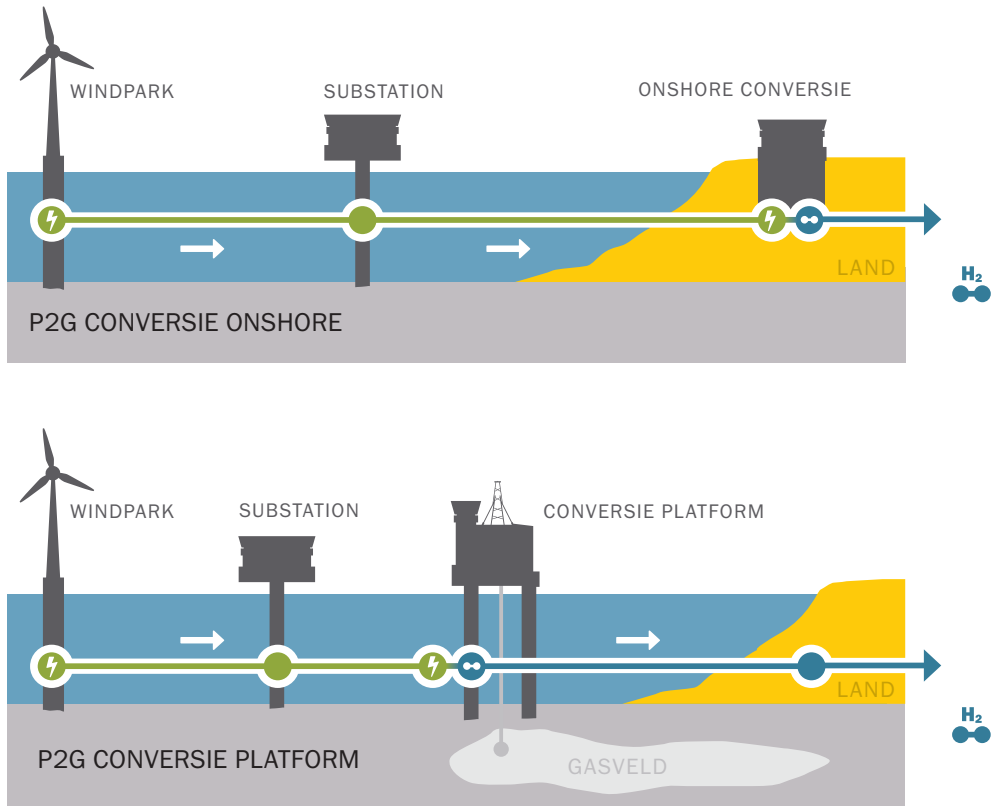
In een studie van New Energy Coalition (Jepma & Van Schot (2017)) is aangetoond dat de productie van zogeheten 'groene' waterstof, gemaakt uit duurzaam gewonnen elektriciteit zoals wind, technisch en ook economisch

haalbaar is. Vanuit waterstof zijn desgewenst ook andere producten te maken, waarbij in veel gevallen wel CO_2 nodig is, zoals methaan en methanol.

Offshore geproduceerde waterstof is op verschillende manieren naar land te transporteren. Bij een lage productie wordt de waterstof bijgemengd in het aardgasnetwerk en vervolgens aan de kust weer gescheiden. Het is op dit moment toegestaan om tot 0,5% waterstof bij te mengen in het bestaande offshore gasnetwerk. Bij een hoge productie

van waterstof is het mogelijk aantrekkelijk om specifieke waterstofpijpleidingen aan te leggen of oude gaspijpleidingen te hergebruiken voor zuiver waterstoftransport.

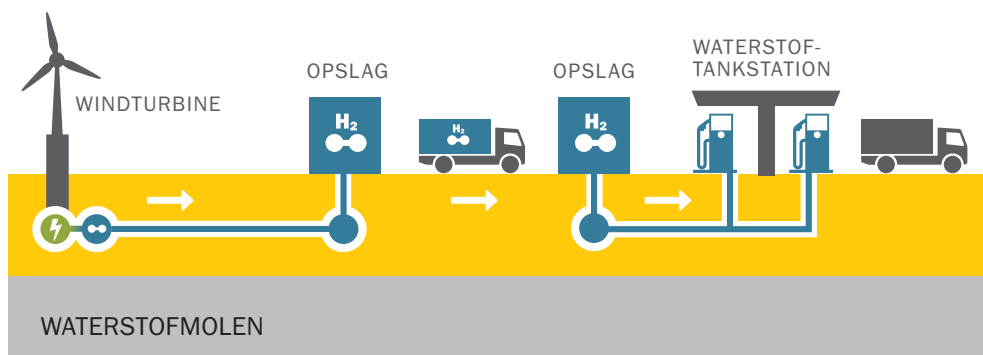
Andere PtX opties om flexibiliteit te bieden aan het energiesysteem bevinden zich nog in de pre-commerciële fase. Te denken valt aan omzetting van elektriciteit naar ammoniak, mierenzuur en methanol als energiedrager. Op termijn zijn dit mogelijk ook reële methoden voor omzetting en opslag van elektriciteit.



FIGUUR 4: SCHEMATISCHE WEERGAVE VAN ELEKTRIFICATIE VAN EEN PLATFORM VIA EEN WINDPARK.

Waterstof – grijs, blauw of groen?

Waterstof dient met name als grondstof voor de industrie. Het huidige gebruik van waterstof in Nederland is 800 kiloton per jaar (Berenschot & TNO 2017), waarvan het grootste deel in de Haven van Rotterdam wordt geproduceerd en gebruikt. Er zijn verschillende typen waterstof te onderscheiden. De productie gebeurt praktisch volledig door het kraken van aardgas via verschillende methoden: grijze waterstof. Hiervan wordt 80% geproduceerd via steam methane reforming (SMR), de standaard manier voor grootschalige productie van waterstof. Hierbij komt momenteel ongeveer 12,5 megaton CO_2 vrij. Bij de productie van blauwe waterstof wordt deze CO_2 afgevangen en ondergronds opgeslagen en is dus CO_2 -arm. Voor het toekomstige energiesysteem zijn de ogen gericht op de productie van groene waterstof. Deze waterstof wordt geproduceerd via elektrolyse van duurzaam opgewekte elektriciteit als wind en zon. Dit is dus een volledig duurzame vorm van waterstofproductie.



De Waterstofmolen – Elektrolyse in windturbines

Een consortium van waterstofleverancier HYGRO, windturbinefabrikant Lagerwey en onderzoeksinstituut ECN part of TNO werkt aan de ontwikkeling van de eerste waterstofmolen ter wereld. Doel is deze molen begin 2019 te testen in de Wieringermeer. Bij de molen, met een vermogen van 4,8 MW, wordt de elektrolyser binnenin de molen geplaatst waardoor er veel minder componenten nodig zijn. De waterstof die dit project gaat produceren zal gebruikt worden als brandstof (Hygro, Lagerwey & ECN 2017).

CO₂ TRANSPORT EN OPSLAG

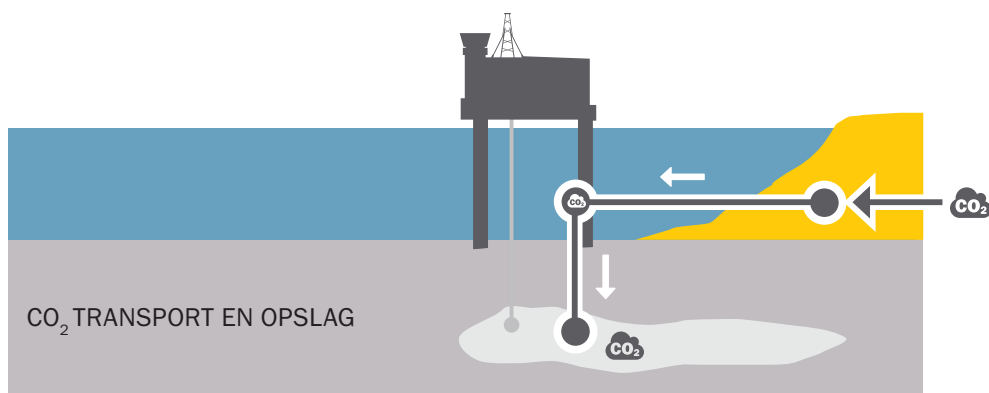
Carbon capture and storage (CCS) is het afvangen van CO₂-uitstoot door de energie-intensieve industrie, gevolgd door het transport en opslag in geologische formaties (IPCC 2005). Opslag gebeurt via injectie van CO₂ in poreuze gesteenten van bijvoorbeeld (bijna) lege gasvelden of diepe aquifers (zoutwaterhoudende formaties) (zie Figuur 5).

Volgens de IEA scenario's (IEA 2013) kan CCS een bijdrage van ongeveer een zesde van de vereiste CO₂ reductie in 2050 realiseren; niet alleen van elektriciteitsproductie, maar ook de staal-, cement- en chemische industrie. De scenario's voorspellen CO₂ opslagvolumes in 2050 variërend tussen 0 en 50 megaton CO₂ per jaar (EBN & Gasunie 2010, Gasunie 2018, PBL 2017, PBL 2018). Het Regeerakkoord 2017-2021 (VVD, CDA, D66, CU 2017) spreekt van de ambitie om in 2030 20 megaton CO₂ te hebben opgeslagen.

Op dit moment is de uitvoering van CCS projecten vertraagd, onder andere door het stoppen van het Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD). Er is opslagpotentieel van enkele gigatonnen in met name de Nederlandse offshore.

CCS is belangrijk voor systeemintegratie omdat het gebruik kan maken van bestaande gasinfrastructuur voor transport en opslag en er elektriciteit nodig is op platforms om de CO₂ te comprimeren en conditioneren. In het totale energiegebruik van de Noordzee moet daarin ook rekening worden gehouden met mogelijke concurrentie tussen permanente opslag van CO₂ en het in de toekomst cyclisch opslaan van verschillende gassen, waaronder waterstof, als bijdrage aan een flexibel energiesysteem.

CCS speelt ook een belangrijke rol in de productie van zogenaamde blauwe waterstof, die wordt geproduceerd door ontleding van aardgas naar waterstof en CO₂. Om deze productie CO₂ arm te maken, is het nodig de geproduceerde CO₂ af te vangen en op te slaan. Een van de bekendste blauwe waterstofprojecten is het Statoil-Nuon Vattenfall-Gasunie initiatief om de Magnum elektriciteitscentrale aan de Eemshaven energieneutraal te maken door afgevangen CO₂ bij waterstofproductie ondergronds in Noorwegen op te slaan. Een tweede initiatief voor blauwe waterstof is gepland in de Rotterdam Haven (het H-vision project).



FIGUUR 5: Schematische weergave van CO₂ transport en opslag.



Magnum, een elektriciteitscentrale op waterstof

Statoil, NuonVattenfall en Gasunie werken samen om NuonVattenfalls Magnum elektriciteitscentrale in de Eemshaven, die nu draait op gas, om te bouwen naar een centrale die draait op blauwe waterstof. Dit leidt tot een reductie in CO₂-uitstoot van vier miljoen ton per jaar. De waterstof wordt gemaakt via zogenaamde Steam Methane Reforming, waarna de daarbij geproduceerde CO₂ in Noorwegen wordt opgeslagen. De productie van waterstof is daarmee CO₂-arm.

GAS-TO-WIRE

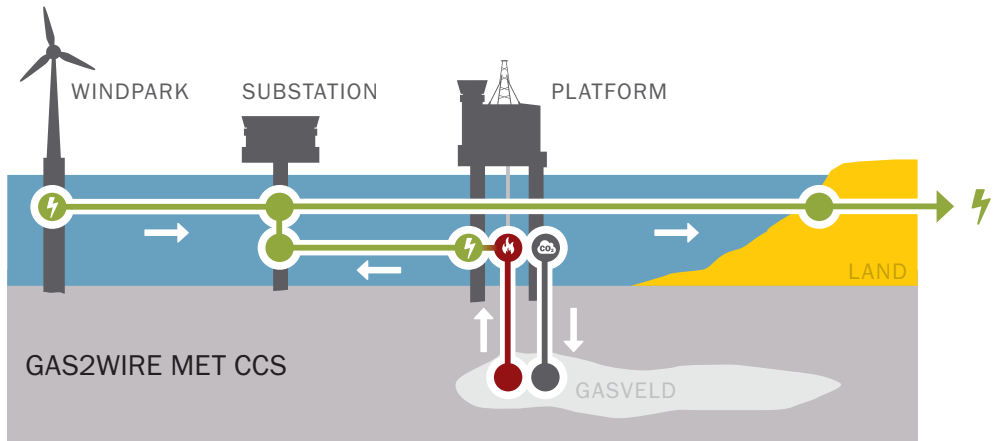
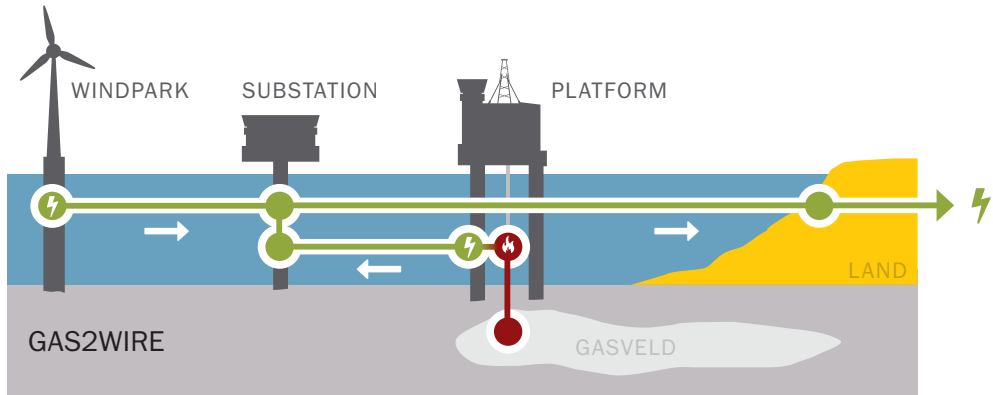
Gas-to-Wire (GtW), of ook wel Gas-to-Power genoemd, is de omzetting van gas in elektriciteit (Figuur 6). Op offshore platforms gebeurt conversie met behulp van gasturbines en brandstofcellen of technieken die pure zuurstof gebruiken voor verbranding (oxyfuel technologie). Het combineren met CCS verlaagt de uitstoot van CO₂ in het proces (Figuur 6). GtW is een optie wanneer gasvelden ver van bestaande gasinfrastructuur liggen, maar wel in de buurt van een elektrisch netwerk of transformatorstation. Een andere mogelijkheid is GtW toepassen voor zogeheten marginale of bijna uitgedeelde gasvelden waar het niet langer economisch haalbaar is om de bestaande gasinfrastructuur te gebruiken voor exploitatie. Tenslotte is GtW in combinatie met Power-to-Gas (PtG) mogelijk interessant om

stabiele elektriciteitsvoorziening mogelijk te maken tijdens periodes van weinig wind. Bij veel wind wordt de windenergie omgezet in synthetisch gas en opgeslagen. Dit gas is in tijden van weinig wind via GtW weer om te zetten in elektriciteit.

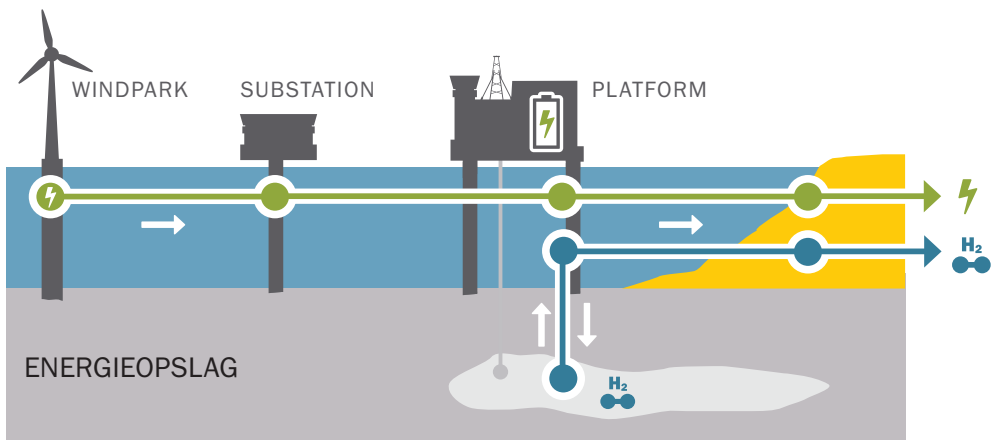
Bij het opzetten van GtW systemen zijn investeringen nodig in het maken van netconnectie en mogelijke ombouw van bestaande offshore platforms om GtW mogelijk te maken. Deze kosten zijn te beperken door gebruik te maken van bestaande offshore windtransmissiesystemen of van GtW faciliteiten die makkelijk verplaatsbaar en herbruikbaar zijn zoals drijvende faciliteiten. Op dit moment is deze technologie nog in de pre-commerciële fase, maar er zijn al initiatieven om GtW in combinatie met CCS als dienst op de markt te brengen.

ENERGIEOPSLAG

Energieopslag behelst het opslaan van energie in verschillende vormen en op verschillende schalen, boven- of ondergronds. Bekende vormen zijn opslag van elektriciteit in batterijen, CAES (compressed air energy storage) en de opslag van gasen zoals aardgas en waterstof in zoutcavernes of lege gasvelden. De capaciteit die hiervoor nodig is hangt sterk af van de toepassing van opslag, bijvoorbeeld balanceren of seizoensopslag. Voor systeeminTEGRATIE is het bieden van flexibiliteit middels opslag een van de mogelijke toepassingen. Dit kan mogelijk kleinschalig in batterijen op bestaande platforms, maar ook in de vorm van gasopslag (waterstof) in kleine tanks op platforms, cavernes of lege gasvelden. Figuur 7 laat voorbeelden van offshore energieopslag zien. Jepma & Van Schot (2017) hebben verschillende scenario's bestudeerd voor conversie van een overschot aan windenergie naar waterstof of andere gasen inclusief opslag op verschillende ruimte- en tijdschalen.

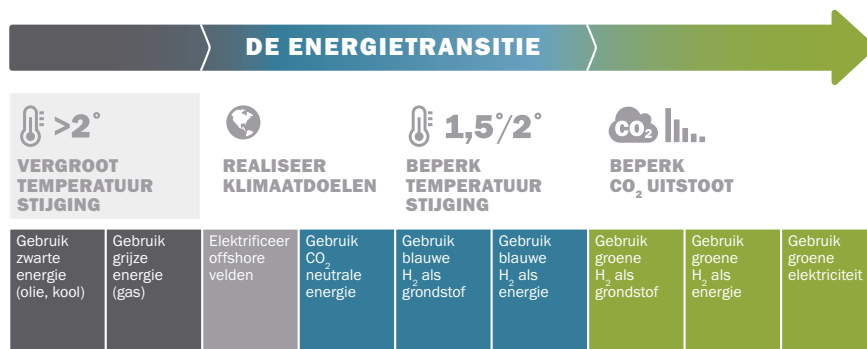


FIGUUR 6: SCHEMATISCHE WEERGAVE VAN A) GAS-TO-WIRE EN B) GAS-TO-WIRE MET CCS.



FIGUUR 7: Schematische weergaven van vormen van offshore energieopslag.

NIEUWE WAARDEKETENS



FIGUUR 8: Verschillende vormen van energie binnen de energietransitie.

Het transitie-model

De klimaatdoelen vragen naast energiebesparing om de opbouw van duurzame energiebronnen en een sterke afname van CO₂-uitstoot. Om dit mogelijk te maken is een transitie van het gebruik van zwarte, fossiele naar groene, duurzame energie nodig. Om deze transitie inzichtelijk te maken is een model voor de energietransitie ontwikkeld (Figuur 8), waarin de verschillende opties voor het realiseren van de klimaatdoelen in de energietransitie zijn weergegeven. Het model biedt vier soorten van energie, die zijn gerangschikt op basis van hun CO₂-uitstoot. Hierbij gaat het om energielevering in verschillende vormen: als bron van warmte of elektriciteit, of als grondstof voor producten. De vier soorten energie zijn:

1. Groene energie – volledig gewonnen uit duurzame bronnen zoals zon, wind, biomassa en geothermie.
2. Blauwe energie – CO₂-arme energie uit fossiele brandstoffen. Lagere CO₂ uitstoot door afvang en opslag.
3. Grijze energie – gewonnen uit aardgas; daarbij komt CO₂ vrij, maar minder dan bij inzet van kolen en olie.
4. Zwarte energie – gewonnen uit olie en kolen en heeft een hoge CO₂ uitstoot.

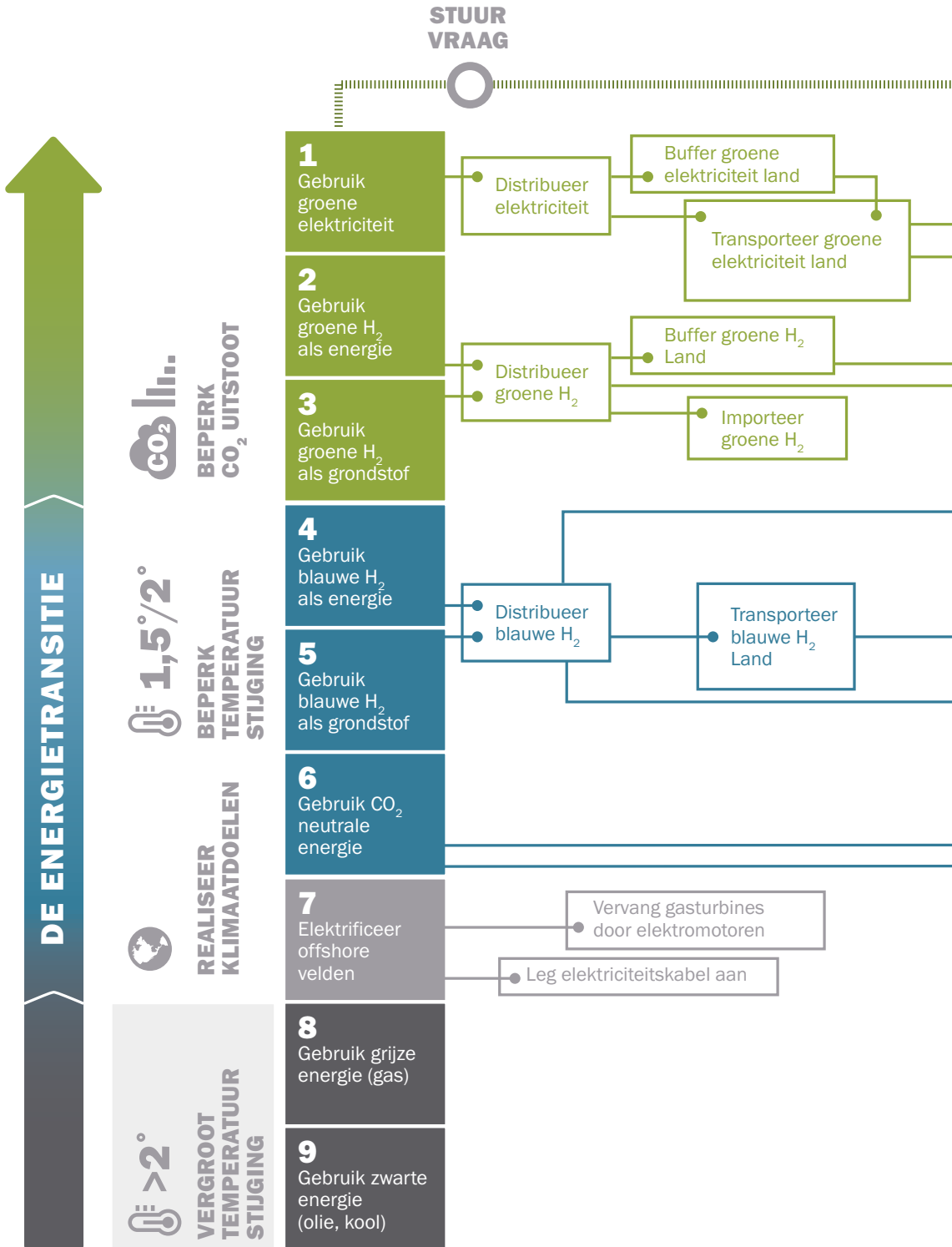
WAARDEKETENS VOOR DE ENERGIETRANSITIE OP DE NOORDZEE

Eind 2017 is op verzoek van RVO een initiatief gestart door TKI Nieuw Gas, TNO en Hennemann & Hartkamp om inzicht te krijgen hoe systeemintegratie op de Noordzee de energietransitie kan versnellen. Hierbij is een groot aantal stakeholders van offshore systeemintegratie, inclusief windoperators, gasoperators, brancheorganisaties, overheid en NGO's betrokken.

In twee workshops zijn waardeketens ontwikkeld voor mogelijk nieuwe energiedragers binnen de energietransitie. Daarnaast is de rol van systeemintegratie voor het versnellen van de energietransitie voor deze verschillende energiedragers bepaald.

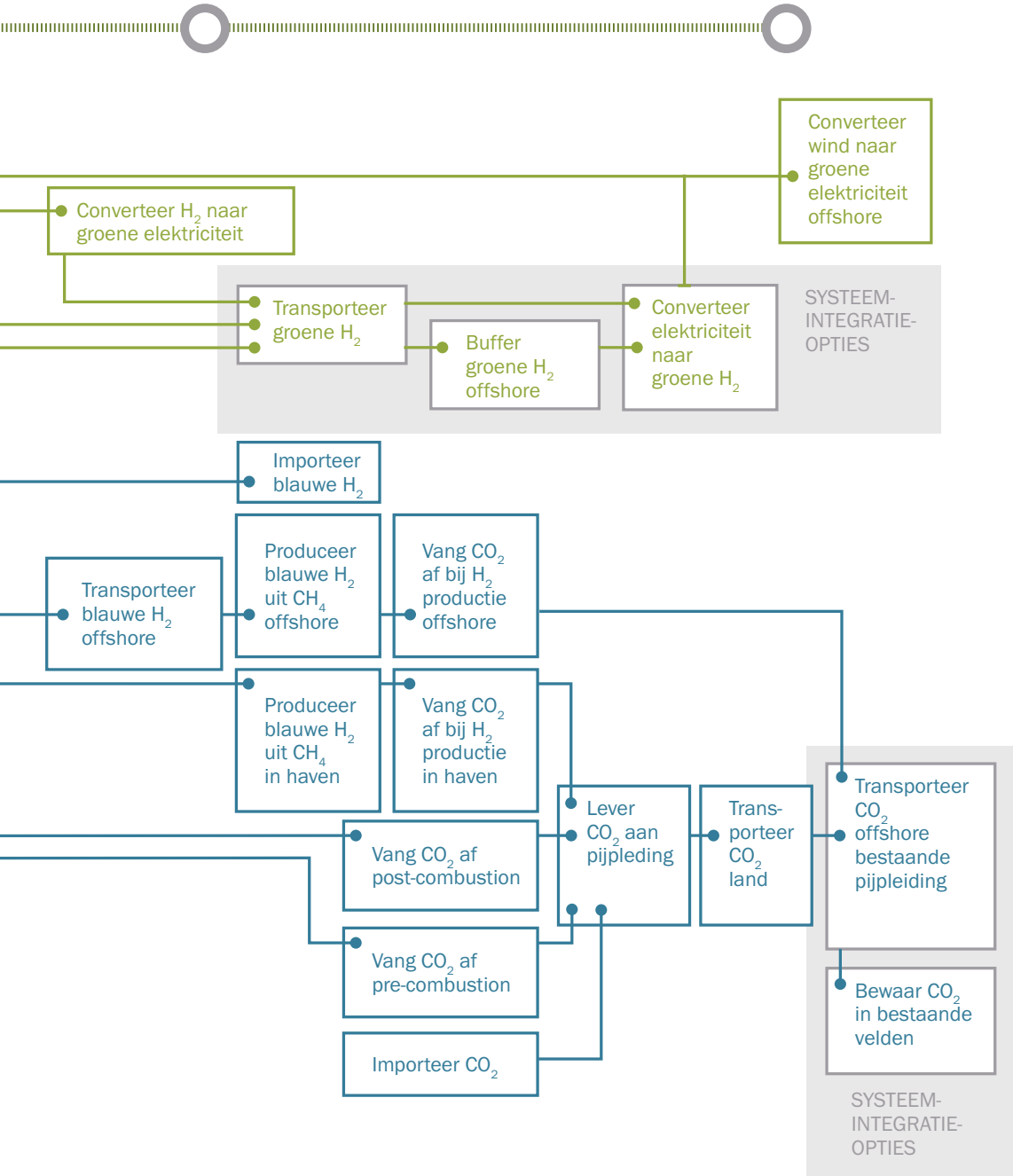
Om focus aan te brengen binnen de waardeketens is ervoor gekozen de aandacht primair te richten op offshore energieopwekking als producent. Aangezien de industrie grootver-

FIGUUR 9



BALANCEER MARKT

STUUR PRODUCTIE



bruiker is met 46% van het energieverbruik in Nederland (EBN 2017) en het industriecluster Haven van Rotterdam en Moerdijk koploper is met 20%, zijn de waardeketens uitgewerkt voor dit gebied als gebruiker. Deze methode is ook goed bruikbaar om waardeketens uit te werken voor andere clusters (bijvoorbeeld Groningen, Delftzijl, Amsterdam, IJmuiden) en gebruikers (bijvoorbeeld landbouw, visserij, mobiliteit, huishoudens). De aannames voor de opzet van deze waardeketens zijn:

1. Offshore wind gaat in de toekomst sterk groeien, van 700 MW per jaar nu tot minimaal 1 GW per jaar vanaf 2023.
2. De huidige markt voor waterstof als grondstof omvat 800 kiloton (Berenschot & TNO 2017), waarvan de helft in de Haven van Rotterdam.
3. In het nieuwe energiesysteem is behoefte aan zowel moleculen (waterstof) als elektronen (stroom). De huidige verhouding van 80%/20% zal in de toekomst verschuiven in het voordeel van elektronen.
4. Het nieuwe energiesysteem kent fluctuaties in productie per dag, per seizoen en over de jaren heen.

SYSTEEMINTEGRATIE ALS TRANSITIEVERSNELLER

Figuur 9 laat de ontwikkelde waardeketens zien. Hierin zijn de opties voor systeemintegratie als gearceerde blokken aangegeven. Zo'n optie ontstaat wanneer er vanuit bestaande infrastructuur van olie en gas meerwaarde kan worden gecreëerd door hergebruik nadat de conventionele olie- en gaswinning is gestopt. De belangrijkste kansen voor systeemintegratie die zijn vastgesteld als transitieversnellers door de verschillende stakeholders zijn:

1. Productie van groene waterstof op bestaande platforms en transport via bestaande pijpleidingen
2. Opslag van groene waterstof in bestaande velden en pijpleidingen

3. CO₂ transport en opslag in bestaande velden

Hoofddoel hierbij is een transitie naar duurzame energievoorziening met groene elektriciteit en groene moleculen uit offshore wind te bewerkstelligen en te versnellen.

1. Productie van groene waterstof op bestaande platformen en transport via bestaande pijpleidingen

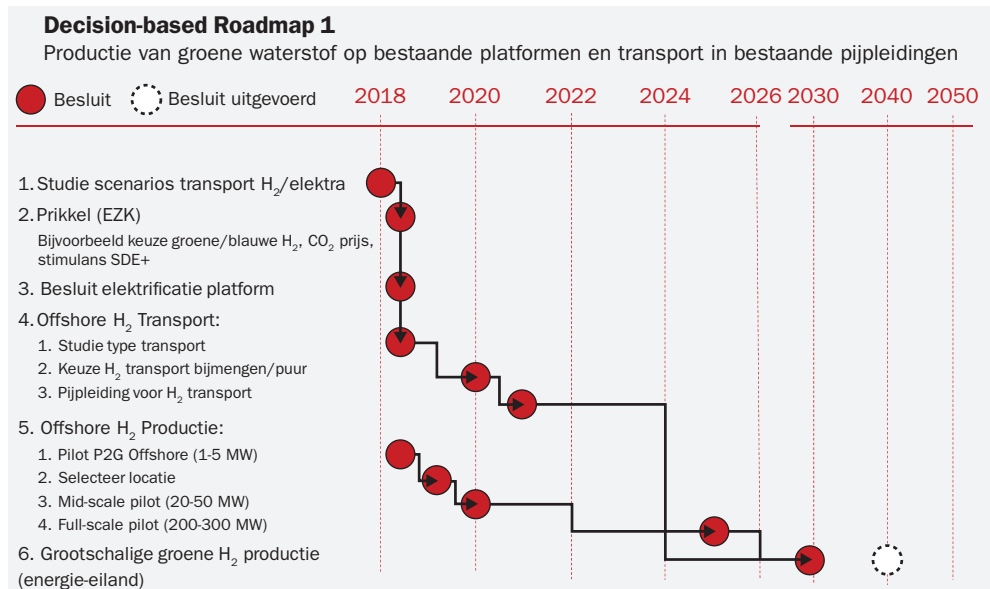
Productie van groene waterstof uit windenergie op bestaande platformen is een van de versnellers richting duurzame energievoorziening. Conversie van elektriciteit naar groene waterstof is daarbij een mogelijkheid om flexibiliteit te bieden aan het energiesysteem naast vraag- en productiesturing, opslag en transport.

Waterstof is door middel van elektrolyzers op platformen te produceren en vervolgens naar de kust te transporteren via bestaande pijpleidingen. Daar kan de groene waterstof gebruikt worden als grondstof voor de industrie, als directe energiebron, opnieuw worden geconverteerd naar elektriciteit, maar ook tijdelijk worden opgeslagen. Offshore windscenario's laten zien dat er vanaf 2030 een grote hoeveelheid elektriciteit beschikbaar komt voor de productie van groene waterstof. Daarnaast is er al een bestaande grondstoffenmarkt voor waterstof die naar verwachting in tact blijft. Deze markt heeft een huidig volume van 800 kiloton.

Om offshore groene waterstof te gaan produceren is onderzoek nodig naar hoe dit zich verhoudt tot alternatieven als productie op land of import van groene waterstof. Hoewel offshore conversie complexer is dan op land, heeft het ook een groot voordeel. De transportkosten van energie in de vorm van moleculen zijn namelijk aanzienlijk lager dan in de vorm van elektronen. Ook moet duidelijk worden hoe de waterstofmarkt zich gaat ontwikkelen, zowel gebruik, volumes als marktspecificaties.

Daarnaast kent waterstof nog een aantal technische uitdagingen voor zowel productie (conversie-efficiëntie, stabiliteit, schaal) als transport (integriteit pijpleidingen, compressie) die onderzoek vergen. Verder is nog onduidelijk of waterstofproductie het best kan worden ingezet als peak-shaver voor overtollige elektriciteit of juist volcontinu moet draaien. Voor zeer grootschalige groene waterstofproductie, ruim boven 100 MW, is de capaciteit van offshore platforms te klein vanwege de benodigde ruimte voor elektrolyse. Om die reden zijn naar verwachting op de lange termijn alternatieven nodig zoals energie-eilanden. Dit alles suggereert dat er voldoende tijd is om offshore productie van groene waterstof te realiseren. Maar om dit in 2030 grootschalig te verwezenlijken is een stapsgewijze demonstratie en opschaling kritisch. Figuur 10 geeft een

ruwe schets van het actieplan om tot grootschalige productie van groene waterstof op zee te komen. Op zeer korte termijn (2018) zijn beslissingen nodig over onderzoek naar de technische vragen rond productie en transport, gevolgd door besluiten om groene waterstofproductie te stimuleren door middel van SDE+ subsidies of via een bodem in de CO₂ prijs. Daarna zijn keuzes aan de orde voor de locaties van de platforms en de opschaling van offshore Power-to-Gas pilots op kleine (1-5 MW), middelgrote (20-50 MW) en grote (200-300MW) schaal in respectievelijk 2019, 2020 en 2025 om in 2040 tot grootschalige offshore productie van groene waterstof te komen. Zolang grijze waterstofproductie is toegestaan en de CO₂ prijs te laag blijft, lijkt groene waterstofproductie alleen mogelijk door het introduceren van extra marktprikkels.



FIGUUR 10: Decision-based roadmap voor de productie van groene waterstof op bestaande platformen en transport via bestaande pijpleidingen

De belangrijkste kostenreductie moet komen van opschalen en verdere technologie-ontwikkeling.



North Sea Wind Power Hub

Het North Sea Wind Power Hub consortium, bestaande uit TenneT (Nederland en Duitsland), Energinet (Denemarken), Gasunie en Haven van Rotterdam, onderzoekt de mogelijkheden voor het creëren van een of meer energie-eilanden op de Doggersbank midden in de Noordzee. Deze zogenaamde Power Link Islands moeten de broedplaats worden voor grootschalige windproductie en vormen daarnaast de verbinding tussen de verschillende Noordzeelanden. Een van de belangrijke doelen van de Power Link Islands is grootschalige productie van waterstof via Power-to-Gas, wat vervolgens getransporteerd en (tijdelijk) opslagen kan worden. Transport van energie met waterstof als energiedrager is een van de mogelijke oplossingen om grote hoeveelheden windenergie naar land te krijgen.

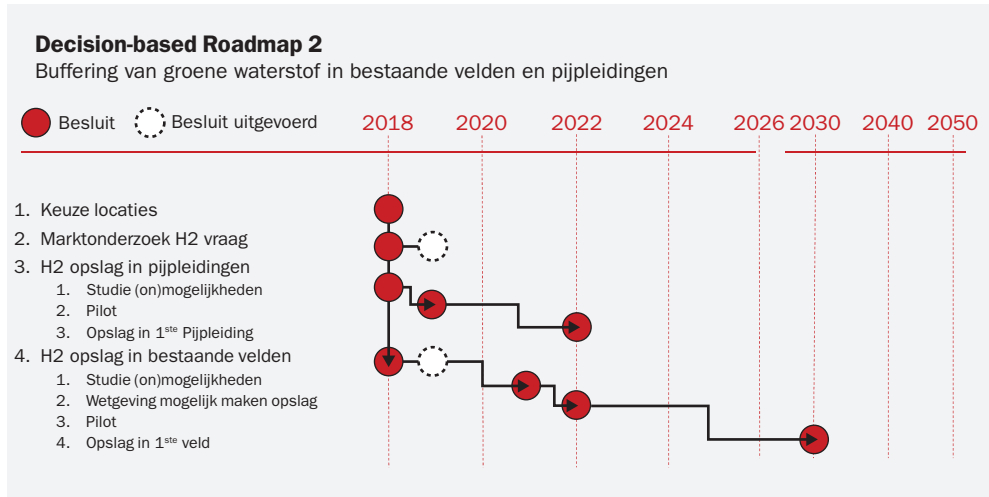
2. Opslag van groene waterstof in bestaande velden en pijpleidingen

Het toekomstige duurzame energiesysteem kent niet alleen fluctuaties in de vraag, maar met een groter aandeel duurzame energie ook in de productie. Deze variaties treden op over dagen en seizoenen door de het wisselende aanbod van elektriciteit uit wind en zon. Binnen het energiesysteem is flexibiliteit te bereiken door vraag- en productiesturing, conversie, opslag en het uitbreiden van transportcapaciteit. De opslag van groene waterstof, waar hier de nadruk op ligt, is dus één van verschillende opties om flexibiliteit te realiseren.

Opslag van waterstof is zowel op land als op zee mogelijk. Hergebruik van pijpleidingen en lege velden kan bij opslag op zee mogelijk kosten besparen. Voor opslag in pijpleidingen wordt waterstof bijgemengd in het huidige aardgasnet of puur opgeslagen wanneer de leidingen niet meer in gebruik zijn voor transport van andere gassen. Daarnaast is waterstof mogelijk in grotere hoeveelheden op te slaan in lege gasvelden en zoutcavernes.

Er is nog weinig zicht op de technische en economische mogelijkheden om grote hoeveelheden groene waterstof op te slaan. Bij de aangenomen opbouw van elektriciteitsopwekking door wind op de Noordzee komt hier wel een grote hoeveelheid elektriciteit beschikbaar voor productie en opslag van groene waterstof.

Figuur 11 laat zien welke besluiten nodig zijn voor opslag van groene waterstof. Net als voor de productie is er voldoende tijd om de offshore opslag te onderzoeken en te realiseren. Marktonderzoek naar de behoefte aan opslag is de cruciale eerste stap voor het komende jaar. Een ander belangrijk aspect dat aandacht verdient is wetgeving voor opslag van waterstof bijvoorbeeld in lege velden of voor



FIGUUR 11: Decision-based roadmap voor de productie van groene waterstof op bestaande platformen en transport via bestaande pijpleidingen

het percentage dat mag worden bijgemengd in het bestaande gassysteem. Dat is nu 0,5%, maar in Duitsland ligt dat percentage op 10. Verder bestaan er nog veel technische vragen rond de opslag van waterstof in lege velden en het transport in bestaande leidingen. Om opslag mogelijk te maken in pijpleidingen zijn in 2019 besluiten nodig over proefprojecten om in 2022 tot operationele opslag te komen. Voor opslag in bestaande velden moet er rond 2022 een besluit liggen voor operationele grootschalige opslag in 2030.

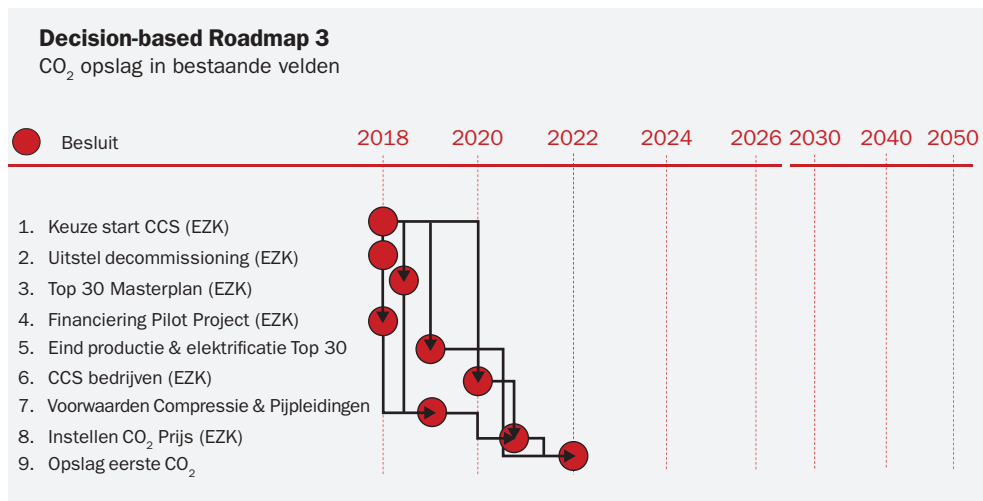
3. CO₂ opslag in bestaande velden

Hergebruik van bestaande pijpleidingen, platforms en lege gasreservoirs voor CO₂ afvang en opslag helpt de energietransitie te versnellen. Er is al veel onderzoek gedaan naar de (on)mogelijkheden van CCS en er zijn veel roadmaps en scenario's beschikbaar, onder meer EBN en Gasunie (2010) en The Rotterdam Climate Initiative (2010). Op dit moment werken EBN en Gasunie aan een update van de CCS roadmap.

Hoeveel opslag is nodig?

Flexibiliteit bieden via opslag is een van de opties om een grootschalig windscenario op de Noordzee mogelijk te maken. De vraag die daarbij opkomt is hoeveel opslagcapaciteit er nodig is. Ter vergelijking: 10 GW aan windcapaciteit, een schatting voor het gepland vermogen in 2030, levert ongeveer 315 PJ/jaar wat gelijk staat aan ~9 bcm (miljard kubieke meter) aan waterstofgas wanneer alle windenergie wordt omgezet naar waterstof. Dit zou betekenen dat een aantal kleine gasvelden voldoende is voor de benodigde buffercapaciteit.

CCS is technisch al mogelijk, maar financieel nog niet haalbaar. Om dit mogelijk te maken is een aantal besluiten nodig over met name de financiering van een eerste kleinschalige opslag, uitstel van afbouw van infrastructuur, elektrificatie van geschikte platformen en als belangrijkste het instellen van een minimumprijs voor CO₂ (zie Figuur 12). Deze besluiten



FIGUUR 12: Decision-based roadmap voor CO₂ opslag in bestaande velden

liggen allemaal (deels) bij het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Snelle besluitvorming maakt het mogelijk om vanaf 2022 CO₂ op te slaan onder de Noordzee, met name in een aantal lege velden bij de kust van Zuid-Holland.

ANDERE SYSTEEMINTEGRATIEOPTIES DIE DE TRANSITIE NIET VERSNELLEN

1. Elektrificatie van platformen – springplank voor de transitie

Elektrificatie van bestaande platformen draagt bij aan de energietransitie op de Noordzee, maar geldt niet als een transitieversneller.

Elektrificatie op zich zorgt namelijk niet voor een overgang naar duurzame energiebronnen of hergebruik van bestaande capaciteit, maar wel voor een reductie van de emissies (CO₂, NO_x, fijnstof) van bestaande platforms.

Elektrificatie van platformen heeft wel een prominente rol in het mogelijk maken van de productie van bijvoorbeeld groene waterstof op bestaande platformen en de opslag van energie of CO₂ in de bestaande infrastructuur.

Het levert energie voor en draagt bij aan het beperken van de emissies van de faciliteiten die nodig zijn om dit mogelijk te maken. Om die reden wordt elektrificatie van platformen die een rol kunnen spelen bij de productie en opslag van waterstof en opslag van CO₂ aangemerkt als een springplank in de transitie.

2. Productie van blauwe waterstof met bestaande infrastructuur

Blauwe waterstof kan offshore worden geproduceerd uit fossiele bronnen op bestaande platformen, om vervolgens de geproduceerde CO₂ op te slaan. Net als voor elektrificatie geldt dat dit de duurzame energieproductie op de Noordzee niet versnelt, maar wel zorgt voor een afname van CO₂ uitstoot.

Blauwe waterstofproductie is om twee redenen belangrijk voor de energietransitie. De productie kan helpen met het opbouwen van een infrastructuur en markt voor waterstof totdat de productie van groene waterstof concurrerend is. Tegelijkertijd kan het de uitrol

van CO₂ transport- en opslaginfrastructuur versnellen door meer CO₂ bronnen aan te sluiten.

De productie van blauwe waterstof is offshore alleen veel duurder dan op land en mist daar het voordeel van lage transportkosten ten opzichte van methaan. Daarnaast heeft de Haven van Rotterdam hiervoor al infrastructuur beschikbaar aan land. De productie van blauwe waterstof heeft dus een rol in de transitie, maar het is de vraag of dit offshore moet gebeuren.

3. Offshore productie van elektriciteit uit gas
Bij Gas-to-Wire (GtW) wordt gas direct omgezet naar elektriciteit. Bij afvang en opslag van de CO₂ tijdens dit proces in een gasveld, is er sprake van CO₂-arme elektriciteit. Dit proces draagt niet bij aan versnelling van de energietransitie. In zekere zin vertraagt GtW de transitie zelfs, omdat het de ontginning van eerder niet economisch winbare fossiele energie mogelijk maakt. Een economisch voordeel van GtW is dat het bestaande offshore infrastructuur voor elektriciteitstransport efficiënter benut. GtW is met CCS een businessmodel om CO₂-arme energie te leveren, maar geen versneller of springplank voor de transitie.

KANSEN EN KANTELPUNTEN

IN DE VORIGE HOOFDSTUKKEN HEBBEN WE VERSCHILLENDE OPTIES VOOR SYSTEEMINTEGRATIE EN HUN MOGELIJKE BIJDRAGE AAN DE TRANSITIE NAAR EEN DUURZAAM EN FLEXIBEL ENERGIESYSTEEM BEHANDELD. Om offshore systeemintegratie daadwerkelijk mogelijk te maken, moet er aandacht zijn voor een aantal kantelpunten rond dit vraagstuk. In dit hoofdstuk presenteren we een overzicht van de kansen en kantelpunten rond offshore systeemintegratie, voor zover deze nog niet in eerdere hoofdstukken zijn besproken.

KANSEN

Hergebruik van bestaande infrastructuur om toekomstscenario's mogelijk te maken

De grootste kans die offshore systeemintegratie biedt is een kostenreductie in de opbouw van offshore windproductie en afbouw van offshore gasproductie. Er is een toekomstscenario waarin grote hoeveelheden offshore windvermogen (12 tot 60 GW in 2050) steeds verder op zee worden geïnstalleerd. Binnen elk van de toekomstige offshore windscenario's is een belangrijke rol voor waterstof als energiedrager voorzien. Bestaande infrastructuur kan hierbij een belangrijke rol spelen in de vorm van hergebruik van pijpleidingen voor (waterstof)gastransport, opslag van energie in gasvorm in bestaande pijpleidingen en lege gasvelden, en platforms als locatie voor waterstofproductie in de overgangsfase naar energie-eilanden. Hiermee biedt systeemintegratie de flexibiliteit die nodig is om duurzame energieproductie grootschalig kosteneffectief te maken en in te passen in het energiesysteem.

Urgentie

Uit het vorige hoofdstuk is gebleken dat systeemintegratie mogelijk kansen biedt om de energietransitie te versnellen. De eerste besluiten om systemen operationeel te krijgen

zijn dan wel op zeer korte termijn nodig om de klimaatdoelen te halen. Daarnaast is ook de beschikbaarheid van bestaande infrastructuur een cruciale factor met het oog op de snel naderende afbouw van olie- en gasinfrastructuur op de Noordzee. Deze urgentie biedt een kans om

op korte termijn stappen te zetten richting de transitie, maar vergt tegelijkertijd een grote inspanning omdat de tijdsspanne om dit te realiseren relatief kort is.

Momentum – elektrificatie van bepaalde platforms als kick-start

Een belangrijke kans die zich voordoet om systeemintegratie mogelijk te maken is het momentum dat op dit moment wordt gecreëerd rond elektrificatie van platforms. Elektrificatie is al gerealiseerd voor een platform dichtbij de Nederlandse kust met een voeding vanuit land en wordt nu als reële optie onderzocht voor elektrificatie met behulp van offshore windenergie. Daarnaast staat de toepassing van transport en opslag van CO₂ in lege gasvelden offshore al een groot aantal jaren in de belangstelling. Er is een nieuwe roadmap CCS in ontwikkeling waarin geschikte offshore locaties voor opslag in de scenario's aan bod komen. Ook deze platforms moeten worden geëlektrificeerd voor de conditionering van CO₂ voor injectie en transport.

Waar elektrificatie onderhand de onderzoeksfase is ontgroeid, staat Power-to-Gas momenteel in de schijnwerpers als het gaat om R&D. Er is een groot aantal initiatieven om PtG van het lab naar de praktijk te brengen, zoals bijvoorbeeld het TKI-gefinancierde onderzoeksprogramma North Sea Energy program van TNO en de New Energy Coalition, het Re-use & Decommissioning Platform NexStep van EBN en NOGEP, en het North Sea Wind Power Hub Consortium van TenneT, Energinet, Gasunie en de Haven van Rotterdam.

KANTELPUNTEN

Waterstof van de toekomst – vraag en aanbod

In dit document hebben we een scenario geschetst waarin groene waterstofproductie een belangrijke bijdrage kan leveren aan het energiesysteem van de toekomst. Dat scenario is uiteraard afhankelijk van een aantal ontwikkelingen die deze productie kosteneffectief moeten maken. Zo zal de ontwikkeling van de vraag naar waterstof grotendeels bepalen wanneer en waar deze productie van start gaat. Op dit moment bedraagt het waterstofgebruik in Nederland zo'n 800 kiloton, volledig aan land geproduceerd uit aardgas.

Grootverbruikers van deze waterstof zijn raffinaderijen, andere chemische industrie en producenten van kunstmest en ammoniak. Zo'n 50% van het huidige waterstofgebruik komt voor rekening van het industriecluster van Rotterdam. Dit biedt mogelijk de kans om de energie die is opgewekt door offshore wind direct aan land te gebruiken, zowel in de vorm van duurzame elektronen (stroom) of moleculen (waterstof). Op die manier zou de noodzaak of verzwarend van het transportnet voor elektriciteit aan land beperkt kunnen blijven.

Of de marktvaart naar waterstof gelijk blijft dan wel groeit hangt af van een groot aantal ontwikkelingen binnen de industrie, mobiliteit en huishoudens. Keuzes voor onze energiedragers van de toekomst zullen mede de schaal van groene waterstofproductie op zee bepalen. Naast toekomstscenario's zijn er ook ruimtelijke en technische kwesties die bepalen of, wanneer en waar productiefaciliteiten van duurzame waterstof moeten komen. Zo is de beschikbaarheid van compacte en efficiënte elektrolyzers en van zoet water een van de technische voorwaarden om significante hoeveelheden groene waterstof op platforms te kunnen produceren. Daarnaast is, zoals al

eerder aangestipt, de aanleg van offshore energie-eilanden zeer waarschijnlijk nodig om de benodigde waterstofproductie in 2050 te realiseren.

CO₂ op de Noordzee

CO₂ afvang en opslag offshore staat al vele jaren in de belangstelling en er is een groot aantal scenario's voor de uitrol van CCS beschikbaar. Deze grote hoeveelheid informatie, gecombineerd met ervaring uit dit veld, biedt een kans om systeemintegratie dichterbij te brengen. Zo is bijvoorbeeld technische kennis over CO₂ transport en opslag te gebruiken om transport en opslag voor waterstof verder te onderzoeken. Daarnaast zijn de scenario's voor CO₂ opslagcapaciteit bruikbaar om de beschikbaarheid voor waterstofopslag te toetsen en op te zetten. Bij het maken van scenario's is van belang te weten dat cyclische opslag van waterstof en permanente opslag van CO₂ ook met elkaar concurreren als het gaat om opslagruimte.

Een veld dat in gebruik is genomen voor permanente opslag van CO₂ is niet meer beschikbaar voor de tijdelijke opslag van waterstof. Datzelfde geldt voor het inzetten van bestaande leidinginfrastructuur voor transport van CO₂ of waterstof. Daarnaast biedt een scenario van het versneld beschikbaar komen van groene waterstof als grondstof voor de industrie kansen om de noodzaak van waterstofproductie in combinatie met CO₂ opslag te verminderen. Om die reden is afstemming nodig tussen de plannen voor deze verschillende vormen van opslag om tot optimale scenario's te komen voor het energiesysteem.

De CO₂ prijs is tegelijkertijd kans en kantelpunt. In hoofdstuk 3 werd de CO₂ prijs al genoemd als een van de belangrijkste factoren om de verschillende opties voor systeeminte-

gratie in de praktijk te brengen. Op dit moment bedraagt de CO₂ prijs minder dan tien euro per ton. Dat maakt zowel elektrificatie als CO₂ opslag, de twee belangrijkste factoren om door te groeien naar waterstofproductie op de Noordzee, economisch niet haalbaar. Dit kan bijvoorbeeld mogelijk gemaakt worden door het instellen van een bodemprijs voor CO₂ uitstoot door de overheid of door binnen het systeem voor emissiehandel (ETS) de prijs te verhogen door rechten uit de markt te halen.

Wet- en regelgeving

Wet- en regelgeving rond de verschillende opties voor systeeminTEGRATIE kan een drempel vormen in de transitie naar het nieuwe energiesysteem. Over transport en opslag van CO₂ is al veel werk op dit gebied beschikbaar vanuit het CATO onderzoeksprogramma (CATO 2017). Met betrekking tot waterstof concludeert DNV GL in een studie naar mogelijke introductie van waterstof in het Nederlandse gasnet op land dat transport van 100% waterstof technisch gezien mogelijk is, maar dat de huidige regelgeving tot grote problemen kan leiden voor grootschalig waterstoftransport (DNVGL 2017). Adequate oplossingen hiervoor zijn van groot belang voor het succes van offshore systeeminTEGRATIE, maar ook voor de rol van systeeminTEGRATIE in de energietransitie in het algemeen.

Wie organiseert het energiesysteem van de toekomst?

Een van de grote uitdagingen binnen een grootschalig vraagstuk als de energietransitie op de Noordzee is wie het energiesysteem van de toekomst gaat organiseren. Omdat de Noordzee zeer intensief wordt gebruikt voor verschillende doeleinden waaronder energieproductie, voedselvoorziening en transport is een groot aantal stakeholders betrokken bij de inrichting van dit nieuwe duurzame energiesysteem. Al deze betrokken partijen hebben hun

eigen rol en belangen in de vormgeving van dit nieuwe systeem. Zoals in hoofdstuk 1 al werd beschreven is voor de opzet van het energiesysteem van de toekomst een integrale benadering nodig om tot een optimaal scenario voor de hele Noordzee te komen. Dat vergt een veel bredere blik dan puur vanuit bedrijfsmatig oogpunt naar systeeminTEGRATIE kijken. Het goed omgaan met eventueel conflicterende belangen bepaalt het succes van systeeminTEGRATIE én de energietransitie op de Noordzee.

Voor systeeminTEGRATIE komt daar tijd als een bepalende factor bij, die de urgentie van handelen nogmaals benadrukt. De periode waarbinnen hergebruik van infrastructuur moet gebeuren is kort door de naderende afbouw van gasinfrastructuur. Er moet op zeer korte termijn doortastend worden gehandeld om de kansen die systeeminTEGRATIE biedt te verzilveren. De komende tien jaar zijn cruciaal voor de ontwikkeling van de Noordzee als duurzame energiebron voor Nederland en bepalen of we de komende decennia de waarde kunnen benutten die systeeminTEGRATIE biedt.

TOT SLOT

Dit document laat zien dat offshore systeem-integratie mogelijk kansen biedt voor de overgang van het oude naar het nieuwe energiesysteem op de Noordzee. Deze integratie kan mogelijk zorgen voor een kostenreductie in de afbouw van olie- en gasinstallaties aan de ene en opbouw van offshore windcapaciteit aan de andere kant. Minstens zo belangrijk is het feit dat het een duurzaam energiewaarscenario op de Noordzee mogelijk maakt. Systeemintegratie kan mogelijk een grote bijdrage leveren aan het aan land brengen van grote hoeveelheden windenergie via productie, transport, conversie en opslag van groene waterstof. Om die kans te benutten is het nodig de opbouw van offshore wind dusdanig te versnellen dat er voldoende elektriciteit beschikbaar is voor omzetting naar groene waterstof om te voldoen aan de benodigde opslagcapaciteit.

Voor een succesvolle offshore systeemintegratie zijn er maatschappelijke businesscases nodig, waarin niet alleen oog is voor de industriële waarde van de installaties op de Noordzee maar ook de waarde voor de samenleving als geheel. Als het alleen gaat om financiële drijfveren is er een kans dat dit zal leiden tot suboptimale scenario's voor inrichting en gebruik van de Noordzee. Dit heeft als risico dat installaties en infrastructuur met een belangrijke hub-functie voor het nieuwe energiesysteem verloren gaan.

Er is dus een sterke behoefte aan systeemdinken, waardoor in 2050 en daarna ruimte is voor economisch gebruik van, voedselproductie op en behoud en verbetering van natuurwaarden van de Noordzee. Op deze manier kan Nederland een voorbeeldfunctie vervullen richting de andere Noordzeelanden in de transitie naar een duurzaam energiesysteem.



DANKWOORD

Dit document is tot stand gekomen dankzij een groot aantal stakeholders die we hebben gesproken over de (on)mogelijkheden van systeemintegratie als transitieversneller op de Noordzee. Onze dank gaat uit naar RVO voor de financiering van dit project. Daarnaast willen we Hennemann & Hartkamp en NOGEPa graag bedanken voor het begeleiden van het proces. Zonder hen was er nooit zoveel structuur gekomen in toch zo'n complex verhaal. Tenslotte spreken we natuurlijk onze dank uit aan alle mensen die op enigerlei wijze inbreng hebben geleverd aan dit traject via interviews of een actieve bijdrage aan een van onze werkgroepen. Hartelijk dank aan Chris Gittins (TAQA), Albert Cok (Total), John van Miert (Total), Jo Peters (NOGEPa), Arendo Schreurs (NOGEPa), Ed Buddenbaum (MinEZK), Han Feenstra (MinEZK), Hans van Gemert (MinEZK), Joelle Rekers (MinEZK), Rene van der Meer (Neptune Energy), Rob van der Hage (TenneT), Maarten Dirkes (TenneT), Thomas Donders (TenneT), Hans Janssen (NOGAT), Menno Ros (NOGAT), Kees Vlak (RWS), Rob Weterings (SER), Jeroen Bijleveld (SER), Hans Coenen (Gasunie), Reinalt Nijboer (Gasunie), Ruben Dijkstra (ENECO), Jasper Vis (Ørsted), Hans Timmers (NWEA), Hilbert Klok (NWEA), Barthold Schroot (EBN), Berend Scheffers (EBN), Erwin Niessen (EBN), Ruud Melieste (Haven van Rotterdam), Anouk Florentinus (NuonVattenfall), Jeroen Bakker (Provincie Groningen), Sophie Jongeneel (Provincie Groningen), Floris van Hest (Stichting Noordzee), Ante Frens (NAM), Dick Lont (NAM), Martijn Kleverlaan (NAM), Ewald Breunesse (Shell) en Gerard Martinus (Gasterra) voor hun bijdrage.

BRONNEN

- Berenschot & TNO (2017). CO₂-vrije waterstofproductie uit gas, bezocht: [https://www.berenschot.nl/actueel/2017/november/CO₂-vrije-blaauwe-waterstof/](https://www.berenschot.nl/actueel/2017/november/CO2-vrije-blaauwe-waterstof/)
- CATO (2017). CO₂ capture, transport and storage in the Netherlands, bezocht 19-2-2018: <https://www.CO2-cato.org/>
- CBS (2017). <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2017/36/uitstoot-broeikasgassen-in-2016-licht-gestegen>
- DNVGL (2017). Verkenning waterstofinfrastructuur, bezocht: https://topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf
- EAE, TNO & ECN (2016). Strategies towards an efficient future North Sea Energy infrastructure, December 2016
- EBN & Gasunie (2010). CO₂ transport en opslagstrategie, bezocht: https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2016/12/CO2_transport_en_opslagstrategie_ebn_gasunie.pdf
- EBN (2016). Focus on Dutch Oil & Gas 2016, bezocht: <https://www.ebn.nl/publicatie/focus-on-dutch-oil-gas-2016/>
- EBN (2017). Focus on Energy, bezocht <https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2017/06/Focus-on-Energy-2017.pdf>
- Europese Commissie (2016). European Union Climate Action, bezocht 5-2-2018: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_en
- Gasunie (2018). Verkenning 2050, discussiestuk, bezocht: <https://www.gasunie.nl/nieuws/gasunie-verkent-2050>
- Hygro, Lagerwey & ECN (2017). Bezocht 26-2-2018: <https://www.lagerweywind.nl/blog/2017/10/18/eerste-waterstofmolen-duurzame-brandstof-komt-nederland/>
- IEA (2013). Technology Roadmap Carbon Capture and Storage 2013 edition, bezocht: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technologyroadmapcarboncaptureandstorage.pdf>
- IPCC (2005). Carbon Capture & Storage, bezocht: https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf
- Jepma & Van Schot (2017). On the economics of offshore energy conversion: smart combinations – Converting offshore wind energy into green hydrogen on existing oil and gas platforms in the North Sea, Energy Delta Institute, bezocht: <https://www.gasmeetswind.eu/wp-content/uploads/2017/05/EDI-North-Sea-smart-combinations-final-report-2017.pdf>
- Neptune Energy (2018), bezocht 26-2-2018: <https://www.neptuneenergy.com/en/technologies-and-innovations/produce-energy/q13a-a>
- PBL (2015). Nationale Energieverkenning 2015, bezocht: <http://www.pbl.nl/publicaties/nationale-energieverkenning-2015>
- PBL (2017). Verkenning van Klimaatdoelen – Van lange termijn beelden naar korte termijn actie, bezocht: <http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2017-verkenning-van-klimaatdoelen-van-lange-termijnbeelden-naar-korte-termijn-actie-2966.pdf>
- PBL (2018). De toekomst van de Noordzee, De Noordzee in 2030 en 2050: een scenariostudie, bezocht 5-2-2018: <http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2018-toekomst-van-de-noordzee-2728.pdf>
- Rotterdam Climate Initiative (2010). CO₂ capture and storage in Rotterdam, bezocht: http://www.rotterdamclimateinitiative.nl/documents/2015-en-ouder/CCS_brochure_compleet%20def.versie%20dd%2009-09-2010.pdf
- SER (2013). Energieakkoord voor Duurzame Groei, bezocht 5-2-2018: <https://www.energieakkoordser.nl/energieakkoord.aspx>
- Statoil (2017), <https://www.statoil.com/en/news/evaluating-conversion-natural-gas-hydrogen.html>
- TNO, Shell, Siemens, EBN (2016). System Integration Offshore Energy: Innovation Project North Sea Energy, bezocht: https://www.tno.nl/media/8512/system_integration_offshore_energy_final-report_tno_r11234.pdf
- Verenigde Naties (2015). The Paris Agreement, bezocht 5-2-2018: http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php
- VVD, CDA, D66, CU (2017). Regeerakkoord Vertrouwen in de Toekomst 2017-2020, bezocht 6-2-2018: <https://www.kabinetformatie2017.nl/documenten/publicaties/2017/10/10/regeerakkoord-vertrouwen-in-de-toekomst>
- WEC (2018). Brining North Sea Energy Ashore Efficiently, bezocht: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2018/01/WEC-brochure_Online-offshore.pdf

Ellen van der Veer
Joris Koornneef
Rene Peters

CONTACT

Rene Peters

ENERGIE

📍 Locatie Delft - Leeghwaterstraat

✉ rene.peters@tno.nl

☎ 088 866 6340

TNO innovation
for life

TNO.NL