

Adviesnotitie 'marktordening (economisch perspectief)' voor het

Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050

(dit rapport heeft 22 pagina's)

Colofon	3
1 Introductie en achtergrond	4
1.1 Introductie	4
1.2 Achtergrond	4
1.3 Reikwijdte subwerkstroom	5
2 Netbeheermodel	
waterstofinfrastructuur op zee	6
2.1 Netbeheermodel bij (gedeeltelijk) hergebruik van bestaande aardgasleidingen op zee	6
2.2 Rolverdeling bij compressie in het geval van elektrolyse op zee	8
3 Financiering en tarieven	
infrastructuur	11
3.1 Financiering van waterstofproductie en afname en infrastructuur	11
3.2 Financiering en tarieven van een elektriciteitsnet op zee	12
4 Kostenspreiding elektriciteitsnet op zee	14
5 Tendersystematiek	15
6 Essentiële overwegingen bij het marktontwerp voor een energiehubs	18
6.1 Optimalisatie gebruik elektrische infrastructuur op zee	18

Colofon

Titel	Adviesnotitie 'marktordening (economisch perspectief)' voor het Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050
Uitgebracht aan	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO)
Datum	19 december 2023
Kenmerk	2311A611CB/LR/18
Advies-organisatie	Deloitte Financial Advisory B.V. (Deloitte)

1 Introductie en achtergrond

1.1 Introductie

Werkstroom 4 (economische subwerkstroom) behandelt een door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat opgestelde selectie van economische vraagstukken die het Ministerie relevant acht in het kader van het nemen van beslissingen met betrekking tot de geplande energie-infrastructuur op de Noordzee. Dit advies vormt samen met hoofdwerkstroom 4 en het hierop volgende juridische advies het onderdeel van het EIPN dat de marktordening adresseert. Deze subwerkstroom presenteert uitsluitend aanvullende economische inzichten die zijn verkregen naar aanleiding van verkennende gesprekken met de direct betrokken stakeholders (te weten: EZK, RVO, Gasunie, TenneT en EBN), en op basis van de reeds geanalyseerde voorstudies in de hoofdwerkstroom, en is derhalve niet bedoeld als een uitputtende studie.

De volgende onderdelen van het energiesysteem op zee worden nader belicht in deze subwerkstroom:

- Productie van elektriciteit
- Productie van waterstof
- Elektriciteitstransport
- Waterstoftransport
- Waterstofcompressie
- Internationaal energietransport (interconnectoren)

1.2 Achtergrond

De productiecapaciteit van de elektriciteit vanuit wind op zee gaat volgens de aanvullende routekaart 'Windenergie op zee 2030/2031' naar 21,6 GW in 2031, met streefdoelen van 50 GW voor 2040 en 70 GW voor 2050. Om dit op deze wijze te kunnen uitrollen in de gebieden die verder uit de kust liggen, wordt gekeken naar aanlanding in de vorm van elektronen, alsmede waterstof. De productiecapaciteit kan namelijk binnen de gestelde termijn niet volledig elektrisch in Nederland worden aangeland (werkstroom 1).

In het kader van de marktordening en regulering is het onder andere relevant om te kijken naar de rolverdeling voor waterstoftransport, de compressie van waterstof, de te hanteren tariefsystematiek en de interconnecties.

De nieuw te tenderen wind op zee wordt momenteel geboden zonder dat er behoefte is aan (productie)subsidies vanuit de ontwikkelaars; dit is echter geen gegeven voor toekomstige tenders. Als wind op zee gecombineerd wordt met elektrolyse, zullen hiervoor ook passende tendercriteria en -systematiek moeten worden opgesteld. Dit is ook het geval wanneer windparken en elektrolyzers in offshore biedzones worden getenderd.

Werkstroom 1 van het EIPN beschrijft de mogelijkheden voor het aanlanden van elektriciteitsproductie op zee via kabels (elektrisch), pijpleidingen (waterstof) of een combinatie van beide, met een te definiëren verhouding tussen elektriciteit en waterstof. Voor het aanleggen en beheren van het elektriciteitsnetwerk op zee is TenneT de aangewezen netbeheerder.

De minister voor Klimaat en Energie heeft in een recente Kamerbrief¹ aangegeven dat TenneT ook een exclusieve taak zal krijgen wat betreft de bouw, het beheer en eigendom van de (hybride) interconnectoren. De verantwoordelijkheid voor het waterstoftransport over land wordt door de overheid bij Hynetwork Services ('HNS') belegd. Onder andere ten behoeve van een integrale planvorming onderschrijft de minister van Economische Zaken en Klimaat het belang van een gelijksoortige netbeheerder in het geval van waterstof op zee (Hydrogen Network Operator, HNO) zoals ook voorgeschreven in het decarbonisatiepakket. De minister heeft aangegeven voornemens te zijn om Gasunie aan te wijzen als HNO op zee. Binnen hoofdwerkstroom 4 van het EIPN wordt dit verder toegelicht en in perspectief geplaatst, in een vergelijking met de overige opties.

Werkstroom 1 van het EIPN beschrijft dat er in het toekomstige energiesysteem op de Noordzee behoefte is aan de productie van waterstof (elektrolyse). Deze elektrolyse kan gecentraliseerd plaatsvinden bij een windpark, of gedecentraliseerd in afzonderlijke turbines. Het eerste door de overheid geïnitieerde demonstratieproject op zee wordt daarbij verwacht in 2028 ('Demo 1'). De realisatie van het tweede demonstratieproject wordt door de overheid verwacht in 2031. De inzichten die in het proces van deze demonstratieprojecten zijn opgedaan, kunnen worden benut bij de verdere uitrol van elektrolyse op zee.

¹ Kamerbrief van 16 oktober 2023 over de Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ), Kamerstukken II 2023–2024, 33 561, nr. 59, blz. 5.

Het is mogelijk dat bepaalde functies, zoals energietransport (nationaal en internationaal, via interconnectie), elektrolyse en opslag, plaatsvinden binnen een energiehub. Een energiehub kan de energie van de omliggende windparken verzamelen en kan deze (deels) omzetten in waterstof. Vanuit deze hub kan de energie (elektriciteit of waterstof) dan aanlanden in Nederland of worden getransporteerd naar andere energiehub's of landen.²

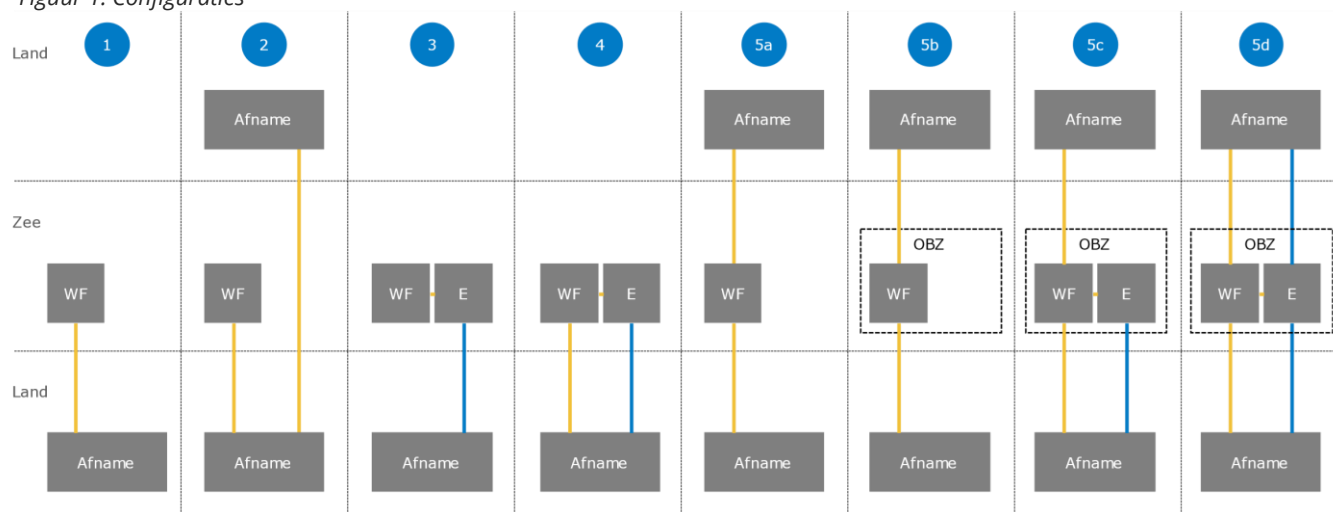
1.3 Reikwijdte subwerkstroom

De economische vraagstukken die betrekking hebben op eerdergenoemde onderdelen van het energiesysteem op zee en die in deze subwerkstroom zijn behandeld, zijn:

- Netbeheermodellen bij hergebruik van gastransportinfrastructuur en compressie.
- Financiering van waterstofproductie en -transport en elektriciteitstransport op zee.
- Kostenverspreiding van het elektriciteitsnet op zee.
- Tendersystematiek voor wind op zee in relatie tot nieuwe configuraties op zee.
- Essentiële overwegingen bij de marktordening van energiehub's.

De conclusies die kunnen worden getrokken wat betreft de beschreven economische vraagstukken hebben betrekking op: (1) een inhoudelijk advies en/of (2) een advies voor vervolgwerk. Het type conclusie is afhankelijk van de diepgang van de voorstudies waarop de besluiten kunnen worden gebaseerd.

Figuur 1: Configuraties



Opmerking: voor enkele functies van het windpark en de elektrolyser zal altijd stroom nodig zijn. Dit kan bijvoorbeeld worden opgelost via een kleine elektrische verbinding (of batterij in de windturbine).

Als startpunt voor de analyses in deze subwerkstroom wordt uitgegaan van een aantal denkbare infrastructurele configuraties (Figuur 1). Deze bestaan (op hoofdlijnen) uit:

1. Een radiale elektriciteitskabelverbinding tussen het net op zee en het net op land (huidig).
2. Een radiale kabelverbinding tussen een windpark en de wal, met een additionele interconnectie.
3. Een waterstofpijpleidingverbinding tussen één of meerdere elektrolyzers op zee en het waterstoftransportnet op land (plus een minimaal benodigde elektrische aansluiting).
4. Een systeemgeïntegreerde opzet, met zowel een verbinding via een waterstofpijpleiding als met een elektrische kabel.

Naast deze opties bestaan er configuraties waarbij een windpark gecombineerd wordt met interconnectie voor elektriciteit en/of waterstof:

5a. Aanlanding via een elektrische hybride interconnector binnen een home-market (HM-)model.

5b. Aanlanding via een elektrische hybride interconnector binnen een offshore gebied (OBZ) model.

5c. Dezelfde wijze van elektrisch aansluiten als bij 5b, gecombineerd met waterstofproductie in de OBZ.

5d. Dezelfde wijze als aansluiting als 5c, maar dan gecombineerd met in- of exporten van waterstof met omliggende Noordzeelanden.

De beschrijvingen, conclusies en adviezen in de volgende hoofdstukken zijn een bundeling en samenvatting van de verkennende gesprekken met de eerdergenoemde stakeholders.

² Kamerbrief van 16 september 2022 over windenergie op zee 2030-2050, Kamerstukken II 2021/22, 33 561, nr. 54, p. 9.

2 Netbeheermodel waterstofinfrastructuur op zee

2.1 Netbeheermodel bij (gedeeltelijk) hergebruik van bestaande aardgasleidingen op zee

In deze paragraaf wordt nader ingegaan op het netbeheermodel binnen het waterstoftransportnetwerk op zee. Hoewel de analyse zich voornamelijk richt op het gedeelte van het waterstoftransportnetwerk dat bestaat uit (gedeeltelijk) hergebruikte aardgasnetwerken gebruikt voor het transport van waterstof op zee, zijn de in deze paragraaf genoemde modellen toepasbaar op zowel nieuwbouw delen als hergebruikte delen van het netwerk. De overheid kan ervoor kiezen om voor nieuwbouw en hergebruik één model te hanteren of om onderscheid te maken, gezien er ook in het geval van hergebruik van leidingdelen nieuwbouw plaats zal moeten vinden. Het is theoretisch ook denkbaar dat er voor de korte termijn een ander model wordt gehanteerd dan voor de langere termijn.

Uit hoofdstroom 4 volgt dat het voor Nederland voor de hand ligt om een exclusieve offshore waterstofnetbeheerder te benoemen, waarbij moet worden bepaald welke netbeheermodellen worden toegestaan. Er wordt in deze subwerkstroom enkel stilgestaan bij de opties 'volledige ontvlechting' en 'onafhankelijk systeembeheerder'. Het ministerie van economische zaken en klimaat, toezichthouder en netbeheerders hebben ervaring met het model volgens volledige ontvlechting en niet met het model volgens onafhankelijk systeembeheerder. In de hoofdstroom wordt verder ingegaan op de overige opties.

Volledige ontvlechting en onafhankelijke systeembeheerder

Binnen de Europese Unie geldt het volledige ontvlechtigingsmodel als de standaard, maar mag hiervan worden afgeweken als een lidstaat een alternatieve optie openstelt.

- In het volledige ontvlechtigingsmodel is de HNO naast beheerder ook eigenaar van haar pijpleidingen en is zij binnen haar groep niet actief in de handel of productie van waterstof.
- In een alternatief model opereert de HNO als onafhankelijke systeembeheerder (ISO), waarbij de HNO een netwerk beheert dat niet (volledig) in eigendom is van de HNO.

De keuze wat betreft de vraag of een onafhankelijk systeembeheermodel gewenst is, is in het bijzonder relevant in relatie tot het hergebruiken van de bestaande aardgasleidingen op zee als (onderdeel van het) waterstofnetwerk, aangezien deze leidingen nu niet in handen zijn van de (beoogde) HNO.

De herziening van de Gasrichtlijn definieert welke mogelijkheden er zijn om af te wijken van het standaardmodel van volledige ontvlechting. Voor onafhankelijk systeembeheer (ISO) geldt³:

- De onafhankelijke systeembeheerder HNO moet voldoen aan de vereisten van volledige ontvlechting (artikel 55(2)(a)).
- De onafhankelijke systeembeheerder HNO is verantwoordelijk voor het verlenen van derdentoegang tot de infrastructuur en voor het garanderen dat het systeem op de lange termijn in staat is om aan de redelijke vraag te voldoen, door middel van een investeringsplanning. De eigenaar van de infrastructuur is nadrukkelijk niet verantwoordelijk voor het verlenen van derdentoegang, noch voor de investeringsplanning.
- De onafhankelijke systeembeheerder HNO is verantwoordelijk voor het plannen, bouwen en in bedrijf nemen van de nieuwe infrastructuur.
- De eigenaar moet alle investeringen waartoe de onafhankelijke systeembeheerder HNO heeft besloten en die zijn goedgekeurd door de toezichthouder financieren of goedkeuring geven aan financiering door een derde, waaronder ook de

³ Europese Commissie, Voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbare gassen, aardgas en waterstof.

onafhankelijke systeembeheerder HNO. De financieringsovereenkomsten moeten worden goedgekeurd door de toezichthouder, waarbij de eigenaar nog wel wordt gehoord.

- De eigenaar moet zekerheden afgeven om de financiering van uitbreidingsinvesteringen mogelijk te maken in alle gevallen anders dan die gevallen waarin een derde partij (inclusief de onafhankelijke systeembeheerder HNO) de investering financiert (artikel 55(5)(d)).
- De eigenaar moet zorgen voor de dekking van een eventuele aansprakelijkheid met betrekking tot de leidingen, anders dan de aansprakelijkheid die is gerelateerd aan de taken van de onafhankelijke systeembeheerder HNO.
- Tariefregulering zal ook op de onafhankelijke systeembeheerder HNO van toepassing zal zijn, net als bij de volledig ontvlochten HNO (artikel 55, lid 4).

Er is op dit moment nog geen toezichthouder aangewezen voor waterstoftransportnetwerken op land en op zee. Het is hierdoor nog onzeker hoe de toekomstige tariefregulering eruit komt te zien. Deze onzekerheid kan de onderhandelingen tussen de huidige leidingeigenaren en een HNO bemoeilijken.

Overwegingen bij het model van volledige ontvlechting

Uit de verkennende gesprekken begrijpen wij dat de volgende overwegingen aan de orde zijn in het geval van volledige ontvlechting:

- **Transportzekerheid:** De combinatie van eigendom en beheer draagt bij aan leveringszekerheid, en dus aan het algemeen belang. Dit wordt bereikt door het risico van financiële instabiliteit of onwelwillendheid van een private eigenaar te vermijden. Privaat eigendom zou kunnen leiden tot discussies over het onderhoud of de uitbreiding van het netwerk, of zelfs tot een faillissement. Daarnaast verhoogt de HNO zijn sturingsmogelijkheden over het netwerk, wat kan bijdragen aan betrouwbaardere prestaties.
- **Risico:** Tijdens het due diligence proces ter ondersteuning van een mogelijke overeenkomst kan er sprake zijn van asymmetrische informatie tussen koper en verkoper, wat zou kunnen leiden tot verborgen gebreken of andere niet-geïdentificeerde risico's. Deze risico's kunnen eventueel worden

afgedekt door garanties, maar het uitoefenen van dergelijke garanties kan lastiger zijn in dit model, aangezien de huidige eigenaar (verkoper) niet betrokken blijft in de functie van eigenaar.

- **Overdracht van eigendom:** In het geval van volledige ontvlechting moet het eigendom van de bestaande pijpleidingen worden overgedragen aan de HNO, wat een complexe en tijdrovende transactie kan zijn. Er moet bij deze overdracht ook rekening worden gehouden met eventuele aansprakelijkheidsvragen ten aanzien van verborgen gebreken.

Overwegingen bij het model van onafhankelijk systeembeheer

Uit de verkennende gesprekken begrijpen wij dat in het geval van een onafhankelijke systeembeheerder de volgende overwegingen een rol spelen:

- **Transportzekerheid:** In deze constructie, waarbij de infrastructuur mogelijk in private handen is, wordt aanbevolen om door middel van regelgeving te voorkomen dat het eigendom, direct of indirect, wordt overgedragen aan entiteiten die ongewenst kunnen zijn. Als ernaar wordt gestreefd om zelfvoorzienend te zijn op het gebied van infrastructuur, moet worden overwogen hoe de publieke belangen te beschermen volgens door de politiek gestelde afwegingscriteria.
- **Risico:** Aangezien de huidige eigenaar als eigenaar betrokken blijft bij het systeem, zijn de garanties met betrekking tot de technische staat van de infrastructuur waarschijnlijk meer solide en eenvoudiger te handhaven. Echter, de onafhankelijke systeembeheerder is verantwoordelijk voor de investeringen en voor het volledige netwerkbeheer, wat leidt tot afhankelijkheid van de handelingen van de eigenaar bij het financieren van deze investeringen of bij het geven van toestemming dat derden (waaronder de onafhankelijke systeembeheerder) de financiering op zich nemen. Dit kan leiden tot complexe juridische kwesties met betrekking tot het eigendom van de delen van het netwerk waarin is geïnvesteerd. Op de lange termijn kan het vervangen van leidingen ook resulteren in een situatie met meerdere eigenaren.
- **Snelheid:** vanwege de volgens Gasunie grote complexiteit van de beheers-/eigendomsrelatie van

het netwerk binnen dit model, zullen verplichtingen en rechtsverhoudingen tussen partijen moeten worden vastgelegd. Dit kan tijd kosten, vooral in het geval van complexe structuren die zijn verbonden aan dit model. Er zijn op dit moment weinig precedentes van onafhankelijk systeembeheer in Europa waar lering uit kan worden getrokken.

- Informatie-asymmetrie: Als de onafhankelijke systeembeheerder minder kennis heeft van en/of minder ervaring heeft met de infrastructuur dan de eigenaar, kan onder dit model de onafhankelijke systeembeheerder hinder ondervinden bij het beheren van andermans eigendom.

Conclusie

In de verkennende gesprekken met EZK, RVO, Gasunie en EBN over de twee beschreven netbeheerdermodellen voor waterstoftransport op zee geven deze partijen het volgende aan met betrekking tot het eventuele hergebruik van aardgasleidingen:

- Er is bij de betrokkenen sprake van een duidelijk beeld van de overwegingen die van belang zijn bij het kiezen van een beheermodel.
- Volgens Gasunie introduceert een model van onafhankelijk systeembeheer een grote mate van complexiteit.
- Om op basis van deze overwegingen te komen tot een keuze voor een model zal:
 - EZK een keuze moeten maken over wat vanuit het oogpunt van publieke belangen de optimale eigendomsstructuur is;
 - EZK een besluit moeten nemen over de mate van complexiteit die zij bereid is te introduceren in de marktordening van het net op zee
 - EZK een besluit moeten nemen over het al dan niet openstellen van de optie van een onafhankelijke systeembeheerder;
 - er gestart moeten worden met een gesprek tussen de (nog aan te wijzen) HNO en de huidige eigenaren van de aardgaspijpleidingen, om het perspectief van de huidige eigenaren te verhelderen. EZK zou de regisseur kunnen zijn van dit gesprek en van de daaropvolgende gesprekken.

2.2 Rolverdeling bij compressie in het geval van elektrolyse op zee

Deze paragraaf gaat in op de overwegingen die spelen bij de rolverdeling voor compressie ten behoeve van waterstoftransport op zee. In principe zijn er twee opeenvolgende compressiestappen te onderscheiden. De eerste stap is compressie naar de exitdruk van de elektrolyser (tot maximaal ~30 bar). In de vervolgstap vindt compressie plaats naar operationele druk (~100 bar). Deze paragraaf zal zich richten op de tweede stap, aangezien de eerste stap waarschijnlijk bij de waterstofproducent/eigenaar van de elektrolyser ligt. Het maken van een rolverdeling is urgent, gezien het naderende kavelbesluit voor 'Demo 2' en de verdere conceptontwikkeling.

Bij het verdelen van de verantwoordelijkheden voor de tweede compressiestap komen er twee denkbare concepten voort uit de verkennende gesprekken binnen dit onderzoek:

- De eerste optie omvat compressie naar de gespecificeerde operationele druk voor invoeding door de waterstofproducent vóór de overdracht aan de HNO.
- In de tweede optie wordt de waterstof aangeleverd op een door de HNO of de overheid gespecificeerde aanleverdruk, waarna de HNO een volgende compressieslag maakt naar de druk waaronder het net opereert.

In hoofdstroom 4 wordt dit vraagstuk kort behandeld, waarbij wordt geconstateerd dat de overwegingen die een rol spelen bij deze keuze gerelateerd zijn aan: systeemoptimalisatie in de loop van de tijd; voorwaarden die onderhevig zijn aan aanpassingen, en onzekere technologische keuzes. Aangegeven wordt dat er wat betreft de verantwoordelijkheden inzake de compressie wellicht ook gekeken kan worden naar de verdeling van de huidige aan- en afleverdruk voor compressie op basis van de Gaswet, die stelt dat het gas dat op het gastransportnet wordt ingevoerd of door netbeheerders op exitpunten wordt afgeleverd, moet voldoen aan de bij ministeriële regeling te stellen eisen, waaronder drukniveau. In dit verband moeten de uitgangspunten worden meegewogen die op basis van de Gaswet ten grondslag liggen aan de verdeling van de compressieverantwoordelijkheden, en die mogelijk ook voor waterstoftransport op zee relevant zijn. Dit zijn operationele, economische en financiële uitgangspunten, evenals overwegingen met het oog op ecologie en veiligheid.

In deze paragraaf worden de operationele, economische en financiële overwegingen met betrekking tot (investerings)kosten, technologische ontwikkeling en het beheeraspect voor de HNO nader toegelicht:

- (Investerings)kosten: het lijkt het niet onwaarschijnlijk dat grootschalige gecentraliseerde compressie kostenefficiënt zal zijn, vanwege de schaalvoordelen en leereffecten die dit biedt, met name in termen van technische ontwikkeling, onderhoud en de benodigde redundantie. De initiële investeringskosten en de operationele kosten voor compressie maken deel uit van de totale kosten van de waterstof. Het is derhalve essentieel om een configuratie te vinden die onder de voorwaarde van veiligheid en integriteit de laagst mogelijke maatschappelijke kosten met zich meebrengt. Wanneer de compressiekosten voor rekening komen van de HNO, zullen deze naar verwachting worden opgenomen in het gereguleerde transporttarief, op voorwaarde dat de toezichthouder deze kosten als efficiënt en doelmatig beschouwt. Als de compressiekosten door de waterstofproducent worden gedragen, zullen deze onderdeel zijn van de kosten van de waterstofproductie op zee.
- Technologische ontwikkeling: compressie is op zich een volwassen technologie. Het op zee installeren en opereren van compressiestations voor waterstoftransport is echter innovatief en complex. Compressie bij waterstof zal waarschijnlijk gerealiseerd worden door zuigersystemen. Bij deze systemen spelen trillingen (of het voorkómen daarvan) een rol. Op zee is dit complexer te realiseren, als gevolg van de krachten die werken op het platform waar deze systemen worden opgesteld. Het is de vraag of het wenselijk is dat een groot aantal marktpartijen de hiervoor noodzakelijke leercurve doorloopt, in plaats van dat één partij dit op zich neemt. Enkele voordelen van het leggen van de verantwoordelijkheid bij één partij zijn dat in de technologische ontwikkeling kan worden toegewerkt naar een mogelijke standaardisatie van de compressieplatformen, zoals het geval is bij de transformatieplatformen van TenneT, en dat het technologierisico voor de ontwikkelaars van waterstofproductie op zee afneemt.
- Beheeraspect HNO: als gevolg van het verwachte geleidelijk aan vollopen van het waterstoftransportnet op zee, bestaat volgens Gasunie de behoefte aan het opvoeren van de druk in het net over de tijd. Dit kan

worden gerealiseerd middels het gedurende de tijd toevoegen van compressieplatformen. Wanneer de verantwoordelijkheid voor compressie naar operationele druk bij de HNO ligt, kan er zonder extra interface worden ingespeeld op de drukbehoefte die past bij de mate waarin het waterstoftransportnet op zee volloopt. Daar komt bij dat er naar verwachting rond 2040 behoefte zal ontstaan aan het accommoderen van internationale importstromen van waterstof. De HNO zal in ieder geval verantwoordelijk zijn voor het onder de juiste druk invoeden hiervan in het waterstoftransportnet op zee.

- Overige overwegingen: wanneer lering wordt getrokken uit de overwegingen die gelden voor compressie op land, moet men er rekening mee houden dat deze slechts in beperkte mate toepasbaar zijn in het offshoredomein, omdat de dynamiek binnen het speelveld van waterstoftransport op het land anders is. Het is eveneens aannemelijk dat het drukniveau op het land in het begin lager zal zijn dan wanneer het vollopen wordt bereikt, maar wel in veel mindere mate dan op zee. Op het land kan het net geleidelijk aan worden uitgebreid en is sprake van een grote flexibiliteit, terwijl het vermogen om achteraf aanpassingen door te voeren op zee beperkt is.

Volgens Gasunie hebben marktpartijen (o.a. in Duitsland) aangegeven dat het wenselijk is dat de taak voor compressie naar operationele druk bij de netbeheerder ligt.

Conclusie

Tijdens het inventariseren van de te overwegen onderwerpen bij EZK, RVO, Gasunie en EBN geven partijen wat betreft de rolverdeling ten behoeve van het uitvoeren van compressie tot operationele druk binnen het waterstofnet op zee het volgende aan:

- Deze keuze is urgent, gezien het naderende kavelbesluit voor 'Demo 2' en de verdere (technologische) conceptontwikkeling.
- Compressie die wordt uitgevoerd door de HNO lijkt vanuit het perspectief van (investerings)kosten, technologische ontwikkeling en het beheeraspect efficiënt(er).
 - voor dit advies tot het aanwijzen van één partij die verantwoordelijk is voor de compressie is nog geen kwantitatieve onderbouwing opgesteld;

- een wens van marktpartijen dat de compressieverantwoordelijkheid door de HNO wordt gedragen is bekend, hoewel deze niet voortkomt uit een volledige marktconsultatie.
- Het is aan EZK om een keuze te maken wat betreft de rolverdeling voor compressie naar operationele druk. Het is dan ook aan EZK om te bepalen of er nog behoefte bestaat aan een kwantitatieve onderbouwing of aan het verzamelen van verdere overwegingen vanuit de markt.

3 Financiering en tarieven infrastructuur

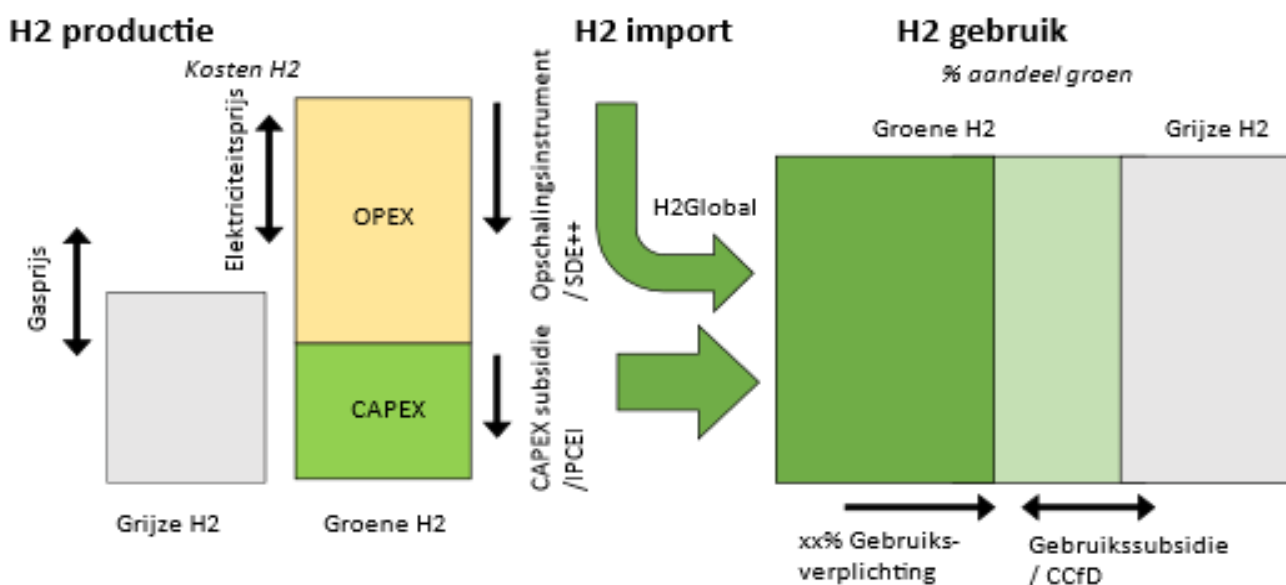
3.1 Financiering van waterstofproductie en afname en infrastructuur

Waterstofproductie op zee en afname

In werkstroom 1 worden assumpties gemaakt over de totale energievraag en energieproductie. De transportinfrastructuur is hetgeen vraag en aanbod met elkaar verbindt. Hoe de werkelijkheid zich zal ontploegen ten opzichte van de assumpties zal in de loop van de tijd duidelijk moeten worden. Uit de verkennende gesprekken met EZK, RVO, Gasunie en EBN komt voort dat dit kan resulteren in een subsidiebehoefte, indien verder de politieke wens bestaat om een mate van energie-onafhankelijkheid te bereiken, een maatschappelijk optimale verhouding tussen waterstofproductie op land en op zee te bereiken en de betaalbaarheid van aan mandaat onderhevige waterstofafname te garanderen⁴.

Om invulling te geven aan de subsidiebehoefte die kan ontstaan vanwege het invullen van de eerdergenoemde (politieke) principes, zouden de huidige instrumenten, zoals de CAPEX-subsidie/IPCEI en het

Figuur 2: Generieke instrumenten voor EU-doelen en elektrolyse-ambities



⁴ Nationaal Waterstof Programma, Instrumentarium voor hernieuwbare waterstof, 27 juni 2023

opschalingsinstrument/SDE++, zoals weergegeven in figuur 2 en beschreven door het 'Nationaal Waterstof Programma', kunnen worden doorgetrokken. In het kader van het verder ontwikkelen van deze keuze tot het invullen van een eventuele subsidievraag bestaat echter de behoefte aan meer duidelijkheid over de verhouding tussen aanlandingen in elektriciteit en in waterstof (Acties in WS1).

Waterstoftransport op zee

Voor een economisch duurzaam bedrijfsmodel is het van belang dat de gemaakte (efficiënte) kosten door de waterstofnetbeheerder of waterstofproducent kunnen worden terugverdiend. Dit kan bekostigd worden vanuit een tarief, een subsidie, of een mix van beide, die tot stand komt vanuit een systeembenadering.

Gasunie geeft aan dat de juiste balans in de bekostiging van de infrastructuur tussen een tarief dat wordt doorberekend aan de markt en subsidie een voorwaarde is voor de ontwikkeling van een concurrerende binnenlandse waterstofketen zoals beschreven in het concept-NPE.

De toekomstige bekostigingsmethodiek (tariefsystematiek en bijbehorende subsidie) dient in overeenstemming te zijn met de principes die ten grondslag liggen aan de ontwikkeling van de binnenlandse waterstofketen zoals beschreven in de hiernavolgende punten. De financiering wordt naar verwachting afgestemd op de volwassenheid van de markt,

waarbij de kosten van het net op zee tijdens de opstartfase niet door de aangeslotenen kunnen worden gedragen.

Bij het invullen van de mogelijke subsidiebehoefte voor het transportnet moet rekening worden gehouden met de uitdaging die inhoudt dat, in tegenstelling tot de gefaseerde ontwikkeling van het waterstoftransportnet op het land, de ontwikkeling van het net op zee lastig gefaseerd kan plaatsvinden, in het kader van het anticiperen op de marktontwikkelingen vanwege de complexiteit die installatie op zee met zich meebrengt. Daarnaast heeft de Rijksoverheid grote invloed op de ontwikkeling van de waterstofproductie op zee, waaronder het aanwijzen van locaties, het uitschrijven van tenders en het subsidiëren van de productie. Gasunie geeft aan dat de volloop en marktontwikkeling vrijwel niet door een HNO beïnvloed kunnen worden. De risico's met betrekking tot volloop en marktontwikkeling kunnen dan ook niet door een HNO gedragen worden.

Conclusie

Tijdens de verkennende gesprekken over de financiering van waterstofproductie en transport op zee geven EZK, RVO, Gasunie en EBN het volgende aan:

- De bekostigingssystematiek van waterstoftransport en -productie op zee die op basis van de genoemde ontwerpprincipes moet leiden tot de gewenste volwassenwording van het netwerk en de keten. Hier komt waarschijnlijk subsidiebehoefte voor transport en de rest van de waardeketen uit voort. In het geval de politieke wens bestaat voor (behoud van) een (internationale) concurrentiepositie en gegarandeerde betaalbare energievoorziening, kan dit ook leiden tot subsidiebehoefte. De invulling van de subsidiebehoefte die voortkomt uit deze principes ligt buiten de scope van dit rapport.

3.2 Financiering en tarieven van een elektriciteitsnet op zee

De kosten voor het elektriciteitsnet op zee worden op dit moment in rekening gebracht bij de netbeheerder van het hoogspanningsnet op het land (TenneT), waarna de kosten doorvloeien naar alle netgebruikers. Op dit moment heeft het elektriciteitsnet op zee nog geen afnemers, waarmee er ook nog geen tarieven zijn voor deze afnemers. Het verschaffen van toegang tot het net en de bijbehorende tariefsystematiek liggen in principe bij de toezichthouder. Wat betreft de toegang tot het net op zee (op dit moment is sprake van invoeding door windparken) is ook een rol voor de overheid (EZK en RVO) weggelegd. De nieuwe Energiewet voorziet ook in de mogelijkheid van aansluitingen van derden (niet zijnde vergunninghoudende windparken) op het net op zee (zogenaamde 'klantaansluitingen'). Zowel de mogelijkheden voor het toewijzen van klantaansluitingen op het net op zee als de bijbehorende tarieven voor een aansluiting en voor het transport dienen in samenspraak tussen de toezichthouder, EZK en TenneT te worden geformuleerd. Hierbij moet het concurrerend vermogen van de (binnenlandse) waterstofproductie offshore worden betrokken.

- De schaarse aansluitcapaciteit van het elektriciteitsnet op zee: de mogelijkheden van een klantaansluiting op zee op de te realiseren/gerealiseerde AC- en HVDC-platformen zijn beperkt, zoals beschreven in werkstroom 1. Hierdoor is er behoefte aan een afwegingskader of tendersystematiek voor het aan de potentiële gebruikers van het elektriciteitsnet op zee toewijzen van capaciteit.
- De kosten van het elektriciteitsnet op zee: het elektriciteitsnet op zee wordt primair gerealiseerd voor het transporteren van op zee opgewekte elektriciteit naar de verbruikers op land. Indien er slechts sprake zou zijn van enkele gebruikers op zee, is het volgens TenneT niet redelijk dat deze gebruikers als enige tariefbetalers de kosten van het gehele net op zee dragen, zoals de afnemers van het net op het land de kosten voor dat net dragen. Ook kent het net op zee een andere betrouwbaarheid dan het net op het land, omdat het niet met een enkelvoudige storingsreserve is uitgerust. Er zal volgens TenneT gekeken moeten worden naar een redelijke tariefsystematiek voor de 'klantaansluitingen' op het net op zee, zoals de overweging om voor het stroomgebruik ten behoeve van elektrolyse op zee geen tarief in rekening te brengen. Dit vraagstuk is momenteel onderwerp van onderzoek binnen de ACM.

- Producententarief: op dit moment kent Nederland een producententarief dat op € 0 is gesteld. Indien dit tarief door de toezichthouder wordt herzien, zal ook gekeken moeten worden of en, zo ja, hoe deze wijziging effect heeft op de financiering van het net op zee voor de huidige en toekomstige aangeslotenen.

Conclusie

In de verkennende gesprekken met EZK, RVO, TenneT en EBN geven de partijen aan dat:

- De toezichthouder, EZK en TenneT de mogelijkheden voor het toewijzen van klantaansluitingen op het net op zee en de bijbehorende tarieven voor een aansluiting en voor het transport nader zouden kunnen bestuderen. Hier zou ook de offshore waterstofketen betrokken moeten worden.
- De ACM zich momenteel buigt over een mogelijke tariefsystematiek voor afnemers van het elektriciteitsnet op zee.

4 Kostenspreiding elektriciteitsnet op zee

Indien een groot gedeelte van het windenergiepotentieel van het Nederlandse gedeelte van de Noordzee wordt ontsloten, bestaat de mogelijkheid dat een gedeelte van de baten die hiermee worden gerealiseerd buiten Nederland terechtkomt. Vanuit Europees perspectief is het wenselijk dat landen met een groot potentieel op zee hier zo veel mogelijk van ontsluiten, om ook te voorzien in behoefte aan duurzame elektriciteit van de ons omringende landen. Er moeten echter kosten gemaakt worden voor infrastructuur die niet alleen ten gunste komt aan Nederland. In de Europese Verordening voor trans-Europese energie-infrastructuur ("TEN-E") is vastgelegd dat op basis van de Europese Offshore netontwikkelingsplannen (ONDP's) inzicht wordt gegeven in de kosten- en batenverdeling van deze plannen (Artikel 15 van Verordening (EU) 2022/869). Deze resultaten kunnen de discussie met de lidstaten, toezichthouders en de Europese Commissie faciliteren die ten doel heeft tot een passende verdeling te komen van de (elektrische) infrastructuur op zee die ten goede komt aan de bredere Europese gemeenschap. Het is van belang om op te merken dat de methodiek nog in ontwikkeling is door de Europese Commissie, met een verwachte publicatie in juni 2024. Hierdoor is het nog onduidelijk of de ontwikkelde methode van kostenverdeling en de begeleiding voor het uitvoeren hiervan voldoende zullen zijn, of dat lidstaten zelf het initiatief hiertoe moeten nemen. Naast het verdelen van de kosten tussen de landen

die voordeel hebben van de in Nederland te realiseren infrastructuur op zee, kan ook gekeken worden of alle (overige) kosten van het net op zee gedragen moeten worden door gebruikers van het net op land, of dat andere financieringsroutes meer opportuun zijn.

Conclusie

In de verkennende gesprekken met EZK, RVO, TenneT en EBN geven de partijen aan dat:

- Het Rijk in gesprek dient te gaan met de Europese Commissie, om goede richtlijnen op te stellen voor kosten-/batenanalyses en voor een mogelijke kostenverdeling van de plannen op zee.
- Het Rijk zich moet inzetten om met de Europese Commissie en de medelidstaten in gesprek te gaan over de kostenverdeling van het net op zee (hierbij merken de partijen op dat dit ook van toepassing is op het netwerk op het land, in die gevallen waarin een netverzwaring nodig is om de interconnectoren te faciliteren), waarbij moet worden gestreefd naar het maken van bilaterale, multilaterale of Europese afspraken over de financiële bijdragen aan het Nederlandse net op zee (e.g. via het ex post of ex ante toewijzen van kosten).

5 Tendersystematiek

Het technische ontwerp (de configuraties in figuur 1) van een energiehub heeft, in combinatie met verschillende opties voor te tenderen producten, zowel een financiële als een operationele impact op marktpartijen en beheerders, zoals TenneT en de HNO, i.e. Daarbij zijn sommige configuraties in combinatie met de te tenderen producten niet wenselijk vanuit de markt, vanwege de bijkomstigheid van relatief grote investeringsrisico's, en zijn andere combinaties niet wenselijk voor de beheerders, door de bijkomstigheid van een groot operationeel risico. Deze relatief grote risico's, in combinatie met de tijd die nodig is voordat duidelijk wordt hoe de waterstofvraag zich concretiseert en welk effect dit heeft op de ontwikkeling van de markt, vereist nader onderzoek.

Guidehouse⁵ gaat in op twee varianten van figuur 1: configuratie 1 en de configuraties 3 en 4:

- Figuur 1, configuratie 1: een radiaal windpark, waarvan momenteel sprake is.
- Figuur 1, configuratie 1: een radiaal aangesloten windpark met een bijbehorende elektrolyser op het land.
- Figuur 1, configuraties 3 en 4: een windpark dat is aangesloten op elektrolyse op zee.

De door Guidehouse voorgestelde tendermodellen (aparte, gecoördineerde, gezamenlijke en geïntegreerde tender) en overwegingen voor bovenstaande configuraties worden verder toegelicht binnen het hoofdpad van werkstroom 4.

TenneT en Gasunie zien in de toekomst de volgende te tenderen configuraties opkomen:

- Figuur 1, configuratie 5b: een windpark met een multipurpose interconnector naar een ander land.
- Figuur 1, configuratie 4 en 5c: een windpark en elektrolyse in een energiehub.
- Figuur 1 configuratie 5d: een windpark en elektrolyser in een energiehub en met een waterstof interconnector naar een ander land
- Figuur 1, configuratie 3: een windpark met uitsluitend waterstof.

Vergelijking tussen de configuraties

Configuratie 1 (met onshore elektrolyse) en de configuraties 4 en 5c (systeemintegratie op zee, inclusief een elektrische

aansluiting) zijn vergelijkbaar qua opzet omdat ze beide gebruikmaken van zowel de elektriciteitsinfrastructuur (waarvoor een gebruikerstarief betaald kan worden voor onshore elektrolyse) en waterstofinfrastructuur (waarvoor een invoedtarief wordt betaald). Bij configuratie 3 kan plaatsing van de elektrolyser "achter de meter" mogelijk zijn.

Het verschil tussen configuratie 1 en de configuraties 3, 4, 5c en 5d betreft het verschil in kosten voor het op zee plaatsen van de elektrolyser (in plaats van op het land). Daarbij kan elektrolyse op zee nodig zijn als het aanlanden van elektriciteit op het hoogspanningsnet op een bepaald moment in de tijd zijn limiet bereikt.

Voor configuratie 1 en voor de configuraties 3, 4, 5c en 5d wordt genoteerd dat de optimale grootte van de elektrolyzer ten opzichte van het windpark verder moet worden bestudeerd. Op dit moment is de optimale grootte van een systeemgeïntegreerde elektrolyzer lastig in te schatten, omdat er nog geen sprake is van een liquide waterstofmarkt (en daarmee waterstofprijs die de markt als zodanig weerspiegelt).

Vanwege het ontbreken van een waterstofprijs, kan er nog geen 'spread' worden berekend tussen de elektriciteitsprijs en de waterstofprijs, zodat de waarde van de optionaleiteit tussen het produceren van elektriciteit of waterstof nog niet kan worden ingeschat. Zolang er nog geen sprake is van een liquide waterstofmarkt, is het niet gemakkelijk om een gecombineerde tender met daarin een windpark en een elektrolyzer in de markt te zetten, aangezien de businesscase hierdoor onzeker is.

Aangezien er in potentie meerdere spelers betrokken zijn bij een energiehub, is het voor alle configuraties, maar vooral voor configuratie 4 en configuratie 5d (met elektrolyse in een energiehub), van belang om zowel marktpartijen als netbeheerders vanuit marktordeningsperspectief tijdig duidelijkheid te verschaffen over de volgende aspecten:

1. De allocatie van taken aan de markt, en de elektriciteits- en waterstofnetbeheerders.
2. De randvoorwaarden per product/projectsoort (locatie, aanleg, capaciteit en tijdigheid van een waterstof en elektriciteitsnet op zee).

Marktpartijen hebben deze informatie nodig ter voorbereiding van een bieding op een tender. Voor de netbeheerder is het van belang om vooraf de zekerheid te

⁵ Guidehouse, Policy options offshore wind 2040, 2022

hebben dat de investeringen die worden gedaan, ook kunnen worden verrekend in de toegestane gereguleerde inkomsten (deze inkomsten kunnen worden gedekt door een subsidie of een tarief). Daarmee ontstaan er achteraf geen discussies meer over de vraag in hoeverre de investeringen – voor zover doelmatig – nuttig en noodzakelijk waren.

Vanuit het perspectief van een HNO en de toekomstige rol van TenneT bij energiehubbs en interconnectoren is het gewenst dat een vergelijkbare structuur wordt opgezet als voorzien in het 'Ontwikkelkader Windenergie op Zee'. Een ontwikkelkader stelt TenneT in staat om noodzakelijke anticiperende investeringen vooruitlopend op de markt te doen en deze investeringen te verrekenen in haar toegestane inkomsten. Een dergelijk ontwikkelkader of ander vergelijkbaar instrument zou de HNO in staat stellen waterstofinfrastructuur tijdig af te leveren en bijkomende kosten te verwerken in een tarief of subsidie.

Een algemeen geldende randvoorwaarde voor TenneT is met betrekking tot de elektrische-transmissie-infrastructuur dat er nooit meer contractuele aansluitcapaciteit in firm aansluit en/of transportovereenkomsten (ATO's) worden weggegeven/verdeeld dan wat de infrastructuur aankan. Deze capaciteit kan wel worden verdeeld over meerdere aangeslotenen. Dit betekent dat er per 2GW-platform niet meer dan 2GW aan firm gecontracteerde aansluitcapaciteit verdeeld kan worden tussen de aangesloten partijen. Verder onderzoek is nodig om te bepalen of non-firm ATO's (of andere beleidsopties) geschikt zijn voor offshore aansluitingen en hoe deze uitwerken bij de marktordening van een energiehub. Indien er een grotere firm gecontracteerde aansluitcapaciteit wordt verdeeld dan wat de infrastructuur aankan, zal dit kunnen leiden tot structurele congestie. Dit kan aanzienlijke operationele en financiële gevolgen hebben voor TenneT en kan zelfs het opsplitsen van de biedzone vereisen, in situaties zonder een internationale verbinding.

Dit laatste is voor de marktpartijen onwenselijk, omdat meerdere aangeslotenen dan met elkaar gaan concurreren op de beperkte transportcapaciteit, terwijl aspecten als strategisch marktgedrag en inkomensonzekerheid een rol kunnen gaan spelen.

Verder geldt voor alle typen configuraties dat het volgens de North Sea Wind Power Hub (NSWPH)⁶ en de realisatieagenda van werkstroom 4 van EIPN wenselijk is om de plannen op zee door een centrale planner te laten vastleggen met input (via een consultatie of iets dergelijks) vanuit de markt. Dit

verkleint de kans op een locked-in risico, omdat technologische en marktontwikkelingen hierbij beter kunnen worden meegenomen. Om een marktoptimum tussen het opwekken en de consumptie van energie te behalen, is het belangrijk om de marktpartijen te betrekken in de ontwikkeling en planning van het net op zee (e.g. in de vorm van een marktconsultatie ofwel door bepaalde vrijheden in de tender op te nemen).

Conclusie

In de verkennende gesprekken met EZK, RVO, Gasunie, TenneT en EBN geven deze partijen het volgende aan:

- Er is op dit moment nog geen sprake van een liquide waterstofmarkt. Hierdoor is het lastig voor de marktpartijen om mee te gaan in een tender waarvan nog niet duidelijk is of de business case haalbaar is. Mochten er tenders moeten worden uitgezet voordat sprake is van een liquide waterstofmarkt, dan kan worden gedacht aan het inrichten van een 'captive markt' (waar producent en afnemer aan elkaar worden gekoppeld) waar kan worden bewezen hoe waterstof in werkelijkheid toepasbaar kan gaan worden. Hierbij wordt verwezen naar de inrichting van vraag en aanbod subsidie om zo de prijs en kostenbasis bij elkaar te brengen.
- Het is raadzaam om daarnaast te monitoren hoe de vraag naar en het aanbod van waterstof zich zullen materialiseren en welke impact dit heeft op het vormen van een meer liquide markt.
 - Na deze observatieperiode kan er dan door EZK een weloverwogen besluit worden genomen wat betreft de vraag welke tendersystematiek in een liquide markt het meest geschikt is, op basis van markttoetsing of een meer diepgaande vervolgstudie.
 - Het Rijk wordt geadviseerd om in de tussentijd kijken naar alle verschillende technische configuraties van energiehubbs, in combinatie met de verschillende opties om wind en elektrolyse op zee te tenderen, bij uiteenlopende vraag- en marktscenario's.
- Bij het opstellen van de tendersystematiek gelden de volgende adviezen:

⁶ NSWPH, Commercial framework offshore bidding zone, 2023

- Onderzoek de impact op de investeringsbereidheid van de betrokken marktpartijen voor zowel wind op zee als elektrolyse;
 - Onderzoek de impact op de operationele en financiële verantwoordelijkheden en risico's voor TenneT en de HNO;
 - Overweeg of de voorziene systematiek past binnen de huidige EU-/NL-wetgeving;
 - Kom tijdig tot een set van concrete randvoorwaarden (gebaseerd op het vorige punt) per te tenderen productsoort.
- Er moet nader worden onderzocht of en hoe het ontwikkelkader voor windenergie op zee uitgebreid kan worden (of een alternatief daarvoor) voor het waterstofnet op zee.

6 Essentiële overwegingen bij het marktontwerp voor een energiehubs

Het marktontwerp (het antwoord op de vraag hoe de verschillende elementen in de markt met elkaar in verband staan en hoe ze samenwerken) bepaalt hoe windparken op zee worden geïntegreerd in de elektriciteitsmarkt en wie welke rollen en verantwoordelijkheden heeft voor de afzonderlijke infrastructuuronderdelen. Voor windparken op zee betekent dit concreet dat er antwoord wordt gegeven op de vraag hoe het windpark toegewezen wordt aan specifieke bestaande en/of nieuw op te zetten biedzones, hoe de interconnectiecapaciteit tussen deze biedzones wordt toegewezen, en hoe de elektriciteitsprijs ontstaat. Vanwege deze afhankelijkheden is er duidelijkheid over het marktontwerp nodig voordat de windgebieden op zee worden aanbesteed. Investeerders hebben namelijk een zo duidelijk mogelijk inzicht in het marktontwerp nodig, evenals een regelgevingskader om een businesscase te kunnen opstellen.

Energiehubs kunnen zowel de interconnectie als het aanlanden van wind op zee (in elektronen of moleculen) verzorgen. Verder kunnen energiehubs ook de conversie naar een andere energiedrager (zoals waterstof) faciliteren. Belangrijk voor het marktontwerp is dat de minister in de recente Kamerbrief⁷ heeft aangegeven dat TenneT ook een exclusieve taak zal krijgen inzake (hybride) interconnectoren. Deze toewijzing dient nog te worden opgenomen in de Energiewet. Wanneer de twee onderdelen van de elektrische infrastructuur, namelijk interconnectie en elektrische aanlanding van windenergie, worden gecombineerd, kan het gebruik van de infrastructuur worden geoptimaliseerd.

Het ontstaan van deze elektrische hybride interconnectoren (de situatie waarbij een interconnector naar een ander land wordt aangelegd via een windpark) vraagt naar verwachting om het inrichten van offshore biedzones (zie hoofdstuk 5).

Het idee achter offshore biedzones (OBZ) is dat deze hybride interconnectoren via energiehubs faciliteren in het geval van

een geïntegreerd Europees elektriciteitsnetwerk. In de huidige home market (HM) bieden windparken in de biedzone van hun thuisland, waarna de energie via het thuisland aan andere landen kan worden aangeboden. De HM is niet geschikt voor faciliteren van hybride interconnectoren, aangezien hierbij een ontheffing van de EU-regelgeving nodig is. In het geval van een OBZ wordt de elektriciteit in de offshore biedzone zelf aangeboden en worden vraag en aanbod gekoppeld in de CORE-regio, waarbij rekening wordt gehouden met de capaciteit van de interconnectoren.

6.1 Optimalisatie gebruik elektrische infrastructuur op zee

Om de infrastructuur te optimaliseren, kunnen interconnectoren worden gecombineerd met aanlanding van kabels van windparken, om zo een hogere bezettingsgraad te bereiken. De mogelijkheden hiervan worden momenteel echter beperkt als gevolg van regelgeving die bepaalt dat 70% van de capaciteit tussen de biedzones beschikbaar moet worden gehouden op de hub-to-shore transmissiekabels, teneinde de handel vanuit de markt te faciliteren. Deze regelgeving staat bekend als de '70%-regel'⁸.

Als gevolg van deze regel kan wind op zee slechts beperkt worden aangeland in het geval van een (offshore) biedzone. Volgens NSWPH⁹, ENTSO-E¹⁰, THEMA¹¹ en TenneT zal dit hoogstwaarschijnlijk niet voldoende zijn voor de dispatch van wind op zee en zal dit:

1. Ófwel een overdimensionering van de kabel vereisen, om tot de gewenste effectieve capaciteit te komen.
2. Ófwel een vrijstelling van de 70%-regel of een wijziging in de 70%-regel en in de regels inzake prioriteitstoegang vereisen en bovendien niet voldoen aan het non-discriminatiebeginsel.

⁷ Kamerbrief van 16 oktober 2023 over Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ), Kamerstukken II 2023/24, 33 561, nr. 59, p. 5.

⁸ Artikel 16, lid 8, van Verordening (EU) 2019/943

⁹ NSWPH, Market setup options to integrate hybrid projects into the European electricity market, 2020

¹⁰ ENTSO-E, Position on Offshore Development: Market and Regulatory Issues, 2020

¹¹ THEMA Consulting Group, Market Arrangements for Offshore Hybrid Projects in the North Sea, 2020

3. Resulteren in structurele congestie en kostbare tegenmaatregelen van de netbeheerder vereisen.

De overdimensionering zoals vermeld bij optie 1 zal het aspect van de kostenefficiëntie van een energiehub verminderen, en waarschijnlijk de problemen inzake interne congestie vergroten (aangezien er dan twee kabels met een totale capaciteit van 3-4 GW worden aangeland, in plaats van één kabel van 2GW). Over optie 2 heeft de Europese Commissie al meermaals gezegd dat dit niet de voorkeursroute is en dat zij geen exemption of derogation van de 70%-regel kan geven voor dit soort projecten¹². In het geval van optie 3 dient de netbeheerder de structurele congestie op te lossen door ófwel netuitbreidingen, ófwel de introductie van een (offshore) biedzone¹³. Dit maakt de offshore biedzones het enige geschikte marktontwerp dat compliant is met de huidige EU-regelgeving voor energiehubbs waarbij interconnectie een rol speelt.

Verder dient een marktopzet te resulteren in een efficiënte dispatch en capaciteitstoewijzing en in een maximalisatie van de maatschappelijke welvaart. Er is al veel onderzoek gedaan door verschillende instanties, waaronder: de Europese Commissie^{14 15}, ACER & CEER¹⁶, ENTSO-E¹⁷ en het NSPWH^{18 19} en PROMOTioN²⁰, waaruit blijkt dat een offshore biedzone de beste keuze is voor het integreren van energiehubbs in de Europese elektriciteitsmarkt.

De offshore biedzone:

- Resulteert in meer maatschappelijke welvaart.
- Resulteert in een betere algehele efficiëntie, omdat de fysieke staat van het transmissienetwerk beter wordt gereflecteerd.
- Behaalt een hogere security of supply, en een verbeterde mogelijkheid tot bedrijfsvoering, doordat er minder correctieve maatregelen nodig zijn vanuit de netbeheerder(s).
- Resulteert in de juiste markt/prijsprikkels.

- Is de meest robuuste keuze, omdat deze het toekomstige uitbouwen van het netwerk op zee faciliteert, maar ook het toevoegen van opslag en elektrolyse op zee.

Hoewel een biedzone geen nieuw concept is, is de uitwerking van een biedzone op zee dat wel. Dit brengt (economische) onzekerheden met zich mee voor de betrokken marktpartijen. Deze onzekerheden dienen gezamenlijk te worden geadresseerd door de marktpartijen, EZK, TenneT, en ACM, met als doel duidelijkheid te scheppen voor marktpartijen over het te tenderen product. Dit komt neer op onder andere de volgende elementen:

- Impact op de prijsformatie (forward, day ahead, intraday en balancing).
- Markttoegang.
- Mogelijkheden van risico hedging (forward en PPAs).
- Distributieve effecten tussen producenten en afnemers.
- Aanvullende beleidsinstrumenten die kunnen worden gekozen om bepaalde risico's te adresseren, met als voorbeelden:
 - Contract for Difference
 - Contract dat prijsschommelingen van een actief tussen twee punten in tijd verrekent.
 - Transmission Access Guarantee
 - Toezegging van een netwerkoperator aan energieproducenten of -verbruikers dat een specifieke hoeveelheid transmissiecapaciteit beschikbaar zal zijn in een elektriciteitsnetwerk. Er kunnen financiële consequenties zijn als deze toegezegde capaciteit niet beschikbaar is.
 - Long Term (Financial) transmission Rights
 - (Financiële) instrumenten die winsten of verliezen uit prijsverschillen tussen marktgebieden in de toekomst vastleggen.

¹² Voor Kriegers Flak Combined Grid Solution: een tijdelijke ontheffing van de 70%-regel, afgegeven door de Europese Commissie, omdat dit project ontwikkeld werd terwijl de 70%-regel nog niet geïntroduceerd was.

¹³ Electricity Regulation 2019/943, Artikel 14(7) structurele congestie dient geadresseerd te worden door een nieuwe biedzone te introduceren

¹⁴ European Commission, Market Arrangements for Offshore Hybrid Projects in the North Sea, 2020

¹⁵ European Commission, Commission staff working document, Accompanying the document: communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. An EU strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future, 2020

¹⁶ ACER and CEER, Reflection on the EU strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future, 2022

¹⁷ ENTSO-E, ENTSO-E Position on Offshore Development Market and Regulatory Issues, 2020

¹⁸ NSWPH, Discussion paper: Market setup options to integrate hybrid projects into the European electricity market, 2020

¹⁹ NSWPH, Discussion paper: Market setup options for hybrid projects, 2021

²⁰ PROMOTioN, Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks, 20 november 2023

- Virtual hubs
 - Zoals besproken wordt in de Electricity Market Design Reform.

- Er moeten wettelijke kaders worden opgericht om TenneT aan te wijzen als verantwoordelijke voor de offshore interconnectie, zoals reeds door de minister in een recente Kamerbrief over WOZ is aangegeven. Dit wordt gedetailleerd beschreven in hoofdstroom 4.

Bovendien moeten de samenhang tussen en de interactie van de volgende aspecten, die een sterke invloed hebben op de marktresultaten, de marktefficiëntie en de operationele capaciteiten, duidelijker worden gemaakt:

- Het al dan niet aanwezig zijn van een elektriciteitsvraag (e.g. elektrolyse) in een offshore biedzone.
- De hoeveelheid/grootte van alle hubonderdelen:
 - de capaciteit aan wind op zee;
 - aantal en capaciteit van de transmissiekabels/interconnectoren;
 - de capaciteit van de offshore load.
- Tendersystematiek voor wind en/of elektrolyse op zee.
 - De uiteindelijke samenhang bepaalt hoe deze elementen worden aangesloten (dit wordt verder aangekaart in de tendersystematiek) en wat de samenhang is van de grootte van capaciteit voor elk element (wind op zee, waterstof op zee, grootte van de infrastructuur).

Conclusie

Om uiteindelijk te komen tot een marktopzet waarin een optimalisatie van het gebruik van de elektrische infrastructuur op zee mogelijk is, gelden de volgende adviezen, verkregen op basis van onze gesprekken met EZK, RVO, TenneT en EBN:

- De benodigde stappen, zoals het implementeren, wijzigen van de huidige situatie en consequenties voor alle stakeholders van de regelgeving voor een offshore biedzone moeten worden verduidelijkt (e.g. in de vorm van een routekaart).
- Het advies aan EZK is om besluiten inzake het marktontwerp verder uit te werken, om tijdig tot een volledig functionele marktstructuur te komen.
- Marktpartijen dienen te worden meegenomen in de keuzes met betrekking tot het toekomstige energiesysteem die hun welwillendheid om te investeren wellicht raken: e.g. offshore biedzones. Dit gebeurt al bij andere TSO's. Het advies luidt om de relevante stakeholders hier tijdig bij te betrekken.

Onder Deloitte wordt verstaan één of meer van Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL” of “Deloitte Global”), haar wereldwijde netwerk van member firms en aan hen verbonden entiteiten (tezamen, de “Deloitte-organisatie”). DTTL en haar wereldwijde netwerk van member firms en aan hen verbonden entiteiten zijn juridisch gescheiden en onafhankelijke entiteiten, die elkaar niet kunnen verplichten of binden ten aanzien van derden. DTTL en iedere DTTL member firm en aan hen verbonden entiteiten zijn aansprakelijk voor hun eigen handelen en nalaten, en niet voor het handelen of nalaten van een andere entiteit. DTTL verleent geen diensten aan cliënten. Raadpleeg www.deloitte.com/about voor meer informatie.

Deloitte levert toonaangevende audit- en assurance-, belastingadvies- en juridische diensten, en diensten op het gebied van consulting, financial advisory, en risk advisory aan bijna 90% van de Fortune Global 500® en duizenden particuliere bedrijven. Onze professionals leveren meetbare en blijvende resultaten die het vertrouwen van het publiek in kapitaalmarkten helpen versterken, klanten in staat stellen te transformeren en bloeien, en de weg wijzen naar een sterkere economie, een meer rechtvaardige samenleving en een duurzame wereld. Voortbouwend op haar meer dan 175-jarige geschiedenis, omvat het bereik van Deloitte meer dan 150 landen en gebieden. Ontdek hoe de meer dan 415.000 mensen van Deloitte wereldwijd een impact maken die ertoe doet op www.deloitte.com.

Deze communicatie bevat louter algemene informatie en noch DTTL, noch haar wereldwijde netwerk van member firms of aan hen verbonden entiteiten verleent door middel van deze communicatie professioneel advies of diensten. Voordat u een beslissing neemt of actie onderneemt die van invloed kan zijn op uw financiën of uw bedrijf, dient u een gekwalificeerde professionele adviseur te raadplegen. Geen enkele entiteit in de Deloitte-organisatie is verantwoordelijk voor enig verlies dat wordt geleden door een persoon die op deze communicatie vertrouwt.

© 2023. Neem voor informatie contact op met Deloitte Nederland.