

Norton Rose Fulbright LLP  
Advocaten, Notarissen & Solicitors

Postbus 94142 1090 GC Amsterdam  
Nederland

Tel  
Fax  
nortonrosefulbright.com

## Adviesnotitie 4: Marktordening (juridisch perspectief)

---

<b>Van</b>	Norton Rose Fulbright LLP	<b>Datum</b>	20 december 2023
<b>Email</b>		<b>Onze ref</b>	1001249945

---

**Aan** Kernteam / Stuurgroep EIPN

---

### 1. MARKTORDENING

Werkstroom 4 gaat in op marktordening en governance voor toekomstige energiehubs, waterstoftransport op zee, waterstofopslag op zee, de rollen bij de totstandkoming van interconnectoren met buitenlandse energiesystemen, tendersystematiek en samenhangende wet- en regelgeving. Het begrip “marktordening” is gedefinieerd in de Kamerbrief van 29 juni 2022 over de voortgang en ordening van de waterstofmarkt. Volgens de Kamerbrief betreft marktordening het geheel van regels en wetten dat beschrijft welke partijen (publiek en privaat) onder welke voorwaarden (regels en regulering) op een markt actief mogen zijn of mogen toetreden, alsmede welke rechten en plichten eindafnemers hebben.<sup>1</sup> In deze notitie wordt voormelde definitie van marktordening gehanteerd. Voor wat betreft de definitie van governance wordt aangesloten bij de begripsomschrijving die volgt uit het rapport van North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH) over de governance van energiehubs. Volgens NSPWH heeft governance betrekking op de

---

<sup>1</sup> Kamerbrief van 29 juni 2022 over de voortgang van het waterstofbeleid, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1060, p. 2.

---

**VERTROUWELIJKHEID:** De inhoud van dit externe memorandum en mogelijke bijlagen is vertrouwelijk en kan onderworpen zijn aan een geheimhoudingsplicht. Indien het bericht niet voor u bestemd is, verzoeken wij u de afzender onmiddellijk in te lichten en dit memorandum te vernietigen; het is niet toegestaan dit memorandum te kopiëren, voor enig doel te gebruiken of de inhoud aan anderen bekend te maken.

Dit document is uitsluitend bestemd voor de partijen die hiertoe opdracht hebben gegeven en voor specifieke doeleinden in verband met het project beschreven in het document. Anderen partijen kunnen geen rechten aan dit document ontleen en/of dit document voor andere doeleinden gebruiken. Wij aanvaarden geen aansprakelijkheid voor de gevolgen dat dit document door een andere partij of voor een ander doel wordt gebruikt of een fout of omissie bevat die te wijten is aan een fout of omissie in gegevens die door andere partijen aan ons zijn verstrekt.

Dit document mag niet aan andere partijen getoond worden zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van ons en de partijen die hiertoe opdracht hebben gegeven.

**CONFIDENTIALITY NOTICE:** This external memorandum, including any attachments, is confidential and may be privileged. If you are not the intended recipient please notify the sender immediately, and please delete it; you should not copy it or use it for any purpose or disclose its contents to any other person.

This document is issued for the parties which commissioned it and for specific purposes connected with the project described in the memorandum only. It should not be relied upon by any other party or used for any other purpose. We accept no responsibility for the consequences of this document being relied upon by any other party, or being used for any other purpose, or containing any error or omission which is due to an error or omission in data supplied to us by other parties.

This document not be shown to other parties without consent from us and from the parties which commissioned it.

---

Norton Rose Fulbright LLP is een limited liability partnership opgericht naar Engels recht, geregistreerd in Engeland en Wales onder nummer OC328697, en is goedgekeurd door en staat onder toezicht van de Solicitors Regulation Authority. Een lijst van de leden (members) en van andere partners ligt ter inzage ten kantore van de vestiging aan 3 More London Riverside, London SE1 2AQ. Iedere verwijzing naar een partner houdt een verwijzing in naar een lid (member), medewerker of adviseur in een vergelijkbare positie met gelijke bevoegdheden, werkzaam bij Norton Rose Fulbright LLP of de aan haar gelieerde entiteiten.

Norton Rose Fulbright LLP, Norton Rose Fulbright Australia, Norton Rose Fulbright Canada LLP, Norton Rose Fulbright South Africa Inc en Norton Rose Fulbright US LLP, zijn allen aparte entiteiten en zijn allen leden van Norton Rose Fulbright Verein, een Zwitserse vereniging. Norton Rose Fulbright Verein fungeert slechts als coördinator van de activiteiten van zijn leden en verleent zelf geen juridische dienstverlening aan cliënten. Details van iedere entiteit, inclusief toezichtsrechtelijke informatie is te vinden op [nortonrosefulbright.com](http://nortonrosefulbright.com).

rollen en verantwoordelijkheden van de betrokken partijen in de verschillende fasen van een project.<sup>2</sup> Met behulp van de geselecteerde voorstudies worden de vragen onderzocht, zoals deze zijn geïdentificeerd op basis van de uitvraag van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (**EZK**) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (**RVO**) en in samenspraak met de leden van werkstroom 4. De informatie uit de voorstudies die relevant is voor de beantwoording van deze vragen wordt weergegeven in dit concept ten behoeve van de adviesnotitie. Voor de volledigheid merken we op dat sommige voorstudies mogelijk al hebben geleid tot actie en dat sommige voorstudies gedeeltelijk achterhaald zijn. De informatie is gericht op het in kaart brengen van de scope van waterstoftransport op zee, governance rondom hergebruik van gasinfrastructuur, samenhang met elektrische infrastructuur en internationale aspecten. Daartoe worden de mogelijke taken en verantwoordelijkheden, marktordening en sturingselementen van het Rijk, de transmissiesysteembeheerder (**TSO**), waterstofnetbeheerder (**HNO**), marktpartijen en de toezichthouder beschreven.

De paragrafen in hoofdstuk 5 zullen worden afgesloten worden met een tussenconclusie. In hoofdstuk 6 zal vervolgens de realisatieagenda besproken worden. Een beschrijving van de werkwijze is opgenomen in Annex 1. Een overzicht van de geselecteerde voorstudies is opgenomen als Annex 2. Een overzicht van de vragen die niet op basis van de voorstudies beantwoord konden worden en de aanvullende vragen die naar aanleiding van bespreking in de werkstroom naar voren zijn gekomen zijn opgenomen als Annex 3. De nummering en indeling van de paragrafen is conform de op vooraf afgestemde inhoudsopgave van het advies aan EZK op basis waarvan het EIPN zal worden opgesteld. Tot slot is van belang om op te merken dat enkele van de geïdentificeerde vragen naar voren zullen komen in de input van deelwerkstroom 4 inzake de economische aspecten van marktordening.

## 1.1 SYSTEEMBEHEER DOOR HNO BIJ WATERSTOFTRANSPORT OP ZEE EN DOOR TSO TEN AANZIEN VAN ELEKTRISCHE INFRASTRUCTUUR OP ZEE

Ten behoeve van deze paragraaf is de omvang van de taken van de netbeheerders en wenselijkheid van exclusiviteit van de netbeheerder in dit verband onderzocht op basis van de geselecteerde voorstudies. In deze paragraaf wordt een overzicht gegeven van de aandachtspunten met betrekking tot de aanwijzing van een waterstofnetbeheerder op zee en de samenwerking met de elektriciteitsnetbeheerder op zee (in het bijzonder het systeembeheer en de systeembalancering). Daarnaast wordt in de laatste subparagraaf ingegaan op de afbakening van de rollen in en de functies van het waterstofsysteem en het elektriciteitssysteem.

### A. Waterstof

Voor het waterstofnet op zee dient nog een netbeheerder aangewezen te worden, zoals hieronder nader uitgewerkt zal worden in relatie tot het Decarbonisatiepakket. Uit de Kamerbrief van 2 december 2022 volgt dat de overheid voornemens is om deze taak bij (een dochteronderneming van) Gasunie neer te leggen.<sup>3</sup> De wettelijke aanwijzing van Hynetwork Services (een 100% dochteronderneming van Gasunie) (**HNS**) als publiek netbeheerder van het waterstoftransportnet op land is voorzien in 2025.<sup>4</sup> In de Kamerbrief van 2 december 2022 wordt verwezen naar onderzoek waaruit blijkt dat er, in het licht van het publieke belang, belangrijke voordelen te behalen zijn als Gasunie deze taak ook ten aanzien van waterstoftransport op zee krijgt.<sup>5</sup> In dit verband wordt gewezen op het onderzoek Policy Options for Offshore Wind 2040 van Guidehouse.<sup>6</sup> Daarnaast kan ter onderbouwing van het belang van één integraal netwerk op zee worden aangesloten bij de redenen die in de Kamerbrief van 10 december 2021 zijn gegeven voor één integraal netwerk op land:<sup>7</sup>

---

<sup>2</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 9.

<sup>3</sup> Kamerbrief van 2 december 2022 over de voortgang van het waterstofbeleid, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1143, p. 8.

<sup>4</sup> Kamerbrief van 29 juni 2022 over de voortgang van het waterstofbeleid, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1060, p. 4.

<sup>5</sup> Kamerbrief van 2 december 2022 over de voortgang van het waterstofbeleid, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1143, p. 8.

<sup>6</sup> Guidehouse, Policy options for offshore wind 2040 (Final report).

<sup>7</sup> Kamerbrief van 10 december 2021 over de ontwikkeling van de Nederlandse waterstofmarkt, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 958, p. 4.

- Het bestaan van een landelijk netwerk is van belang voor het bereiken van een fysieke marktplaats waar vraag en aanbod elkaar kunnen vinden. Dit vergroot de omvang van de markt, komt de concurrentie ten goede en geeft afnemers keuzevrijheid; dit draagt allemaal bij aan de betaalbaarheid en leveringszekerheid.
- Het bestaan van een landelijk netwerk is van belang voor het bereiken van infrastructuur wat zo efficiënt mogelijk wordt aangelegd en collectief wordt benut.
- Via een landelijk netwerk systeemfuncties worden gerealiseerd. Een landelijk netwerk biedt efficiënte toegang tot grootschalige opslaglocaties aan gebruikers verspreid over Nederland. Tevens kan via een landelijk netwerk ontsluiting met buurlanden en andere (Europese) landen worden gerealiseerd.
- Het transport van grote volumes energie in de vorm van waterstof mogelijk als kosten- en ruimte efficiënt alternatief dienen voor lange termijn investeringen in het landelijk (offshore) elektriciteitsnet.

Daarnaast spelen andere overwegingen een rol bij de keuze van een waterstofbeheerder op zee. Wij verwijzen hiervoor naar de tabel uit het rapport van Guidehouse in paragraaf 5.2.2.

Voordelen van een gecentraliseerde aanpak waarbij een publieke netbeheerder verantwoordelijk is (gecentraliseerd model) zijn onder meer dat de netbeheerder gestimuleerd wordt om bij de planning en ontwikkeling rekening te houden met het systeemperspectief, wat een toekomstig bestendige ontwikkeling faciliteert en bijdraagt aan een betere coördinatie tussen de ontwikkeling van waterstofproductie en wind op zee en de (verdere) ontwikkeling van het waterstofnetwerk en het elektriciteitsnet op land. Bovendien is voor een adequate aanleg van interconnectoren coördinatie tussen de netbeheerders en de toezichhouders vereist, wat mogelijk wordt gemaakt door een gecentraliseerd governance model.<sup>8</sup> Alhoewel uit recente publicaties van de Europese Commissie niet een duidelijke voorkeur voor een gecentraliseerd model blijkt, benadrukt NSWPH de wens van de Europese Commissie en ACER<sup>9</sup> voor coördinatie en integratie bij de planning en ontwikkeling van energie infrastructuur.<sup>10</sup>

Verder zal er een wet- en regelgevend kader dienen te worden geïntroduceerd waarin specifieke actoren, verantwoordelijkheden en voorwaarden die gelden bij activiteiten in de waterstofketen worden benoemd en vastgelegd. Aangezien een dergelijk kader op dit moment nog niet bestaat, zullen we hieronder ingaan op het richtinggevende voorstel van de Europese Commissie om op basis daarvan te komen tot een Nederlands wet- en regelgevend kader dat zo veel mogelijk zal moeten worden gevormd binnen de verwachte kaders van Europese Regelgeving.

#### *Decarbonisatiepakket en Energiewet*

De door de Europese Commissie voorgestelde herziening van de Gasrichtlijn<sup>11</sup> en Gasverordening<sup>12</sup> (het **Decarbonisatiepakket**<sup>13</sup>) geeft op Unierechtelijk niveau sturing aan de richting van de regelgeving voor waterstoftransport op zee. Een waterstoftransportnetbeheerder, in het Decarbonisatiepakket aangeduid als HNO, is momenteel in de herziening van de Gasrichtlijn gedefinieerd als "een natuurlijke persoon of rechtspersoon die de waterstoftransportfunctie verricht en in een bepaald gebied verantwoordelijk is voor de exploitatie, het onderhoud en zo nodig de ontwikkeling van het waterstofnet alsook, indien van toepassing, de interconnecties ervan met andere waterstofnetten, en die ervoor moet zorgen dat het systeem op lange termijn kan voldoen aan een redelijke vraag naar transport van waterstof".<sup>14</sup> In de

<sup>8</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 14.

<sup>9</sup> European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (het Agentschap van de Europese Unie voor de samenwerking tussen energieregulators).

<sup>10</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 11, 15 en 18.

<sup>11</sup> Het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbare gassen, aardgas en waterstof, COM(2021) 803, laatste definitieve versie.

<sup>12</sup> Het voorstel voor een verordening van het Europees Parlement en de Raad inzake de interne markten voor hernieuwbare gassen, aardgas en waterstof (herschikking), COM(2021) 804, laatste definitieve versie.

<sup>13</sup> De herziening van de (derde) Gasrichtlijn (2009/73/EG) en Gasverordening (715/2009) wordt ook wel aangeduid als het 'Europees waterstof en gas decarbonisatiepakket' (Decarbonisatiepakket).

<sup>14</sup> Artikel 2 lid 22 van het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

overwegingen van de voorgestelde herziening van de Gasrichtlijn is opgenomen dat de ervaring met de regulering van de aardgasmarkten heeft aangetoond hoe belangrijk het is om voor een open en niet-discriminerende toegang tot pijpleidingnetten te zorgen teneinde de mededinging op de grondstoffenmarkten veilig te stellen. De beproefde beginselen inzake netbeheer, zoals derdentoegang, zouden daarom van toepassing moeten zijn op waterstofnetten op land en op zee in de Europese Unie.<sup>15</sup>

Ingevolge artikel 46 van het herzieningsvoorstel van de Gasrichtlijn is elke waterstofnet-, waterstofopslag- en waterstofterminalbeheerder verantwoordelijk om:

- veilige en betrouwbare infrastructuurvoorzieningen voor het transport en opslag van waterstof onder economische voorwaarden te beheren, onderhouden en ontwikkelen, met inachtneming van het milieu en in nauwe samenwerking met verbonden en naburige waterstofnetbeheerders;
- ervoor te zorgen dat het waterstofsysteem op lange termijn kan voldoen aan een redelijke vraag naar waterstoftransport en -opslag;
- te zorgen voor adequate middelen om aan haar verplichtingen als HNO te voldoen;
- de beheerder van andere netten en systemen waaraan zijn systeem is gekoppeld voldoende informatie te verschaffen om het zeker en efficiënt beheer, de gecoördineerde ontwikkeling en interoperabiliteit van het stelsel van systemen te waarborgen;
- niet te discrimineren tussen systeemgebruikers of klassen van infrastructuurgebruikers, met name ten gunste van verwante bedrijven;
- de systeemgebruikers de informatie te verstrekken die zij voor een efficiënte toegang tot de infrastructuur nodig hebben;
- alle redelijke beschikbare maatregelen te nemen om waterstofemissies tijdens hun activiteiten te voorkomen en tot een minimum te beperken, en op gezette tijden alle relevante onderdelen die onder de verantwoordelijkheid van de beheerder vallen te onderzoeken op waterstoflekken en deze te herstellen; en
- bij de bevoegde autoriteiten een verslag in te dienen over de detectie van waterstoflekken en, indien nodig, een reparatie- of vervangingsprogramma.

Daarnaast is elke waterstofnetbeheerder verplicht om voldoende grensoverschrijdende capaciteit op te bouwen om Europese waterstofinfrastructuur te integreren. Hierbij dient de HNO rekening te houden met alle economisch redelijke en technisch haalbare vraag naar capaciteit en met leverings- en voorzieningszekerheid van waterstof.<sup>16</sup> Verder kunnen waterstofnetbeheerders op grond van artikel 46 lid 3 van het herzieningsvoorstel van de Gasrichtlijn verantwoordelijk gesteld worden voor een efficiënt beheer van de waterstofkwaliteit in hun netwerken, overeenkomstig de toepasselijke kwaliteitsnormen voor waterstof, indien dit nodig is voor het systeembeheer en na goedkeuring door de regulerende instanties.

In het voorstel is bovendien voorzien dat lidstaten uiterlijk vanaf 1 januari 2031 moeten zorgen voor de invoering van een systeem voor gereguleerde derdentoegang tot waterstofnetten op basis van gepubliceerde tarieven die objectief en zonder onderscheid tussen waterstofnetgebruikers worden toegepast. Gereguleerde derdentoegang houdt onder meer in dat gebruikers gereguleerde vastgestelde tarieven betalen voor de diensten. Tot 1 januari 2031 mogen lidstaten ook een systeem van onderhandelde toegang tot waterstofnetten op basis van objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria hanteren. Onderhandelde toegang betekent dat de tarieven bilateraal onderhandeld worden, maar dat de toegangsvereisten onder supervisie van regelgevende instanties staan. Volgens de Kamerbrief van 3 juli 2023 is gedurende de onderhandelingen over de Gasrichtlijn en Gasverordening de datum per wanneer gereguleerd netbeheer verplicht zal zijn verschoven van 2031 naar 2036. Aangezien de onderhandelingen naar verwachting eind 2023 worden afgerond staat deze datum vanuit Europees perspectief nog niet vast. De Minister voor Klimaat en Energie houdt echter vast aan 2031 als het moment van overgang naar gereguleerde derdentoegang en is voornemens te voorzien in wettelijk gereguleerd waterstofnetbeheer voor het landelijk waterstofnet per 2031.

---

<sup>15</sup> Overweging (66) van het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>16</sup> Artikel 46 lid 2 van het herzieningsvoorstel van de Gasrichtlijn (wat onderdeel uitmaakt van het Decarbonisatiepakket).

Ook de subsidiebeschikking voor HNS is afgestemd op wettelijk gereguleerd netbeheer vanaf 2031.<sup>17</sup> De subsidiebeschikking voor HNS voor de ontwikkeling van het transportnet is door de Minister voor Klimaat en Energie uitgewerkt langs de lijn zoals beschreven in zijn brief aan de Tweede Kamer.<sup>18</sup> HNS wordt middels de beschikking tot uiterlijk 2031, het moment waarop wettelijk gereguleerd netwerkbeheer verplicht zal zijn op basis van het Decarbonisatiepakket, belast met het uitvoeren van een Dienst van Algemeen Economisch Belang (DAEB). In de verplichtingen die de minister aan deze beschikking verbindt, wordt onder meer vastgelegd hoe HNS zich dient te verhouden tot de (potentiële) gebruikers van het net. De verplichtingen zien op de door HNS te hanteren tarieven, het verlenen van derdentoegang, het proces rondom de aanpassing van het uitrolplan en kwaliteitscriteria voor de via het net te transporteren waterstof. De beschikking zal worden gepubliceerd in de Staatscourant. Voor de ontwikkeling, aanleg en beheer van het waterstofnetwerk op zee zou eenzelfde route overwogen kunnen worden, waarbij zowel voor de (toekomstige) waterstofnetbeheerder als marktpartijen duidelijkheid ontstaat ten aanzien van financiering, planning, voorwaarden, tarieven en toezicht.

Indien het Decarbonisatiepakket zal worden aangenomen, is het aan de Nederlandse overheid om keuzes te maken op welke manier het Decarbonisatiepakket in Nederland wordt geïmplementeerd in de periode voor 2031, onder andere inzake het moment vanaf wanneer gereguleerd netbeheer verplicht is. Door EZK is voorzien dat in een volgende aanpassing van de nu voorgestelde concept Energiewet het Decarbonisatiepakket in de Nederlandse wet- en regelgeving wordt omgezet, voor zover nodig.

In het voorstel strekkende tot herziening van de Gasrichtlijn is een nieuw hoofdstuk opgenomen wat specifiek toeziet op de geïntegreerde netplanning. Op grond van het nieuwe artikel 51 dienen alle transmissiesysteembeheerders een tienjarig netontwikkelingsplan aan de toezichthouder voor te leggen dat gebaseerd is op het bestaande en te verwachten niveau van vraag en aanbod. Het netontwikkelingsplan bevat efficiënte maatregelen om de toereikendheid van het aardgassysteem en de leveringszekerheid te garanderen en moet onder meer gebaseerd zijn op een gezamenlijk scenariokader dat is ontwikkeld door de betrokken infrastructuurbeheerders, met inbegrip van de distributiesysteembeheerders van ten minste gas en elektriciteit. Bij de opstelling van dit plan gaat de transmissiesysteembeheerder na hoe, waar mogelijk, tegemoet kan worden gekomen aan een behoefte met betrekking tot zowel elektriciteits- als gassystemen en verstrekt daarbij informatie over de optimale locatie en omvang van energieopslag en activa voor de omzetting van elektriciteit in gas.<sup>19</sup> Op grond van het Decarbonisatiepakket bestaat voor beheerders van waterstofnetwerken een lichtere verplichting tot het indienen van een overzicht bij de nationale toezichthouder van voorgenomen investeringen dan ten opzichte van netwerkbeheerders voor elektriciteits- en gasnetwerken. Hier moet worden ingegaan op de capaciteitsbehoefte vanuit gebruikers, de mate waarin gasleidingen worden hergebruikt en de mate waarin de beoogde investeringen in lijn zijn met de nationale en Europese klimaatdoelstellingen. De nationale toezichthouder heeft geen formele instemmingsbevoegdheid zoals dat wel het geval is bij de netwerkontwikkelingsplannen voor gas en elektriciteit.<sup>20</sup> Desalniettemin volgt uit artikel 52 lid 6 van het voorstel strekkende tot herziening van de Gasrichtlijn dat lidstaten ook kunnen besluiten om het regime van artikel 51 op waterstofnetbeheerders toe te passen. Bovendien begrijpen wij dat momenteel onderhandeld wordt over het toevoegen van waterstofnetbeheerders aan de reikwijdte van artikel 51. De uiteindelijke keuze zal duidelijk worden na publicatie van het definitieve Decarbonisatiepakket. Bij de omzetting van het Decarbonisatiepakket in de Energiewet kan worden overwogen om voor de toekomstige waterstofnetbeheerder op zee eenzelfde concept te introduceren ten aanzien van de planning en bekostiging van de uitrol van het waterstofnet op zee als nu bestaat voor het elektriciteitsnet op zee, waarbij via een ontwikkelkader een investeringsplan wordt opgesteld waaraan de relevante netbeheerder zich dient te houden. Dit zal marktpartijen tevens de

---

<sup>17</sup> Kamerbrief van 3 juli 2023 over de voortgang ontwikkeling transportnet voor waterstof, *Kamerstukken II 2022/23*, 32 813, nr. 1275, p. 2.

<sup>18</sup> Kamerbrief van 29 juni 2022 inzake realisatie van een landelijk transportnet voor waterstof, *Kamerstukken II 2021-2022*, 32813, nr. 1061.

<sup>19</sup> Artikel 51 van het voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad inzake gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbare gassen, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>20</sup> BNC-Fiche Richtlijn en verordening voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof, p. 4.

nodige zekerheid kunnen verschaffen in het plannen en realiseren van productiecapaciteit op zee, mogelijk conform de regeling zoals die nu geldt ten aanzien van wind op zee.

Op grond van het voorstel tot herziening van de Gasrichtlijn moeten de lidstaten ervoor zorgen dat de waterstofnetbeheerders voor een nader te bepalen datum ontvlecht moeten worden van bedrijven die (in)direct verantwoordelijk zijn voor het beheer van de productie en levering van gassen. Hieruit volgt kort gezegd dat een waterstoftransportnetbeheerder niet actief mag zijn op het gebied van het produceren van en handelen in waterstof. Daarbij maakt het voorstel geen onderscheid tussen de waterstofinfrastructuur op land en op zee.<sup>21</sup>

In Nederland is bij elektriciteit en gas sprake van volledige eigendomsontvlechting (**OU**). Voor waterstof moet de Rijksoverheid nog een keuze over het toegestane marktmodellen en daarbij behorende ontvlechtigingsmodel(len) maken. Op basis van het voorstel tot herziening van de Gasrichtlijn zouden lidstaten – gelijk aan de bestaande Europese bepalingen voor gas en elektriciteit – voor waterstof toe kunnen staan dat het model voor de “onafhankelijke waterstofnetbeheerder” (**ISO**) wordt gebruikt zodat verticaal geïntegreerde eigenaren van aardgasleidingen die via hergebruik kunnen dienen als waterstofnetten de eigendom van hun netten kunnen behouden, en tegelijkertijd de niet-discriminerende exploitatie van dergelijke netten na 2030 wordt gewaarborgd.<sup>22</sup> Het beheer wordt in dit geval uitgevoerd door de “onafhankelijke waterstofnetbeheerder”, die zelf volledig eigendomsontvlochten moet zijn.<sup>23</sup> In de economische subwerkstroom wordt in dit verband beschreven welke eisen het EU pakket hieraan stelt, wat de complexiteit is en welke overwegingen een rol kunnen spelen. De lidstaten hebben de mogelijkheid om voor geografisch afgebakende waterstofnetten een ontheffing te verlenen van het ontvlechtigingsgebod.<sup>24</sup> Wij merken op dat de ontheffingsmogelijkheid in het bijzonder nog onderwerp van discussie is bij de trilogen en dat deze mogelijkheid moet worden bekeken zodra de definitieve versie van de Gasrichtlijn is aangenomen. Als gesteld merken wij op dat in Nederland bij elektriciteit en gas al sprake is van volledige eigendomsontvlechting.

In werkstroom 2 wordt uitgebreid stilgestaan bij de rol die bestaande gasinfrastructuur op de Noordzee mogelijk kan spelen bij de ontwikkeling en aanleg van een waterstofnetwerk op zee. Wanneer het gaat om grotendeels hergebruik van bestaande gasinfrastructuur dan kan overwogen worden of het wenselijk is te werken met een HNO als onafhankelijk systeembeheerder voor waterstof (ISO). De HNO is dan geen eigenaar van (het hergebruikte deel van) de infrastructuur, maar wel verantwoordelijk voor de exploitatie. De wijze waarop deze rol van HNO kan worden doorgevoerd, is afhankelijk van de voortgang van technische ontwikkelingen in de energie-infrastructuur op zee, alsmede van beschikbaarheid, geschiktheid en de voorwaarden waaraan voldaan moet worden. De omvang van het te hergebruiken netwerk is afhankelijk van de technische bruikbaarheid en op welke wijze partijen, namelijk de eigenaren en huidige gebruikers van deze gasinfrastructuur en de (toekomstige) HNO overeenstemming op dit punt kunnen bereiken. In paragraaf 5.2.2 zullen wij verder ingegaan op de invulling van de rol van de HNO als ISO.

Zoals ook beschreven in paragraaf 6.2 van deze notitie, ervan uitgaande dat de Nederlandse overheid beoogt om begin 2026 een tender voor de realisatie van waterstofproductiecapaciteit op de Noordzee uit te schrijven, dient er voorafgaand aan 2026 duidelijkheid te zijn over onder meer de concrete inrichting van de energie-infrastructuur op de Noordzee. Om de verdere planning van de uitrol van het waterstofnetwerk op zee niet te vertragen, dient uiterlijk in het vierde kwartaal van 2024 duidelijkheid te zijn over onder meer het hergebruik van de bestaande gasinfrastructuur op zee, (de commerciële aspecten van) het te hanteren beheermodel, de technische geschiktheid en beschikbaarheid van de te hergebruiken leidingen en de voorwaarden waaronder de eigendom van de leidingen wordt overgenomen of beheerd. Los van de

---

<sup>21</sup> Overweging 66 van de considerans bij het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>22</sup> Overweging 67 van de considerans bij het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>23</sup> Artikel 62(3) in combinatie met artikel 55(2)(a) en artikel 54(1)(b) van het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>24</sup> Artikel 48 van het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

technische en operationele aspecten die door werkstroom 2 zijn benoemd, dient vanuit juridisch perspectief ook duidelijkheid te komen over de keuze van het beheermodel en commerciële aspecten ten aanzien van het mogelijk hergebruik van bestaande gasinfrastructuur voor het waterstofnetwerk op zee, waarbij ook aspecten als de rol van de ACM daarin nader dienen te worden uitgewerkt. De rol van de ACM in dit verband zal nader worden uitgewerkt in de economische subwerkstroom.

## **B. Elektriciteit**

Het systeembeheer van de verschillende onderdelen van de energie-infrastructuur in de Noordzee kan niet los gezien worden van de rest van het transmissiesysteem. Aangezien het net op zee (bijna) alleen producenten aansluit, is er geen balanceringscapaciteit op het net op zee beschikbaar.<sup>25</sup> Het systeembeheer en de systeembalancing vergt daarom een nauwe samenwerking tussen de beheerders van de verschillende onderdelen van de energie-infrastructuur.<sup>26</sup> Dit vergt operationele aansturing en afstemming tussen de verschillende betrokken partijen.

Volgens het consortium NSWPH zou het systeembeheer en de systeembalancing van de elektrische en waterstofinfrastructuur op zee de verantwoordelijk van nationale netbeheerders kunnen zijn. Indien het net op zee internationaal wordt verbonden kunnen de Regional Coordination Centers (**RCC**) coördinerend optreden.<sup>27</sup> De coördinatieverantwoordelijkheden van de RCC op land kunnen dan uitgebreid worden naar het net op zee. Een dergelijk model bestaat momenteel nog niet voor waterstof. Voor de waterstofinfrastructuur zou mogelijk een gelijksoortig organisatie-model overwogen kunnen worden.

TenneT is momenteel de aangewezen netbeheerder voor het net op zee en daarmee verantwoordelijk voor een gecoördineerde planning, ontwikkeling en beheer van het net op zee. De rol voor TenneT als elektriciteitsbeheerder op land en zee blijft daarom logisch, mede omdat de noodzaak voor coördinatie in de toekomst zal toenemen.<sup>28</sup> Dit geldt tot nu toe alleen voor radiaal verbonden windparken, ten aanzien van het plannen, aanleggen, financieren en beheren van een net op zee vergelijkbaar met het hoogspanningsnet op land bestaat nog geen sluitende wet- en regelgeving.

TenneT heeft tevens al de wettelijke taak om de hoogspannings-interconnectoren op land te ontwikkelen en te onderhouden voor zover deze onderdeel zijn van het landelijk hoogspanningsnet. Hierop zou met betrekking tot internationale verbindingen een uitzondering op gemaakt zou kunnen worden. Ten aanzien van DC, HVDC en UHVDC-verbindingen bestaan er op grond van de Elektriciteitsrichtlijn 2019/943 uitzonderingsgronden op basis waarvan in sommige gevallen niet-netbeheerders dit soort verbindingen mogen aanleggen en beheren onder voorwaarden. Ten aanzien van dit punt en de ontwikkeling van AC, DC en HVDC interconnectoren en de rol van TenneT in dit verband wachten wij op een memorandum dat ons via de advocaat van EZK ter beschikking gesteld zal worden. We merken hierbij wel op dat de Minister voor Klimaat en Energie onlangs in een Kamerbrief heeft aangegeven voornemens te zijn om de aangewezen transmissiesysteembeheerder voor elektriciteit, TenneT, exclusief bevoegd te maken voor de bouw, het beheer en het in eigendom hebben van interconnectoren, omdat op deze wijze de publieke belangen, en in het bijzonder de betrouwbaarheid, leveringszekerheid en veiligheid van het elektriciteitssysteem, voldoende geborgd kunnen worden.<sup>29</sup> Onder 5.2(A) gaan wij nader in op interconnectoren voor elektriciteit.

## **C. Afbakening van de rollen van het waterstof- en elektriciteitssysteem**

Volgens het advies van werkstroom 3 is een belangrijke ontwerpoverwegingen bij de selectie van mogelijke bouwvormen van energiehub de omvang van de vraag naar elektriciteit en waterstof. Dit is namelijk

---

<sup>25</sup> ENTSO-E, Position on Offshore Development - Roles and Responsibilities, p. 11.

<sup>26</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Rapport Februari 2023, p. 54.

<sup>27</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 19.

<sup>28</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Rapport Februari 2023, p. 54.

<sup>29</sup> Kamerbrief van 16 oktober 2023 over de voortgang realisatie windenergie op zee, 33561, nr. 59, p. 5.

bepalend voor de schaal van energiehubs. Werkstroom 1 onderzoekt de capaciteiten voor elektriciteitstransport, waterstofproductie en interconnectie.<sup>30</sup> Dit is externe input die benodigd is om tot een selectie van de verschillende constructievormen te komen en daarmee impact heeft op de mogelijke marktordening ten aanzien van waterstofproductie en wind op zee.

### Tussenconclusie

Op basis van de beschikbare informatie uit de voorstudies blijkt dat vanwege systeemoptimalisatie exclusiviteit van de netbeheerder op land en op zee wenselijk is. In de Kamerbrief van 2 december 2022 onderschrijft de Minister voor Klimaat en Energie dat, overeenkomstig de rol die TenneT voor het elektriciteitstransport op zee heeft, het noodzakelijk is dat één partij verantwoordelijk is voor waterstoftransport zodat integrale planvorming mogelijk is.<sup>31</sup> Om deze reden kan het ook gunstig zijn om een exclusieve netbeheerder verantwoordelijk te maken voor interconnectie, waarbij voor elektrische interconnectiecapaciteit die gebruik maakt van gelijkstroom uitzonderingen mogelijk zijn op basis van de (herziene) Elektriciteitsrichtlijn.<sup>32</sup>

Voor de waterstofinfrastructuur op zee kan eventueel ook voor een ander ontvlechtingmodel gekozen worden. Deze mogelijkheden worden beschreven in het Decarbonisatiepakket. Kort gezegd kan hier een onderscheid worden gemaakt in gecentraliseerde en gedecentraliseerde modellen. Het onderscheid tussen deze modellen komt in paragraaf 5.2 onder C verder aan bod. Wanneer het gaat om grotendeels nieuwe infrastructuur ligt het voor de hand dat zowel eigendom als beheer bij de HNO liggen. Mocht hergebruik een optie blijken, zou overwogen kunnen worden om ook onafhankelijk systeembeheer (ISO) toe te staan. De economische subwerkstroom gaat dieper in op de overwegingen die hierbij een rol spelen.

De tariefssystematiek ten aanzien van waterstoftransport vanaf zee en ten aanzien van nieuwe waterstof- en elektrische interconnectoren zal nog nader moeten worden uitgewerkt. In de economische subwerkstroom worden al wel enige uitgangspunten geschetst. Voor de invoering of uitbreiding van het takenpakket van netbeheerders op zee zal ook tijdig een mandaat moeten worden ingevoerd voor een nationale toezichthouder, zodat zowel marktpartijen als netbeheerder zekerheid hebben over tarifiering en (anticiperende) investeringen.

## 1.2 MARKTORDENING ENERGIEHUBS

In deze paragraaf wordt de definitie van een energiehub behandeld en wordt ingegaan op de wijze van vormgeving van energiehubs. Daarnaast wordt toegelicht welke rollen de netbeheerders en marktpartijen kunnen hebben bij de ontwikkeling van energiehubs inzake eigendomsverhoudingen, hoe systeemplanning en systeemintegratie in een energiehub kan worden toegepast en wordt ook ingegaan op zonneparken op zee. Ten aanzien van energiehubs, voorgestelde definities, mogelijke configuraties en functies verwijzen we ook naar de bevindingen in werkstroom 1 en werkstroom 3.

### A. Definitie energiehub

Om de mogelijkheden voor marktordening van energiehubs te analyseren is het allereerst van belang om te definiëren wat een energiehub precies inhoudt.

In het rapport “Legal Challenges for Offshore System Integration in Energy Hubs” van North Sea Energy (NSE) wordt een energiehub als volgt gedefinieerd:

---

<sup>31</sup> Kamerbrief van 2 december 2022 over de voortgang van het waterstofbeleid, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1143, p. 8.

<sup>32</sup> Opmerking verdient dat momenteel de Elektriciteitsrichtlijn en Elektriciteitsverordening herziend worden. In deze herzieningen wordt dit onderwerp nader ingegaan.



*“multi-carrier (both electrons and differing molecules) offshore energy systems consisting of production, conversion and/or storage. In this way, energy hubs are search areas for offshore system integration opportunities. These energy hubs are connected to the shore via national (transport) cables or interconnected internationally.”<sup>33</sup>*

In de Kamerbrief van de Minister voor Klimaat en Energie van 16 september 2022 inzake windenergie op zee in 2030-2050 volgt een licht afwijkende definitie, namelijk dat een energiehub de functie heeft om energie van omliggende windparken te verzamelen en (deels) om te zetten naar waterstof. Vanuit deze hub kan de energie (elektriciteit of waterstof) aanlanden binnen Nederland of getransporteerd worden naar andere energiehub's of landen.<sup>34</sup> In het advies van werkstroom 1 wordt deze definitie gehanteerd.<sup>35</sup>

Deze definitie komt overeen met de drie primaire functies die in het advies van werkstroom 3 beschreven worden. Kort gezegd zijn dit:

- (a) het **verzamelen** van alle energie van de omliggende windgebieden;
- (b) het **omzetten** van deze energie naar waterstof; en
- (c) het **transporteren** van deze energie naar de wal, een andere energiehub of land.<sup>36</sup>

De voorverkenning naar de nut en noodzaak van energiehub's op de Nederlandse Noordzee van TenneT en Gasunie specificeert echter dat een energiehub niet alle drie deze functies hoeft te omvatten:

*“een energiehub is een energieknooppunt op zee, waar minimaal twee van de volgende functies worden gecombineerd: (1) het verzamelen van elektriciteit uit windenergie, (2) het verbinden van landen en hubs en (3) het omzetten van elektriciteit naar andere energiedragers.”<sup>37</sup>*

Opmerking verdient dat NSWPH niet spreekt van een energiehub, maar het zogeheten "hub-and-spoke" concept hanteert. Een hub-and-spoke project bestaat uit een combinatie van onderdelen van infrastructuur voor wind op zee, waterstof en interconnectie en omvat de productie van elektriciteit, de omzetting van elektriciteit in waterstof en het transport van twee energiedragers (namelijk elektriciteit en waterstof).<sup>38</sup> Tijdens de gesprekken met de werkstroom is naar voren gekomen dat met een hub-and-spoke concept verwezen wordt naar een vermaasd en gekoppeld elektriciteits- en waterstofnetwerk, waarmee gebieden op de Noordzee met elkaar verbonden kunnen worden. Energiehub's zijn daarmee een onderdeel van het hub-and-spoke concept.

Voor de volledigheid merken wij op dat vastgesteld kan worden dat er verschillende definities van energiehub gehanteerd worden in de voorstudies, waarbij in dat verband bijvoorbeeld ook wordt verwezen naar een platform of energieknooppunt op zee. Een energiehub kan niet beperkt zijn tot slechts een installatie, maar is een samenspel van productie en transport in een bepaald gebied. Het verdient aanbeveling om een keuze te maken welke bestaande of nieuwe definitie het beste recht doet aan de uit te rollen productie- en transportinfrastructuur, waarbij rekening gehouden dient te worden met een naar verwachting modulaire uitbouw van de infrastructuur op zee en toekomstige (technologische) ontwikkelingen. In dit rapport sluiten wij aan bij de definities zoals deze zijn gebruikt in Werkstroom 1. Wat betreft de definitie van energiehub merken wij op dat deze afhankelijk is van de uiteindelijke technische- en operationele configuratie van de energiehub en de functionaliteiten daarvan.

### *Elektrische (hybride) hubs*

In het advies van werkstroom 1 wordt een onderscheid gemaakt tussen elektrische hubs en energiehub's. Een elektrische hub is een platform op zee waarop elektriciteit van omliggende windparken wordt

---

<sup>33</sup> NSE TNO 2022, Legal Challenges for Offshore System Integration in Energy Hubs, p. 27.

<sup>34</sup> Kamerbrief van 16 september 2022 over windenergie op zee 2030-2050, *Kamerstukken II* 2021/22, 33 561, nr. 54, p. 9.

<sup>35</sup> Common Futures en Deloitte, Strategische visie EIPN (concept 30 juni 2023), p. 18-19.

<sup>36</sup> Mott MacDonald, Werkstroom 3 - Energyhub (oktober 2023), p. 23.

<sup>37</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub's op de Nederlandse Noordzee, Rapport Februari 2023, p. 19.

<sup>38</sup> NSWPH, Economic and Financial Framework for Electrical infrastructure (Discussion paper #1), p. 8.

verzameld en wordt getransporteerd naar één of meerdere landen of elektriciteits- of energiehubs. Een elektrische hub kan een onderdeel zijn van een elektrische hybride interconnector als het twee of meerdere landen met elkaar verbindt.

In aanvulling op een elektrische hub heeft een energiehub ook de mogelijkheid tot waterstofproductie, -transport en (eventueel) -opslag.<sup>39</sup> Hieruit leiden wij af dat een elektrische hub een subcategorie van een energiehub is. In het EIPN staat het concept van een energiehub centraal. Aangezien er al een aantal bestaande plannen voor elektrische (hybride) hubs zijn, zullen wij ook aandacht besteden aan elektrische (hybride) hubs, zoals het LionLink project (zie in dit verband ook paragraaf 5.1).

In de Oostende verklaring is overeengekomen dat Nederland en het Verenigd Koninkrijk samen aan het LionLink project zullen werken.<sup>40</sup> Dit project moet een Nederlands windpark met de elektriciteitsnetten van Nederland en het Verenigd Koninkrijk via een onderzeese hoogspanningskabel verbinden. Dit project draagt bij aan de integratie van op zee opgewekte windenergie in de elektriciteitsnetten en vermindert de impact op de kustgemeenschappen, omdat er minder individuele verbindingen nodig zijn. Volgens de ontwikkelingsovereenkomst zullen TenneT en het Britse National Grid Ventures het potentieel van LionLink onderzoeken om maximaal 2 GW windenergie op zee aan te sluiten tussen de Britse en Nederlandse elektriciteitssystemen.<sup>41</sup>

Verder is in de Oostende verklaring afgesproken dat partijen de mogelijke samenwerkingsverbanden bij waterstofproductie en transport op zee zullen onderzoeken en in overweging zullen nemen hoe een passend regelgevend kader kan bijdragen aan de ontwikkeling van elektrische hubs en een waterstofwaardeketen en een backbone voor waterstof. Uit de Oostende verklaring volgt dat Nederland, in samenwerking met België, Denemarken en Duitsland ernaar streeft om rond 2035 een *meshed offshore grid* te ontwikkelen, waarbij energiehubs door middel van interconnectoren geïntegreerd zullen worden. Ook volgt uit de Oostende verklaring dat België en Nederland momenteel onderzoeken of een additionele hybride interconnector gerealiseerd kan worden.

Ten aanzien van zowel elektrische hubs als de waterstofwaardeketen is de huidige wet- en regelgeving niet (voldoende) ontwikkeld. Ten aanzien van elektrische hubs zal duidelijk moeten worden of in wet- en regelgeving een onderscheid gemaakt dient te worden tussen het deel van de elektrische infrastructuur dat een windpark op zee verbindt met het Nederlandse onshore hoogspanningsnet en het deel dat de elektriciteit naar een derde land exporteert. Verder is er op dit moment geen wettelijke basis om hybride interconnectoren te verbinden met het elektriciteitsnet op zee. Het huidige net op zee wordt wettelijk niet als onderdeel gezien van het Nederlandse transmissiesysteem.<sup>42</sup> Volgens Europese wetgeving moet een elektriciteitsinterconnector twee nationale transmissiesystemen verbinden. Hierdoor is het huidige net op zee feitelijk gezien alleen toegestaan om energie te transporteren. Dit dient aangepast te worden zodat een regulatoire basis wordt gevormd waarmee TenneT een wettelijke taak krijgt om hybride interconnectoren te ontwikkelen, plannen, bouwen en beheren. Daarnaast dient nader te worden uitgewerkt welke soorten interconnectoren en elektrische hubs op zee tot het takenpakket van de netbeheerder behoren.<sup>43</sup> Ten aanzien van de aanleg en beheer van elektrische hubs ligt het met het oog op eerder genoemde argumenten van een planmatige en centrale aanpak en het reeds bestaande takenpakket van de huidige netbeheerder op zee deze taak formeel op te nemen in wet- en regelgeving, zodat ook tijdig zekerheid bestaat ten aanzien van de financiering van elektrische hubs met toezicht vanuit de ACM.

## B. Vormgeving energiehubs

---

<sup>39</sup> Common Futures en Deloitte, Strategische visie EIPN (concept 30 juni 2023), p. 18.

<sup>40</sup> Verklaring van Oostende over Noordzee als Europa's groene energiecentrale 24 april 2023.

<sup>41</sup> 'Samenwerking TenneT en National Grid met unieke Brits-Nederlandse elektriciteitsverbinding', *TenneT* 24 april 2023, [www.tennet.eu/nl/nieuws/samenwerking-tennet-en-national-grid-met-unieke-brits-nederlandse-elektriciteitsverbinding](http://www.tennet.eu/nl/nieuws/samenwerking-tennet-en-national-grid-met-unieke-brits-nederlandse-elektriciteitsverbinding).

<sup>42</sup> Artikel 10, eerste lid, en artikel 15a van de Elektriciteitswet 1998.

<sup>43</sup> Zie in dit verband een recente position paper over dit onderwerp: Position paper TenneT rondetafelgesprek Energiewet, 7 september 2023, via: <https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/detail?id=2023Z14870&did=2023D35941>.

Alvorens de vraag wie verantwoordelijk is voor de vormgeving van een energiehubs beantwoord kan worden, dient eerst in kaart gebracht te worden wat de beoogde vormgeving van een energiehubs is. Uit de voorstudies blijkt dat energiehubs verschillende functionaliteiten kunnen hebben. Afhankelijk van de configuratie en de gewenste modulariteit in de uitrol van energie-infrastructuur op zee kunnen deze eigenschappen per energiehubs verschillen. Ter nadere uitwerking van de definitie van een energiehubs heeft EZK op voorhand de volgende mogelijke eigenschappen van een energiehubs geïdentificeerd:

- (a) de mogelijkheid voor aansluiting van meerdere windparken;
- (b) waterstofproductie op zee;
- (c) het faciliteren van internationale hybride verbindingen (door middel van interconnectiekabels en -leidingen); en
- (d) mogelijk een rol voor zon op zee.<sup>44</sup> In de Memorie van Toelichting bij het wetsvoorstel van de Energiewet wordt al een verdere invulling aan de rol voor zon op zee gegeven (zie paragraaf 0).

Alhoewel sommige eigenschappen van een energiehubs vergelijkbaar zijn met die van de windinfrastructuur op zee, bevat een energiehubs ook een aantal nieuwe eigenschappen. Zo wordt de transmissie van wind op zee naar de kust en de interconnectie met andere landen gecombineerd, net als bij een hybride interconnector. Bovendien dient er naast elektriciteitsinfrastructuur ook waterstofinfrastructuur ontwikkeld te worden. Ook beschikt een energiehubs over de functionaliteit om energie om te zetten en/of op te slaan.<sup>45</sup> Naast deze functies valt verder nog te denken aan het bieden van ruimte aan marktpartijen om op de fysieke hubs ruimte te bieden voor onderhoud, inspecties of eventuele faciliteiten voor de vervoering en transport van vloeibare waterstof.

Een hybride interconnector kan onderdeel zijn van een energiehubs, afhankelijk van de configuratie waarvoor gekozen wordt. Het wet- en regelgevend kader dient ruimte te bieden om, afhankelijk van gewenste functionaliteiten van een specifieke hubs, voldoende duidelijkheid te bieden aan alle betrokkenen, dus marktpartijen, netbeheerders en toezichthouder.

In het advies van werkstroom 3 is een stroomschema voor de besluitvorming van de ontwikkeling van energiehubs opgesteld, aangezien er een groot aantal factoren zijn die de besluitvorming beïnvloeden en resulteren in meerdere onderlinge afhankelijkheden.<sup>46</sup> Dit beslissingsschema kan gebruikt worden bij de beantwoording van de vraag welke partij(en) verantwoordelijk is (zijn) voor de vormgeving van een energiehubs. Ook in de voorverkenning van Gasunie en TenneT worden een aantal overwegingen opgesomd die bij de keuze voor een constructievorm in acht genomen moeten worden.<sup>47</sup>

Voor de realisatie van een **eerste energiehubs** meent NSWPH dat:

- (a) nationale overheidsinstanties over de volgende aspecten een besluit moeten nemen:
  - (i) de **configuratie** (samenstelling) van de hubs en de verbinding met de kust. Alhoewel de configuratie van een energiehubs een gefaseerde uitbouw van het netwerk op zee mogelijk maakt, zijn beslissingen over de capaciteit, configuratie en de tracering van de infrastructuur vereist. Hierbij zal een onderscheid gemaakt moeten worden tussen welke besluiten en gemaakt moet worden en wanneer;
  - (ii) de verdeling van de **eigendom** van de fundering van de energiehubs. Geschikte eigendomsmodellen zijn afhankelijk van de configuratie van de eerste energiehubs, de beoogde uiteindelijke configuratie en het type fundering. Hieronder zullen wij nader op dit punt ingaan; en
  - (iii) de **fundering en kostenverdeling** van de infrastructuur. De infrastructuur en interconnectie zal doorgaans het eigendom van netbeheerders zijn. De economische haalbaarheid en stimulansen voor de ontwikkeling van andere belangrijke onderdelen zoals windparken, opslagfaciliteiten en power-to-gasinstallaties zullen echter beoordeeld moeten worden door overheidsinstanties.<sup>48</sup>

---

<sup>44</sup> Vgl. het document "Orderingsvragen Energiehubs" wat voor het EIPN door EZK ter beschikking is gesteld.

<sup>45</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 5.

<sup>46</sup> Mott MacDonald, Werkstroom 3 - Energyhub (oktober 2023), par. 3.4.3.

<sup>47</sup> TenneT & Gasunie, Energyhub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehubs op de Nederlandse Noordzee, Rapport Februari 2023, p. 35.

<sup>48</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 21.

In dit verband merken wij op dat als onderdeel van werkstroom 3 besproken wordt in hoeverre besluiten door de overheid genomen moet worden en in hoeverre de transportnetbeheerders hierbij kunnen adviseren.

- (b) op intergouvernamenteel niveau besluiten moeten worden genomen over:
- (i) de toewijzing van de **verantwoordelijkheid voor systeemplanning**;
  - (ii) een **regelgevend kader voor interconnectoren** tussen nationale energiehubs. Nationale overheidsinstanties, met name de toezichthouders die door lidstaten op nationaal niveau worden aangewezen, moeten beslissen over de toewijzing van kosten en baten tussen de netbeheerders die de interconnectoren ontwikkelen en exploiteren, waar eerder altijd een ex-ante 50/50 verdeling over de gedeelde asset werd gehanteerd is dat mogelijk niet meer geschikt door de modulaire uitbouw van een netwerk op zee: er kan welvaardsdistributie optreden wanneer de configuratie van het net op zee verandert en er meer dan twee partners betrokken zijn.. In het bijzonder moet volgens NSWPH een commercieel model voor mogelijke interconnecties in overweging genomen worden;
  - (iii) de **financiering en kostendekking** voor (grensoverschrijdende) samenwerkingsprojecten. Voor energiehubs kan mogelijk ook financiering vanuit de EU gebruikt worden (zoals het EU Renewable Financing Mechanism of de Connecting Europe Facility) of er kunnen afzonderlijke handelsafspraken tussen lidstaten over de financiering en kostendekking gemaakt worden;<sup>49</sup>
  - (iv) de **fasering van de aanleg van het net op zee**. Nationale overheidsinstanties moeten bij de ontwikkeling van de eerste energiehub het eens worden over de modulariteit van het ontwerp en de fasen naar de uiteindelijke configuratie.<sup>50</sup>

Voor de realisatie van een vermaasd net op zee (*meshed offshore grid*) voor **interconnectie en integratie met wind op zee**, meent NSWPH dat:

- (a) nationale overheidsinstanties over de volgende aspecten een besluit moeten nemen:
- (i) de **ruimtelijke ordening** voor het realiseren van extra energiehubs; en
  - (ii) indien waterstofproductie op zee gunstig blijkt, de **aanpassing van het beleidskader voor wind op zee** zodat dit ook interconnectie en waterstofproductie zou kunnen omvatten.<sup>51</sup>
- (b) intergouvernamentele samenwerking op de volgende gebieden vereist is:
- (i) het definiëren van **vormgeving van het internationale net op zee**; en
  - (ii) door de samenwerking met landen die andere governance modellen hanteren voor de ontwikkeling van de infrastructuur op zee **besluitvorming per geval** van belang blijft.<sup>52</sup>

Met het oog op de integratie met wind op zee wordt in de Routekaart Waterstof van het Nationaal Waterstof Programma aanbevolen om op korte termijn met de volgende acties te starten voor extra wind- en waterstofproductie op zee:

- stel als overheid een verhoogd concreet doel voor hernieuwbare waterstofproductie in 2030 van ruim 8 GW;
- stel daarbij een subdoel voor onshore elektrolyse van ruim 6 GW en een subdoel van 2 GW elektrolyse op zee;
- geef het Noordzeeoverleg opdracht te starten met de ruimtelijke verkenning en het benodigde ecologische onderzoek in voorbereiding op de mogelijke aanwijzing van extra kavels voor 2 GW, bovenop de ongeveer 21 GW voor 2030-31, expliciet voor waterstofproductie op zee;
- ontwikkel een breed innovatieprogramma voor hernieuwbare waterstof, met daarin ook aandacht voor offshore elektrolyse, om snel de benodigde innovaties aan te jagen en onderling leren

---

<sup>49</sup> In par. 5.3 wordt hier nader op ingegaan.

<sup>50</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 22.

<sup>51</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 22. Op basis van het gewijzigd beleidskader zal vervolgens de noodzakelijke wet- en regelgeving tot stand moeten worden gebracht.

<sup>52</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 22.

maximaal te stimuleren. Dit is essentieel om de vereiste, zeer ambitieuze ontwikkelingsnelheid richting 2030 te halen.<sup>53</sup>

Daarnaast wordt aanbevolen om een Routekaart voor Waterstof op Zee 2030 op te stellen teneinde de onderlinge samenhang van activiteiten af te stemmen en te borgen.<sup>54</sup> Uit de Kamerbrief van 28 juni 2023 volgt dat een tweetal demonstratieprojecten voorzien zijn om kennis en ervaring op te doen met grootschalige waterstofproductie op zee.<sup>55</sup> Dit zijn een pilot van minder dan 100 MW op z'n vroegst in 2027 en een demonstratieproject van circa 500 MW in 2031. Deze demonstratieprojecten worden ook benoemd in de Oostende verklaring.

### C. Rol van (waterstof)netbeheerders en marktpartijen

NSWPH stelt dat aan de hand van een nieuw governance model de rollen en verantwoordelijkheden van betrokken partijen voor verschillende functionaliteiten en projectfasen van een energiehub toegewezen kunnen worden.<sup>56</sup> Andere factoren die volgens NSWPH bij de vaststelling van een nieuw governance model overwogen moeten worden zijn: de implementatiesnelheid, de ondersteuning van samenwerking tussen energieinfrastructuurbeheerders on- en offshore, de mogelijkheid voor een geleidelijke uitbouw van het net op zee en de aansluiting bij het huidige Unierechtelijke en nationale wettelijk en regelgevend kader.<sup>57</sup>

Voor het opstellen van een governance model voor energiehub baseert NSWPH zich op bestaande governance modellen voor wind op zee, interconnectie, de ontwikkeling van het gasnetwerk en energieopslag.<sup>58</sup> Ook het Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit (**ENTSO-E**) neemt de bestaande aanpak mee in haar analyse (waarover in paragraaf 5.2.2 meer).<sup>59</sup>

Bestaande governance modellen worden doorgaans aangeduid als 'gecentraliseerd' of 'gedecentraliseerd'. Bij een gecentraliseerd model wordt de systeemplanning, het eigendom en de exploitatie aan een nationaal publiek orgaan toebedeeld, meestal een (gas- of elektriciteits-)netbeheerder. In een gedecentraliseerd model behoort het eigendom van de infrastructuur aan een commerciële partij toe.<sup>60</sup> Nederland is een voorstander van een gecentraliseerde aanpak, waarbij nationale bestuursorganen een cruciale rol spelen bij de planning en voorontwikkeling van netaansluitingen.<sup>61</sup> De voordelen van een gecentraliseerde aanpak worden beschreven in paragraaf 5.1.

NSWPH concludeert vervolgens dat door de verschillende functies van een energiehub een gecentraliseerd model, zoals momenteel in Nederland gehanteerd wordt, de voorkeur heeft.

In de Kamerbrief inzake de kabinetsaanpak klimaatbeleid wordt een samenvatting van de kabinetsstandpunten op de marktordening binnen het waterstofsysteem op land gegeven:

	Commerciële marktpartij	Publiek netbeheerder	Publiek netwerkbedrijf
<b>Productie/ elektrolyse</b>	<b>Ja</b> , overheid en netbeheerders kunnen middels ruimtelijk instrumentarium en netwerkplannen	<b>Nee</b>	<b>Nee, tenzij</b> in het belang van systeemfunctie van elektrolyse en marktpartijen dit

<sup>53</sup> Nationaal Waterstof Programma, Routekaart Waterstof, p. 138.

<sup>54</sup> Nationaal Waterstof Programma, Routekaart Waterstof, p. 138.

<sup>55</sup> Kamerbrief van 28 juni 2023 betreffende voorkeurslocaties demonstratieprojecten waterstof op zee, p. 1-2.

<sup>56</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 16.

<sup>57</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 16.

<sup>58</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 9.

<sup>59</sup> ENTSO-E, Position on Offshore Development - Roles and Responsibilities, p. 10-11.

<sup>60</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 5.

<sup>61</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 10.

	gunstige locaties voor elektrolyse identificeren.		onvoldoende (tijdig) oppakken ondanks het bestaan van overheidssteun en marktprikkels. <sup>62</sup>
<b>Transportnetten</b>	<b>Ja, indien</b> er sprake is van een bestaand of geografisch afgebakend net. Bij grootschalige private initiatieven wil ik voorkomen dat deze leiden tot fragmentatie en inefficiënte concurrentie met het publieke transportnet.	<b>Ja, aanwijzing</b> van HNS als publiek netbeheerder van landelijke transportnet is voorzien in 2025. Wettelijk kader voor regionaal niveau is in ontwikkeling. Onderzoek naar publiek offshore netbeheer is nodig. <sup>63</sup>	<b>Ja, totdat</b> er sprake is van een aangewezen netbeheerder voor waterstof binnen de groep.
<b>Grootschalige (ondergrondse opslag)</b>	<b>Ja, regels</b> over derden-toegang en tarieven afhankelijk van uitkomst EU-onderhandelingen.	<b>Nee, tenzij</b> nodig voor de uitvoering van een toekomstige wettelijke taak op het gebied van leveringszekerheid.	<b>Ja, regels</b> over derden-toegang en tarieven afhankelijk van uitkomst EU-onderhandelingen. <sup>64</sup>
<b>Importterminal</b>	<b>Ja, regels</b> over derden-toegang en tarieven afhankelijk van uitkomst EU-onderhandelingen.	<b>Nee</b>	<b>Ja, regels</b> over derden-toegang en tarieven afhankelijk van uitkomst EU-onderhandelingen.

**Tabel 1**

**Bron:** Kamerstukken II 2021/22, 32 813, nr. 1060 (Kabinetsaanpak Klimaatbeleid).

Op basis van onze analyse van de verschillende voorstudies concluderen wij dat het voorgaande overzicht een relevant uitgangspunt zou kunnen zijn voor het opstellen van de marktordening voor het Nederlandse waterstofsysteem op zee. Indien het bovenstaande overzicht op de toekomstige situatie op zee zou worden toegepast, wordt de verantwoordelijkheid voor de productie van waterstof aan commerciële marktpartijen toebedeeld, tenzij er sprake is van markt falen. In elk geval dient de systeemintegratie in overweging te worden genomen. Totdat een publiek waterstofnetbeheerder op zee is aangewezen, zou voor het dragen van de verantwoordelijkheid voor het transport van waterstof een publiek netwerkbedrijf aangewezen kunnen worden. Voor een geografisch afgebakend net zouden commerciële marktpartijen verantwoordelijk zijn voor het waterstoftransport. Wij begrijpen uit gesprekken met de werkstroom dat deze keuze nog afhankelijk is van onderhandelingen op Unierechtelijk niveau.

Doordat een energiehub nieuwe eigenschappen bezit, zullen echter ook nieuwe potentiële actoren een rol spelen. Waar een netverbinding met het vasteland doorgaans ontwikkeld wordt door en het eigendom is van een netbeheerder, zal een multifunctionele hub naar verwachting van NSWPH nauwe samenwerking tussen meerdere netbeheerders en overheidsinstanties vereisen. Dit betekent dat meer netbeheerders

<sup>62</sup> In de werkstroom is naar voren gekomen dat sinds de Kamerbrief meer het inzicht is gekomen dat er bij productie (elektrolyse) binnen het Europese kader heel weinig/geen ruimte is voor de rol van een publiek netwerkbedrijf.

<sup>63</sup> Inmiddels is duidelijk geworden in de brief van 29 juni 2022 dat de Minister voor Klimaat en Energievoornemens is om HyNetwerk Services als de waterstofnetbeheerder op zowel land als zee aan te wijzen (Brief van de Minister voor Klimaat en Energie inzake realisatie van een landelijk transportnet voor waterstof, *Kamerstukken II 2021-2022*, 32813, nr. 1061).

<sup>64</sup> In paragraaf 5.3.2 wordt nader ingegaan op waterstofopslag op zee.

en/of overheidsinstanties betrokken zullen zijn bij de coördinatie, ontwikkeling en het eigendom van de infrastructuur. Bovendien dienen energiehubs de omzetting van energie te faciliteren, en mogelijk ook opslag voor zover dat gelet op gebiedsafhankelijkheid mogelijk is.<sup>65</sup>

Er kunnen verschillende rollen bij een energiehubs gedefinieerd worden:

- (a) de verantwoordelijkheid voor de **systemplanning**;
- (b) het **(hoofd)eigendom** van de verschillende assets, wat tevens de verantwoordelijkheid voor de (ontwikkeling voorafgaand aan de) bouwfase;
- (c) de verantwoordelijkheid voor het **stysteembeheer** wat betrekking heeft op de coördinatie van het systeem zodra dit operationeel is, inclusief de operationele planning, het systeem- en marktbeheer en taken na afloop van de operationele fase<sup>66</sup>; en
- (d) de rol van **producenten**.

#### D. Systemplanning

Systemplanning van een energiehubs met de functie om energie om te zetten naar waterstof vereist samenwerking tussen overheden, waterstofnetbeheerders op land en op zee, de elektriciteitsnetbeheerder en private partijen.<sup>67</sup> Hierbij is een duidelijke afbakening tussen de verschillende rollen, activiteiten en verantwoordelijkheden gewenst, bijvoorbeeld of waterstofcompressie onderdeel dient te zijn van de productie-installatie en of dat dit onderdeel is van het waterstoftransportnet. Deze afbakening zou, op basis van toekomstige (technologische) ontwikkelingen en vanuit het oogpunt van systeemoptimalisatie over tijd en op basis van nog te bepalen voorwaarden aangepast kunnen worden. Hierbij speelt ook de vorm van waterstofproductie een rol en kan qua compressieverantwoordelijkheden wellicht gekeken worden naar de verdeling van huidige aan- en afleverdruk voor compressie op basis van de Gaswet. In dit verband moeten de uitgangspunten 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, worden meegewogen. In dit verband zijn operationele, economische en financiële overwegingen van belang, alsmede overwegingen met het oog op ecologie en veiligheid. Mogelijk kan de compressieverantwoordelijk op grond van artikel 46 sub (a) van het herzieningsvoorstel van de Gasrichtlijn in het takenpakket van een waterstofnetbeheerder ondergebracht worden (zie in dit verband ook paragraaf **Error! Reference source not found.**). Dit zal in de technische en operationele uitwerking van de functionering van het waterstofnet op zee nader uitgewerkt moeten worden.

NSWPH verwacht dat er bij een energiehubs veel raakvlakken tussen de waterstofnetbeheerder en de elektriciteitsnetbeheerder zullen zijn. Aangezien er inzicht in de nationale belangen en doelstellingen voor elektriciteit en waterstof vereist is, meent NSWPH dat de systemplanning door een consortium van netbeheerders, in nauwe samenwerking met de nationale overheden, bepaald zou kunnen worden.<sup>68</sup> Aangezien er nog geen formele toewijzing van de verantwoordelijkheid voor de systemplanning in grensoverschrijdende projecten bestaat, meent NSWPH dat voor de ontwikkeling van een eerste energiehubs op internationaal niveau besluiten genomen moeten worden om de verantwoordelijkheid voor de systemplanning toe te wijzen. NSWPH gaat verder niet in op de vraag hoe dit consortium moet worden vormgegeven. Gekozen zou kunnen worden voor (in)formele samenwerking, al dan niet op basis van een wettelijke taakomschrijving.

Deze mogelijke (in)formele samenwerking en bijbehorend takenpakket dient nader te worden uitgewerkt. Voor een planmatige aanpak van de uitrol van de energie infrastructuur op zee zal een bepaalde mate van regie door het Rijk onmisbaar zijn om (inter)nationale verduurzamingsdoelen te halen. Ten aanzien van de systemplanning kan dan bijvoorbeeld worden gedacht aan het opstellen van een of meerdere ontwikkelkaders zoals dat nu wordt gedaan voor het elektriciteitsnet op zee op grond van artikel 16e

---

<sup>65</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 5.

<sup>66</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 9.

<sup>67</sup> TenneT & Gasunie, Energiehubs NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehubs op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 54.

<sup>68</sup> NSWPH, Economic and Financial Framework for Electrical infrastructure (Discussion paper #1), p. 10; NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 21.



Elektriciteitswet 1998, op basis waarvan zowel duidelijkheid aan (toekomstige) netbeheerders en marktpartijen geboden kan worden.

## E. Eigendom

Bij eigendom en ontwikkeling van verschillende assets gaat het over welke partij verantwoordelijk is voor de business case assessment, het technisch ontwerp, vergunningen, m.e.r.-beoordelingen, financiering en het realiseren van de verschillende assets.<sup>69</sup> Zoals volgt uit paragraaf 5.2 hierboven, kunnen op een energiehub diverse functies vervullen in verschillende configuraties, wat verschillende gebruiksrechten met zich meebrengt. Uit voorstudies en input van de stakeholders blijkt dat de keuze rondom het eigenaarschap belangrijk is om een duidelijke begrenzing van de verschillende onderdelen van het energiesysteem op zee nodig is om voor de verschillende betrokken partijen technische, juridische en organisatorische keuzes en risico's inzichtelijk te maken. Dit is ook van belang voor impact op business cases en investeringsbeslissingen, het beheersen van risico's en de impact hiervan.

### *Fundering van de energiehub*

NSWPH stelt voor dat een netbeheerder of een staatsonderneming de fundering van de hub in eigendom heeft en verantwoordelijk is voor de bouw.<sup>70</sup> De keuze voor de netbeheerder of staatsonderneming is afhankelijk van de functionaliteiten van de energiehub. Logischerwijs zou het *eigendom* van een volledig elektrisch platform die windparken op zee met het vasteland verbindt volgens NSWPH aan de elektriciteitsbeheerder toekomen.<sup>71</sup> Momenteel beheert TenneT echter alleen elektrische platformen op zee en heeft deze platformen tevens in eigendom.<sup>72</sup>

Voor een hub met uitsluitend waterstofinfrastructuur lijkt op basis van de voorverkenning van TenneT en Gasunie een rol voor de waterstofnetbeheerder weggelegd. In het geval elektrolyse op de hub zal plaatsvinden, zijn er verschillende taken te onderscheiden:

- (a) verantwoordelijkheid voor het deel van de hub waar de elektriciteit binnenkomt;
- (b) taken met betrekking tot de omzetting van de elektriciteit in waterstof; en
- (c) het waterstoftransport (inclusief gasbehandeling, compressie en bemetering). Dit kan zowel op de hub of op een apart platform worden georganiseerd. Hierbij zal de waterstofnetbeheerder eigenaar zijn van de pijpleiding die op de hub aangesloten is (en mogelijk ook van de aanverwante transportinfrastructuur).

In de voorverkenning wordt opgemerkt dat nader onderzoek naar en verdere afstemming voor de rolverdeling en eventuele interfaces tussen private en publieke partijen vereist is.<sup>73</sup>

Voor een multifunctionele hub met een eilandconstructie verwacht NSWPH dat een overheidsorgaan het eigendom zal verkrijgen.<sup>74</sup> Deze verwachting strookt met de keuze die de Nederlandse overheid al gemaakt heeft dat als een eilandconstructie gebruikt wordt het Rijk initiatiefnemer en eigenaar zal zijn.<sup>75</sup> Met deze keuze sluit het Rijk de optie van een publiek-privaat partnerschap voor kunstmatige eilanden in de nabije toekomst uit.

De reden hiervoor is dat op grond van internationale wetgeving de staat verantwoordelijk is voor het borgen van de veiligheid. Daarnaast wordt het eiland aangelegd voor vitale of essentiële (energie)infrastructuur waarvoor de overheid een wettelijke verantwoordelijkheid draagt. Ook vanwege het (semi-)permanent

---

<sup>69</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 54.

<sup>70</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 18.

<sup>71</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 18.

<sup>73</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 56.

<sup>74</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 18.

<sup>75</sup> Vgl. het document "Orderingsvragen Energiehubs" wat voor het EIPN door EZK ter beschikking is gesteld.



karakter van het eiland en met het oog op functieaanpassing in de toekomst is het wenselijk dat het Rijk een regierol bij de ontwikkeling, aanleg, beheer en exploitatie zal verkrijgen.<sup>76</sup> In het Ontwerp Programma Noordzee 2022-2027 zijn de volgende voorwaarden op hoofdlijnen opgesomd:

- een kunstmatig eiland in de territoriale zee en EEZ is alleen te realiseren voor een activiteit van nationaal belang waarvoor een noodzaak bestaat dat deze op zee plaatsvindt en waarvoor *geen redelijk alternatief* voorhanden is op land. De activiteiten van nationaal belang staan in de Nationale Omgevingsvisie (NOVI);
- de locatie, functie en wijze van beheer moeten voldoen aan (inter)nationale veiligheidscriteria. Risicoanalyses zijn nodig die aansluiten bij de Nationale veiligheidsstrategie; en
- het Rijk bepaalt de locatie van een eiland en streeft daarbij naar efficiënt ruimtegebruik. Daarbij wordt getoetst op ecologische effecten, toepassing van het voorzorgsbeginsel uit de Kaderrichtlijn Mariene Strategie en Natura 2000, de effecten op andere gebruiksfuncties en archeologische en cultuurhistorische waarden. Locaties die nu zijn uitgesloten voor installaties zoals clearways en ankergebieden, zijn nu ook uitgesloten voor een kunstmatig eiland in zee. In principe geldt een opruimplicht voor alle bouwwerken. In nadere uitwerking wordt nagegaan hoe dit in voorwaarden is vast te leggen in combinatie met het permanente karakter en de relatief lange levensduur.<sup>77</sup>

Volledigheidshalve benadrukken wij nogmaals dat een energiehubs niet per definitie een fysiek object hoeft te zijn, maar ook een gebied kan zijn. De exacte omvang, functionaliteit, aangesloten 'systeemonderdelen' en configuratie van een energiehubs kan per energiehubs verschillen en over tijd veranderen.

#### *Assets op de energiehubs*

In geval van een multifunctionele hub die ook *power-to-gas* en/of faciliteiten voor energieopslag omvat, lijkt het NSWPH daarentegen geen optie dat het eigendom van de hele hub aan de nationale netbeheerder toebehoort. Deze activiteiten vallen immers niet altijd binnen de wettelijke taakomschrijving van netbeheerders.<sup>78</sup> Het eigendom van assets op de energiehubs (zoals faciliteiten voor energieopslag en elektrolyzers) zouden volgens NSWPH aan commerciële marktpartijen (bijvoorbeeld netwerk- of gasbedrijven) toebedeeld kunnen worden.<sup>79</sup> Hier speelt ook de investeringsbereidheid van de markt een grote rol, waarbij per type asset nader onderzocht kan worden hoe risico's en opbrengsten worden verdeeld. Belangrijke vraag daarbij is of de investeringsbereidheid eventueel in de tijd kan wijzigen.

Uit de voorverkenning volgt dat voorgesteld zou kunnen worden dat marktpartijen primair waterstof door middel van elektrolyse produceren, maar als partijen dit onvoldoende oppakken en als het in het belang van de systeemfunctie is, ook een publiek netwerkbedrijf uitgevoerd mag worden.<sup>80</sup> Dit zou mogelijk kunnen zijn als wordt voldaan aan de voorwaarden die zijn opgenomen in het Decarbonisatiepakket. In de Renewable Energy Directive en de bijbehorende Delegated Acts is bovendien bepaald onder welke voorwaarden waterstof als groene waterstof gekwalificeerd kan worden.

#### *Transmissiekabels*

Voor wat betreft de eigendom van de transmissiekabels op zee verwijzen wij naar paragraaf 5.1 B.

#### *Interconnectoren*

De ontwikkeling en het eigendom van de interconnectoren zou in de visie van NSWPH tussen de betrokken nationale netbeheerders verdeeld kunnen worden.<sup>81</sup> In de voorverkenning wordt een onderscheid gemaakt

---

<sup>76</sup> Ontwerp Programma Noordzee 2022-2027, p. 128.

<sup>77</sup> Ontwerp Programma Noordzee 2022-2027, p. 128-129.

<sup>78</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 18.

<sup>79</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 17.

<sup>80</sup> TenneT & Gasunie, Energiehubs NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehubs op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 53.

<sup>81</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 18-19.

tussen de interconnectoren voor elektriciteit en waterstof. Hierin wordt voorgesteld dat elektrische interconnectoren door een netbeheerder ontwikkeld en beheerd worden. Een privaat model, zoals toegepast bij BritNed, lijkt volgens de voorverkenning minder geschikt, omdat de coördinatie tussen land en zee hierbij niet vanzelfsprekend zou zijn.<sup>82</sup> Bovendien is dit alleen toegestaan als de ontwikkeling anders niet tot stand zou komen.<sup>83</sup> Ook zou het beheer van het gehele elektriciteitssysteem worden bemoeilijkt wanneer het beheer van individuele netten op zee aan derde private partijen wordt overgelaten.<sup>84</sup> Echter dient wetgeving aangepast te worden zodat er een regulatoire basis ontstaat waarop de TSO hybride interconnectoren kan ontwikkelen.

Voor wat betreft interconnectoren voor waterstof wordt in de voorverkenning benadrukt dat dit een goede samenwerking tussen de waterstofnetbeheerders op zee vereist. Indien de interconnectoren voor waterstof worden aangemerkt als onderdeel van het landelijk waterstofnet, zal de Nederlandse waterstofnetbeheerder verantwoordelijk zijn voor het Nederlandse deel van het netwerk. In verband wordt opgemerkt dat de definitie van "waterstofinterconnector" zoals volgt uit het herzieningsvoorstel van de Gasrichtlijn (wat onderdeel uitmaakt van het Decarbonisatiepakket) momenteel wordt aangescherpt om te voorkomen dat de regelgeving voor particuliere waterstofnetwerken wordt omzeild.<sup>85</sup> Hierop zullen wij verder ingaan in hoofdstuk 6 van dit rapport.

Kortom, als wij het governance model dat volgt uit de bevindingen van NSWPH en de voorverkenning van Gasunie en TenneT naast de huidige kabinetsstandpunten op de marktordering binnen het waterstofsysteem leggen, zien wij gelijkenis met het bestaande governance model wat in de Kamerbrieven door de Minister voor Klimaat en Energie is voorgesteld voor het waterstofsysteem op land. Bij de invulling van een governance model voor het waterstofsysteem op land en zee dient echter rekening gehouden te worden met locatie-specifieke randvoorwaarden. Voor wat betreft het elektriciteitssysteem op zee raadt ENTSO-E bovendien aan om het bestaande governance model voor het elektriciteitsnet op land toe te passen op het elektriciteitsnet op zee.

Wel merken wij op dat in de studies niet beschreven wordt waar het eigendom van de ene partij ophoudt en waar het eigendom van de ander begint. Wij concluderen daarom dat dit punt nog uitgekristalliseerd moet te worden.

## **F. Verdeling elektriciteit- en waterstofproductie in een windenergiegebied of energiehub**

Over de vraag wie bepaalt hoeveel elektriciteit en hoeveel waterstof er in een windenergiegebied of energiehub gemaakt wordt en hoe dit vastgelegd of ingekaderd moet worden, zijn wij in de voorstudies (nog) geen verdere informatie tegengekomen. Wel lijkt een mate van centrale coördinatie en afstemming tussen de huidige en mogelijk toekomstige ontwikkelkaders voor verschillende infrastructuur gewenst, omdat deze verhoudingen een directe impact hebben op prijsformatie van elektriciteit en waterstof en daardoor direct de business case van wind op zee en elektrolyse op zee beïnvloedt. Deze impact is nog groter in een offshore biedzone. Uit de gesprekken met de belangenorganisaties volgt dat het van belang is dat marktpartijen in een vroeg stadium geconsulteerd worden of anderszins betrokken worden bij de beantwoording van dit verdelingsvraagstuk, én dat er op het moment van tenderen een bepaalde flexibiliteit voor de markt is voor de invulling van de wind op zee kavels, zodat de markt dit zelf kan optimaliseren binnen de ontwikkelkaders. In paragraaf 5.2.4 onder D zullen wij nader ingaan op de mogelijkheden voor het bieden van flexibiliteit in een tenderprocedure. Uit verdere analyse blijkt dat bij systeemplanning het, conform de regeling omtrent het ontwikkelkader voor wind op zee, de overheid samen met de (toekomstige netbeheerder en toezichthouder, al dan niet in samenwerking met marktpartijen), een duidelijk vooraf vastgesteld afwegingskader vastlegt waarbij naast uitvoeringsrisico's ook kosten en een maatschappelijk

---

<sup>82</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 54.

<sup>83</sup> Artikel 63 van Verordening 2019/943.

<sup>84</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 54.

<sup>85</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 55.

optimaal ontwerp in acht wordt genomen. Hierbij dient ook de vraagontwikkeling naar elektriciteit en waterstof te worden meegewogen.

## G. Duidelijkheid voor marktpartijen

Volgens de voorverkenning die is uitgevoerd door TenneT en Gasunie is de verwachting dat energiehubs tot circa 2030 voornamelijk uit elektriciteitsinfrastructuur zullen bestaan en dat dit wordt gecombineerd met significante elektrolysecapaciteiten op land om de integratie van grote hoeveelheden wind op zee te faciliteren.<sup>86</sup> De bouw van de eerste hubs zijn in beginsel pas vanaf 2030 voorzien en dat voor die tijd alleen radiale windparken op zee ontwikkeld zullen worden die slechts aan één van de drie functionaliteiten van een energiehub voldoen. De verbindingfunctie (door middel van de aanleg van interconnectoren) zal volgens de voorverkenning in een later stadium belangrijker worden. TenneT geeft in dit verband aan dat dit bij de ontwikkeling van de LionLink al vanaf 2030 een rol zal spelen. Afhankelijk van de technologische ontwikkelingen en volwassenheid zal naar verwachting na circa 2030 ook elektrolyse op energiehubs plaatsvinden.<sup>87</sup>

In het Programma Energiehoofdstructuur zullen ontwikkelingsrichtingen worden vastgelegd in de vorm van energiehubs voor gebieden op land waar grote veranderingen plaatsvinden in de vraag en aanbod van energie. Dit kan bijvoorbeeld gaan om locaties voor aanlanding van windenergie op zee, datacentra of grootschalige elektrolyse. Het gevolg van deze aanwijzing is dat partijen die hier gevestigd zijn, grotere zekerheid hebben op tijdige aanleg van infrastructuur. Dit zal in de Energiewet verder worden uitgewerkt.<sup>88</sup>

De TEN-E Verordening<sup>89</sup> zal ook een belangrijke rol spelen bij het verschaffen van duidelijkheid aan marktpartijen. Deze verordening focust met name op de ontwikkeling van grensoverschrijdende energie-infrastructuur die de verwezenlijking van de doelstellingen uit de Europese Green Deal bevordert. Op grond van de herziene TEN-E Verordening zullen in de Unielijst aangewezen projecten van gemeenschappelijk belang<sup>90</sup> en projecten van wederzijds belang<sup>91</sup> een prioriteitsstatus verkrijgen en zullen hierop versnelde vergunningsprocedures van toepassing zijn.<sup>92</sup> Ook komen deze projecten in aanmerking voor een financiering van Connecting Europe Facility.<sup>93</sup> De eerste Unielijst die op grond van de herziene TEN-E Verordening is opgesteld zal op 30 november 2023 gepubliceerd worden.<sup>94</sup>

Daarnaast volgt uit artikel 12 van de TEN-E Verordening dat ACER op 24 januari 2023 de kaderrichtsnoeren voor de door ENTSO-E, het Europese netwerk van elektriciteitsnetwerkbeheerders, en ENTSO-G, het Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders voor gas, te ontwikkelen gezamenlijke scenario's publiceert. Deze richtsnoeren worden indien nodig regelmatig bijgewerkt. In de richtsnoeren worden criteria gesteld voor een transparante, niet-discriminerende en robuuste ontwikkeling van scenario's waarbij rekening wordt gehouden met de beste praktijken op het gebied van infrastructuurbeoordeling en netontwikkelingsplanning.

Ten aanzien van de netontwikkelingsplanning dienen op grond van het voorstel strekkende tot herziening van de Gasrichtlijn alle transmissiesysteembeheerders een tienjarig netontwikkelingsplan aan de

---

<sup>86</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehubs op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 37.

<sup>87</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehubs op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 38.

<sup>88</sup> Kamerbrief inzake de afbakening van het Programma Energiehoofdinfrastructuur, p. 2.

<sup>89</sup> Verordening (EU) 2022/869 van het Europees Parlement en de Raad van 30 mei 2022 betreffende richtsnoeren voor de trans-Europese energie-infrastructuur, tot wijziging van Verordeningen (EG) nr. 715/2009, (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943, en Richtlijnen 2009/73/EG en (EU) 2019/944, en tot intrekking van Verordening (EU) nr. 347/2013.

<sup>90</sup> Projects of Common Interest (PCI).

<sup>91</sup> Projects of Mutual Interest (PMI)

<sup>92</sup> Artikel 7 van de TEN-E Verordening.

<sup>93</sup> Artikel 18 van de TEN-E Verordening.

<sup>94</sup> Artikel 3 van de TEN-E Verordening.

toezichthouder voor te leggen dat gebaseerd is op het bestaande en te verwachten niveau van vraag en aanbod.<sup>95</sup> Deze planning moet onder meer de volgende aspecten bevatten:

- de belangrijkste infrastructuur die de eerstvolgende tien jaar aangelegd of vernieuwd moet worden;
- alle investeringen waartoe reeds besloten is en aangeven welke nieuwe investeringen de eerstkomende drie jaar gedaan moeten worden;
- informatie over infrastructuurvoorzieningen die kunnen of zullen worden ontmanteld; en
- een tijdschema voor alle investerings- en ontmantelingsprojecten.<sup>96</sup>

ENTSO-E en ENTSO-G publiceren bovendien verslagen over leemten in de infrastructuur die worden opgesteld in het kader van de Uniebrede tienjarige netontwikkelingsplannen. Deze beoordeling is met name gericht op leemten in de infrastructuur die mogelijk gevolgen hebben voor de verwezenlijking van de streefcijfers voor klimaat en energie van de Europese Unie voor 2030 en haar doelstelling inzake klimaatneutraliteit voor 2050.<sup>97</sup> Uit het voorstel strekkende tot herziening van de Gasrichtlijn volgt dat - naast ENTSO-E en ENTSO-G - ook een Europees netwerk van netbeheerders voor waterstof (**ENNOH**) moet worden opgericht om de ontwikkeling en het functioneren van de interne waterstofmarkt en de grensoverschrijdende handel te bevorderen en een optimaal beheer, gecoördineerde werking en deugdelijke technische ontwikkeling van het Europees waterstofnet te garanderen.<sup>98</sup> Totdat het ENNOH is opgericht, moet een tijdelijk platform worden opgezet onder leiding van de Europese Commissie en met de betrokkenheid van ACER en alle betrokken marktpelers, inclusief ENTSO-E en ENTSO-G. Dit platform moet in een vroeg stadium de werkzaamheden inzake het aanduiden en ontwikkelen van vraagstukken die van belang zijn voor de opbouw van het waterstofnet en de waterstofmarkten ondersteunen, zonder formele beslissingsbevoegdheid. Het platform moet worden opgeheven als het ENNOH is opgericht. Totdat het ENNOH is opgericht, is het ENTSO-G verantwoordelijk voor de ontwikkeling van Uniebrede netontwikkelingsplannen, met inbegrip van waterstofnetten.<sup>99</sup> In paragraaf 5.2.2 wordt verder ingegaan op de taken van ENNOH.

Verder ontwikkelt en publiceert de ENTSO-E, in samenwerking met de relevante transmissiesysteembeheerders, de nationale toezichthouders, de lidstaten en de Europese Commissie uiterlijk op 24 januari 2024 voor elk zeegebied strategisch geïntegreerde ontwikkelingsplannen voor netwerken op zee op hoog niveau. Na 24 januari 2024 zullen deze plannen als afzonderlijk verslag deel uitmaken van het Uniebrede tienjarig netontwikkelingsplan. De strategische geïntegreerde ontwikkelingsplannen voor netwerken op zee voorzien in vooruitzichten op hoog niveau met betrekking tot het potentieel van de productiecapaciteit voor energie op zee en de daaruit voortvloeiende behoeften van netwerken op zee, met inbegrip van eventuele behoefte aan interconnectoren, hybride projecten, radiale verbindingen, versterkingen en infrastructuur voor waterstof.<sup>100</sup> Bovendien verplicht de herziene TEN-E Verordening dat lidstaten, met steun van de Europese Commissie, een niet-bindende overeenkomst sluiten om gezamenlijke doelstellingen vast te stellen voor de uitrol van de productie van hernieuwbare energie op zee in elk zeegebied tegen 2050, met tussentijdse stappen in 2030 en 2040, in overeenstemming met hun

---

<sup>95</sup> Transmissiesysteembeheerders zijn in artikel 2 van het voorstel strekkende tot herziening van de Gasrichtlijn gedefinieerd als "natuurlijke persoon of rechtspersoon die de transmissiefunctie verricht en in een bepaald gebied verantwoordelijk is voor de exploitatie, het onderhoud en zo nodig de ontwikkeling van het transmissiesysteem alsook, indien van toepassing, de interconnecties ervan met andere systemen, en die ervoor moet zorgen dat het systeem op lange termijn kan voldoen aan een redelijke vraag naar transmissie transport van aardgas".

<sup>96</sup> Artikel 51 lid 1 en 2 van het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>97</sup> Artikel 13 lid 1 van de TEN-E Richtlijn.

<sup>98</sup> Overweging 47 van de considerans bij het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking); artikel 40 van het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>99</sup> Overweging 48 van de considerans bij het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking); artikel 41 van het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>100</sup> Artikel 14 lid 2 van de TEN-E Verordening.

nationale energie- en klimaatplannen en het potentieel voor hernieuwbare energie op zee van elk zeegebied.<sup>101</sup>

Alhoewel voorgenoemde bepalingen uit de herziene TEN-E Verordening en het voorstel strekkende tot herziening van de Gasrichtlijn zullen bijdragen aan meer duidelijkheid voor marktpartijen ten aanzien van hun business case, valt het te bezien of dit voldoende is.

## H. Vrijheid voor marktpartijen na het winnen van een kavel

Het beslissingsschema dat is voorgesteld in het advies van werkstroom 3 heeft invloed op de keuzevrijheid van marktpartijen bij de vormgeving van een energiehub.<sup>102</sup> Hieruit herleiden wij dat de overheid mogelijk al bepaalde beslissingen voorafgaand aan het uitschrijven van een tender zal nemen, waardoor de vrijheid van marktpartijen bij de conceptuele vormgeving wordt ingeperkt.<sup>103</sup>

In dit verband wijzen wij ook op de door NSWPH voorgestelde verdeling voor besluitvorming op nationaal en internationaal niveau (zie hierboven). De besluiten die niet in dit overzicht vermeld zijn, zouden mogelijk aan marktpartijen toebedeeld kunnen worden. Gezien de snelle technologische ontwikkelingen en de tijd tussen het winnen van een tender en de daadwerkelijk realisatie van getenderde product lijkt een bepaalde mate van flexibiliteit in het daadwerkelijk te realiseren onderdeel van het energiesysteem op zee voor de hand te liggen, mits verenigbaar met de dimensionering van de verschillende netwerken op zee en vergunningvoorschriften. Via een marktconsultatie of ander (in)formeel overleg zou met marktpartijen kunnen worden verkend hoe deze flexibiliteit, mede in het licht van de modulaire uitrol van de energieinfrastructuur ingevuld kan worden. Aangezien dit zowel technische, operationele, financiële en mogelijk ecologische aspecten raakt is het zaak hier ruim van het openen van de eerste tender voor realisatie na 2030 duidelijkheid op te hebben.

## I. Uitgifte van kavels voor energieproductie op zee

Uit de voorgaande paragrafen herleiden wij de wens van organisaties die bij de beschreven studies betrokken zijn om de verantwoordelijkheid voor waterstofproductie op zee gescheiden te houden van de activiteiten van de netbeheerders. De eigendom van een fundering moet niet per se bij netbeheerders liggen als de hub ook niet-gereguleerde activiteiten huisvest.<sup>104</sup> Er moet immers rekening gehouden worden met het feit dat niet alle activiteiten die op de energiehub plaatsvinden altijd binnen de wettelijke taakomschrijving van netbeheerders vallen.<sup>105</sup>

Een belangrijke overweging bij het bepalen van het eigendom van de fundering van de energiehub is dat de operationele levensduur van door marktpartijen ontwikkelde en beheerde (productie) activiteiten doorgaans korter is dan de levensduur van de fundering van de hub, mogelijk een argument is voor het scheiden van eigendom en beheer van de fundering van de hub en (productie)activiteiten. Dit zodat na het mogelijk staken van de activiteiten door een marktpartij op een energiehub, de betreffende kavel op de energiehub opnieuw uitgegeven kan worden aan nieuwe of andere marktpartijen, zonder dat er tijd verloren gaat aan eigendomsoverdracht en de systeemfunctie van de hub voortgezet kan worden.

## J. Systeemintegratie

In de voorverkenning van Gasunie en TenneT is systeemintegratie gedefinieerd als het gecoördineerd en planmatig aanbrengen van flexibiliteit binnen en tussen markten en energiedragers, het energiesysteem op land en op zee, de bijbehorende infrastructuur en vraagsectoren.<sup>106</sup> Op basis van de voorstudies

---

<sup>101</sup> Artikel 14 lid 1 van de TEN-E Verordening.

<sup>102</sup> Zie de beslissingsboom in de adviesnotitie van werkstroom 3.

<sup>103</sup> Kamerbrief inzake de afbakening van het Programma Energiehoofdinfrastuctuur, p. 2.

<sup>104</sup> Zie in dit verband ook paragraaf 5.2 onder E.

<sup>105</sup> NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), p. 18.

<sup>106</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 11.

concluderen wij dat deze systeemintegratie een belangrijke rol heeft in te planning, ontwikkeling, aanleg en beheer van het energiesysteem op zee.

In dit verband is het onderscheid tussen *dedicated* elektrolyse, waarbij een directe verbinding tussen het windpark op zee en elektrolyser bestaat (zonder verdere koppeling met het net op zee), en elektrolyse met systeemintegratie relevant. Bij *dedicated* elektrolyse wordt het productieprofiel van het windpark gevolgd en wordt er geen elektriciteit aan het landelijk net geleverd of afgenomen. Bij elektrolyse met systeemintegratie is er weliswaar een koppeling tussen het windpark en de elektrolyser, maar kan het systeem zowel waterstof als elektriciteit leveren.<sup>107</sup> Op momenten van lage windopbrengst is het wenselijk zijn om alle elektriciteit in het net te voeren. Om congestie te vermijden, kan elektrolyse worden toegepast boven een bepaalde bovengrens.<sup>108</sup> Daarnaast kan elektrolyse toegepast worden voor balancering van het elektriciteit-/energiesysteem en om te voorzien in de waterstofvraag.

Ter voorkoming van mogelijke knelpunten in de energie-infrastructuur kan elektrolyse een rol spelen. Het toepassen van elektrolyse kan bijdragen om structurele congestie te vermijden. Dit vergt echter herziening van het beleidskader voor congestiemanagement.<sup>109</sup> Indien een systeem met *dedicated* elektrolyse congestie zal reduceren en het aantal vollasturen van elektrolyse zal verhogen, kan dit er tegelijkertijd voor zorgen dat op sommige momenten de geproduceerde duurzame elektriciteit niet toereikend is om aan de elektriciteitsvraag te voldoen, terwijl er wel waterstof geproduceerd wordt. Net zoals bij systeem geïntegreerde elektrolyse, kan *dedicated* elektrolyse worden uitgevoerd op land, zee of nabij de aanlandingslocaties van wind op zee. De toepassing van deze vorm van elektrolyse heeft gevolgen voor de infrastructuur op zee. Waterstof moet namelijk via pijpleidingen aan land worden gebracht. De systeemimpact van de toepassing op zee of op land is volgens Guidehouse vergelijkbaar, maar kosten voor infrastructuur zullen verschillend zijn. De gevolgen voor de waterstofinfrastructuur zullen bij de toepassing van *dedicated* elektrolyse waarschijnlijk minder zijn dan voor de elektriciteitsinfrastructuur. Immers, in beide (*dedicated* elektrolyse of elektrolyse met systeemintegratie) gevallen moet waterstof naar land worden getransporteerd. Bij *dedicated* elektrolyse is echter geen (publieke) elektrische infrastructuur nodig en bij elektrolyse met systeemintegratie wel.

Een systeem met *dedicated* elektrolyse heeft gevolgen voor de operator van het windpark en de elektrolyser. Er is namelijk geen flexibiliteit om te kiezen tussen het leveren van elektriciteit of waterstof. In dit verband wordt verder opgemerkt dat congestiemanagement een tijdelijke, marktgedreven, non-discriminatoire oplossing voor congestie is, ter overbrugging van de tijd om netuitbreidingen te realiseren. Dit dient in de economische subwerkstroom in overweging genomen te worden. Alhoewel het voorkomen van congestie een reden kan zijn om te kiezen voor elektrolyse, dient in aanmerking genomen te worden dat hierbij ook andere overwegingen een rol spelen, zoals de waterstofvraag en systeemkosten.

Voor elektrolyse met systeemintegratie zijn verbindingen vereist waarmee zowel waterstof als elektriciteit naar de kust getransporteerd kan worden. Hierdoor zijn zowel waterstofpijpleidingen als elektriciteitskabels vereist. Dit stelt windturbines op zee in staat op basislast af te nemen van het landelijk net. Warmteregulatie van offshore elektrolyse is dan niet afhankelijk van het windpark. Een nadrukkelijk voordeel van beide verbindingen naar de kust is de flexibiliteit die een operator heeft om elektriciteit of waterstof te leveren.<sup>110</sup> Een beantwoording van de vraag hoe de marktordening in deze situatie kan worden ingericht, vereist nader onderzoek op het gebied van onder andere prijsvorming, offshore bidding zones en de verhouding en dimensionering van de offshore bidding zones.

De verwachting is dat *dedicated* elektrolyse op zee voor 2040 een bijdrage kan leveren aan een lagere CO<sub>2</sub>-uitstoot.<sup>111</sup> Een oplossing met systeemintegratie zou daarentegen volgens de voorverkenning, naast

---

<sup>107</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 37.

<sup>108</sup> Guidehouse en Berenschot, Eindrapportage Systeemintegratie wind op zee 2030-2040, p. 50.

<sup>109</sup> Guidehouse en Berenschot, Eindrapportage Systeemintegratie wind op zee 2030-2040, p. 49.

<sup>110</sup> Guidehouse en Berenschot, Eindrapportage Systeemintegratie wind op zee 2030-2040, p. 51.

<sup>111</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 37.

een lagere CO<sub>2</sub>-uitstoot, mogelijk leiden tot lagere totale systeemkosten. *Dedicated* elektrolyse zal blijkens de voorverkenning naar verwachting na 2040 een aanvullende bijdrage leveren aan een CO<sub>2</sub>-vrij energiesysteem, mogelijk tegen lagere maatschappelijke kosten.<sup>112</sup>

### Zelfstandige aansluiting voor zonneparken op zee?

Uit het advies van werkstroom 1 volgt dat door de negatieve correlatie tussen de opwekpatronen van wind en zon op zee, door zon op zee toe te voegen aan windparken, de bestaande (en te ontwikkelen) infrastructuur optimaler benut kunnen worden en daarmee leidt tot lagere maatschappelijke kosten. Bovendien volgt uit de bevindingen van werkstroom 1 dat aansluiting op een huidig en reeds gepland platform haast niet beschikbaar is en dat het juridische kader een eigen aansluiting voor zee uitsluit.<sup>113</sup> In dit verband volgt uit de Memorie van Toelichting bij de Energiewet dat de aansluitcapaciteit van de combinatie van wind en zon zoals omschreven in de aansluit- en transportovereenkomst (**ATO**) in principe niet groter mag zijn dan de elektrische transmissiecapaciteit.

In de Memorie van Toelichting bij het wetsvoorstel voor de Energiewet wordt al een verdere invulling aan de rol voor zon op zee gegeven. In het wetsvoorstel wordt de alleen de mogelijkheid gecreëerd om installaties voor zon op zee te verbinden met (bestaande of nieuwe) installaties voor windparken op zee. Volgens de Memorie van Toelichting is de reden hiervoor dat het onwenselijk is als er concurrentie ontstaat om de capaciteit van het transmissiesysteem op zee (en hiermee een risico vormt voor de uitrol van windparken op zee). Installaties op zee krijgen dus niet een eigen (zelfstandige) aansluiting op het transmissiesysteem voor elektriciteit op zee mede om ervoor te zorgen dat de totale beschikbaar transmissiecapaciteit niet wordt overschreden.<sup>114</sup> Op basis van het huidige concept van de Energiewet lijkt daarmee al de keuze voor geen zelfstandige aansluiting voor zonneparken op zee gemaakt te zijn, maar dit kan eventueel wijzigen in de toekomst (ook ten aanzien van andere opwekmethode zoals beschreven in paragraaf M hieronder). Na bespreking in de werkgroep is geopperd dat dit met zich zal meebrengen dat zon en wind op zee gecombineerd aanbesteed kunnen worden, wat tot gevolg kan hebben dat tenders mogelijk minder toegankelijk worden vanwege een mogelijk gebrek aan specifieke kennis bij marktpartijen ten aanzien van de ontwikkeling van beide vormen van duurzame energieproductie. Over tendersystematiek staat in paragraaf 5.2.4 meer. In aanvulling op het voorgaande merken wij op dat om alternatieve klantaansluitingen op zee ten behoeve van innovatieve technologieën mogelijk te maken nader onderzoek naar de tariefssystematiek noodzakelijk is. Desalniettemin biedt dit wetsvoorstel wel de mogelijkheid voor olie- en gasplatforms als eindafnemers aan te sluiten op het transmissiesysteem voor elektriciteit op zee, aangezien dit kansen biedt om de uitstoot van deze platform te verminderen en dit voordelen biedt voor de belasting van het transmissiesysteem voor elektriciteit op zee.<sup>115</sup>

### K. "Solar ready" energiehubs

De voorverkenning van Gasunie en TenneT onderschrijft dat modulariteit een belangrijke overweging is voor de uitrol van energiehubs. Door een modulaire aanpak te hanteren kunnen energiehubs flexibel gebouwd worden en kan adequaat rekening gehouden worden met onzekerheden en toekomstige ontwikkelingen.<sup>116</sup> Ook in het advies van werkstroom 3 wordt benadrukt dat modulariteit bijdraagt aan de flexibiliteit van een energiehub.<sup>117</sup>

---

<sup>112</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehubs op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 37.

<sup>113</sup> Common Futures en Deloitte, Strategische visie EIPN (concept 30 juni 2023), p. 16.

<sup>114</sup> *Kamerstukken II 2022/23*, 36 378, nr. 3 (MvT bij wetsvoorstel Energiewet) p. 87.

<sup>115</sup> *Kamerstukken II 2022/23*, 36 378, nr. 3 (MvT bij wetsvoorstel Energiewet) p. 87.

<sup>116</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehubs op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 21.

<sup>117</sup> Mott MacDonald, Werkstroom 3 - Energyhub (oktober 2023), p. 3.



Door het modulaire karakter van een energiehub zou het mogelijk moeten zijn dat zon op zee op den duur zelfstandig aansluit op een energiehub. Op deze wijze zouden energiehubs relatief eenvoudig *solar ready* gemaakt kunnen worden.

#### **L. Wettelijk kader voor innovatieve technologieën voor de opwekking van elektriciteit op zee**

In het Unierecht valt de exploitatie en het gebruik van zonnepanelen onder de richtlijnen en verordeningen met betrekking tot hernieuwbare energie (zoals de Renewable Energy Directive en de bijbehorende Delegated Acts<sup>118</sup>). Volgens NSE is verder onderzoek naar het wettelijk en regelgevend kader voor innovatieve energietechnologieën op zee, zoals drijvende zonne- en windparken op zee, aquatische biomassa-productie en energieopwekking uit de getijden, golven of warmte uit de zee, noodzakelijk aangezien deze technologieën steeds belangrijker zullen worden en mogelijk deel uit zullen maken van toekomstige energiesystemen.<sup>119</sup> Aangezien deze innovatieve technologieën zullen concurreren met de beschikbare ruimte voor wind op zee, stelt NSE voor om gezamenlijk gebruik met andere partijen die gebruik maken van de Noordzee te overwegen.<sup>120</sup> Hierbij dient rekening te worden gehouden met de afweging of de complexiteit en geïntroduceerde afhankelijkheden opwegen tegen de voordelen van de koppeling van systemen. Zoals blijkt uit de Memorie van Toelichting bij het wetsvoorstel voor de Energiewet voorziet EZK bovendien in verschillende herzieningen van de Energiewet in de periode tot 2050. Eventuele uitkomsten uit het voornoemde onderzoek zouden dan daarin meegenomen kunnen worden.

##### *Zon op zee*

Zoals hierboven beschreven, is een eigen aansluiting voor zon op zee niet mogelijk onder het huidige (en vermoedelijk ook toekomstige) wettelijke kader.<sup>121</sup> Afhankelijk van de voortgang van technologische ontwikkelingen om op andere wijzen elektriciteit op zee op te wekken zou het wettelijk kader op den duur aangepast kunnen worden.

Voor de ontwikkeling van zon op zee is voorts van belang of zonnepanelen en andere energie-omzetters van energiebronnen uit de zee aangemerkt kunnen worden als een installatie of inrichting in de zin van artikel 60 van het VN Zeerechtenverdrag. In de EEZ heeft de kuststaat immers het uitsluitende recht om installaties en inrichtingen voor de doeleinden bepaald in artikel 56 van het VN Zeerechtenverdrag en voor ander economische doeleinden te bouwen en de bouw, de werkzaamheden en het gebruik hiervan te machtigen en te regelen.<sup>122</sup> Zonnepanelen zijn doorgaans verplaatsbaar (d.w.z. niet aan de zeebodem bevestigd) en zouden daarom onder de categorie "schepen" kunnen vallen en daarmee onder de jurisdictie van de vlaggenstaat vallen. Als de zonnepanelen voor langere tijd aan de zeebodem van het continentaal plat worden bevestigd, is het waarschijnlijker dat staten overeen dienen te komen dat de kuststaat de functionele jurisdictie over deze zonnepanelen zal verkrijgen.<sup>123</sup> Nader onderzoek naar de reikwijdte van de begripsomschrijving van installatie of inrichting als bedoeld in het VN Zeerechtenverdrag is daarom noodzakelijk.

##### *Energiehub als kunstmatig eiland*

Uit het Ontwerp Programma Noordzee volgt dat in de periode tussen 2022 en 2027 voorbereidingen moeten worden getroffen als de aanleg van een kunstmatig eiland na 2030 noodzakelijk wordt geacht. Hierbij wordt gedacht aan:

- de noodzakelijke onderzoeken voor het nemen van een projectbesluit;

---

<sup>118</sup> De Europese Commissie heeft op grond van artikel 27 lid 3 van de RED een tweetal Delegated Acts aangenomen, waarin wordt uitgewerkt wat hernieuwbare waterstof voor de EU behelst.

<sup>119</sup> NSE TNO 2022, Legal Challenges for Offshore System Integration in Energy Hubs, p. 31-32.

<sup>120</sup> NSE TNO 2022 quick-scan policy analysis offshore system integration, p. 19-20.

<sup>121</sup> Het meest recente wetsvoorstel voor de Energiewet richt zich voor een aansluiting op zee enkel op ontwikkelaars van windenergie op zee. Daarmee sluit de wet op zichzelf staande energie-ontwikkelingen anders dan wind op zee uit.

<sup>122</sup> NSE TNO 2022, Legal Challenges for Offshore System Integration in Energy Hubs, p. 12.

<sup>123</sup> NSE TNO 2022, Legal Challenges for Offshore System Integration in Energy Hubs, p. 32.



- voorbereiding van het van toepassing verklaren van Nederlandse wetgeving op kunstmatige eilanden. Om rechtsmacht uit te oefenen is het nodig dat Nederlandse wetgeving op kunstmatige eilanden in de EEZ van toepassing is. Hiervoor moet een (project)wet worden opgesteld waarin bijvoorbeeld het Nederlandse strafrecht en het Burgerlijk Wetboek van toepassing worden verklaard;
- in de (project)wet kunnen ook de principes van gronduitgifte of concessieverlening worden uitgewerkt. In dit verband wordt nagegaan of aanvullende veiligheidsnormen nodig zijn ten aanzien van de waterveiligheid en de externe veiligheid van infrastructuur op eilanden of dat dit per eiland kan worden vastgelegd in het projectbesluit.
- (vorbereiding van) de ontwikkeling van toereikend juridisch instrumentarium, specifiek bedoeld voor het in gebruik geven van gronden op eilanden (het huidige instrumentarium is alleen van toepassing op de territoriale zee en niet binnen de EEZ).<sup>124</sup>

Bovendien vergt het nader onderzoek naar een rolverdeling waarbij de publieke en private belangen voldoende geborgd worden.<sup>125</sup> Ook dient de ecologische impact van een artificieel eiland (in vergelijking tot een platform constructie) onderzocht door het Rijk te worden.<sup>126</sup>

In de voorverkenning is een integrale tijdslijn gegeven voor de ontwikkeling van een artificieel (kunstmatig) eiland. Hieruit volgt dat tot aan 2026 de ontwikkeling van een artificieel eiland onder de rijkscoördinatieregeling uitgewerkt moet worden en dat het artificieel eiland in de periode tussen circa 2026 en 2032 ontwikkeld kan worden.<sup>127</sup> Gasunie en TenneT concluderen dat er voldoende tijd lijkt om het besluit te nemen over het definitieve marktmodel voordat investeringsbeslissingen over dit artificieel eiland moeten worden genomen. Dit geldt echter niet voor het principiële besluit tot het invoeren van een of meerdere offshore bidding zones, want hiervoor zijn andere projecten (i.e. LionLink project) acuter en dus leidend. Uit de voorverkenning blijkt verder dat voorafgaand aan de realisatie van een kunstmatig eiland aanpassingen in de juridische en regulatoire kaders benodigd zijn. Allereerst moet nagegaan worden of deze gelden binnen de EEZ en buiten de territoriale wateren. Vervolgens moet over de volgende aspecten duidelijkheid zijn:

- de eigendom van en zeggenschap over het eiland: in paragraaf 5.2 zijn wij reeds ingegaan op de rol van het Rijk bij een kunstmatig eiland. In aanvulling op de zeggenschap en eigendom moet volgens de voorverkenning ook een regeling komen waarmee de grond op een eiland verpacht kan worden;
- de configuratie: welke activiteiten op het eiland zullen plaatsvinden; en
- het juridische en regulatoire kader: er zal in kaart gebracht moeten worden welke wet- en regelgeving noodzakelijk is voor het gebruik van het eiland en het uitvoeren van de verschillende activiteiten op het eiland. Zo is het volgens de voorverkenning noodzakelijk om Nederlands recht van toepassing te verklaren op een kunstmatig eiland binnen de Nederlandse EEZ.

Blijkens de integrale tijdslijn uit de voorverkenning is er weinig tijd tussen het voltooiën van deze aanpassingen in de juridische en regulatoire kaders en het nemen van de investeringsbeslissing van een artificieel eiland. Er wordt voorzien dat het juridische en regulatoire kader ten aanzien van een artificieel uiterlijk in Q2 van 2026 afgerond moet zijn om tijdig met de ontwikkeling van een kunstmatig eiland te starten.<sup>128</sup>

---

<sup>124</sup> Ontwerp Programma Noordzee 2022-2027, p. 128-129.

<sup>125</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 56.

<sup>126</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 67.

<sup>127</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 62.

<sup>128</sup> TenneT & Gasunie, Energiehub NL Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, Februari 2023, p. 63.

Voor nadere overwegingen rondom de technische aspecten van een artificieel eiland verwijzen wij naar de notitie van werkstroom 3.

#### *Waterstofproductie en -transport*

Er bestaat (nog) geen wettelijk kader dat toeziet op de omzetting van elektronen naar waterstof en het transport van waterstof. Om dit te ondervangen kan worden teruggevallen op de bepalingen uit het Waterbesluit. Het Waterbesluit is van toepassing op de oppervlaktewaterlichamen in rijksbeheer, wat de territoriale wateren en de Nederlandse EEZ omvat.<sup>129</sup> Op grond van artikel 6.13 van het Waterbesluit is voor deze activiteiten een vergunning vereist. Er kan echter een uitzondering op de vergunningsplicht bestaan indien de activiteit bij ministeriële regeling is aangewezen als activiteit van ondergeschikt belang voor de veilige en doelmatige functievervulling van de Noordzee.<sup>130</sup> De activiteiten van ondergeschikt belang staan opgesomd in artikel 6.12 van de Waterregeling. Nader onderzoek is noodzakelijk naar de vraag of waterstofproductie op een energiehub als activiteit van ondergeschikt belang aangemerkt zou kunnen worden, waardoor de vergunningsplicht mogelijk zou vervallen.

Aangezien onder meer de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (**Wabo**) alleen geldt op land en in de territoriale zee, dient er bovendien duidelijkheid te komen over het wettelijk en regelgevend kader dat toeziet op de activiteiten voor de productie van waterstof in de EEZ. Er zijn meerdere mogelijkheden om dit wettelijk en regelgevend kader vorm te geven, waaronder in een eventuele Wet Waterstof op Zee. Dit alles onderstreept dat er behoefte is aan rechtszekerheid voor multifunctionele energiehubs.<sup>131</sup> In paragraaf 6.2 zal het voorgaande nader uitgewerkt worden.

#### **Tussenconclusie**

Op basis van de beschikbare informatie uit de voorstudies is nog niet kunnen komen tot het beschrijven van efficiënte benutting van (de ontwikkeling van) waterstoftransportnetwerk en elektriciteitstransportnetwerk. Ook over de wijze van bepalen hoeveel waterstof er in een windenergiegebied of energiehub gemaakt wordt en hoe dit vastgelegd of ingekaderd moet worden, zijn wij in de voorstudies geen verdere informatie tegengekomen. Wel lijkt daar een centrale, planmatige aanpak van belang, waarin tijdig aan alle betrokken actoren in het energiesysteem duidelijkheid wordt verschaft over de kosten, baten en risico's. Daarnaast is nog onvoldoende duidelijk in hoeverre bijgedragen kan worden aan het tijdig creëren van een speelveld voor marktpartijen om duidelijkheid te verschaffen ten aanzien van de business case. In dit verband is ook van belang dat in de voorstudies onvoldoende beschreven wordt waar het eigendom van de ene partij ophoudt en waar het eigendom van de ander begint. Wij concluderen daarom dat dit punt nog uitgekristalliseerd moet te worden.

#### **1.2.1 Waterstofproductie op zee: Rolverdeling tussen HNO en marktpartijen**

Zie inzake de rolverdeling tussen HNO en marktpartijen paragraaf 1.2.

#### **1.2.2 Ontwikkeling elektrisch en waterstofnetwerk: rolverdeling en coördinatie tussen TSO en HNO**

In deze paragraaf zal de governance met betrekking tot elektriciteitstransportnetwerk op zee en waterstoftransportnetwerk op zee worden besproken en wordt ingegaan op coördinatie tussen het elektriciteits- en waterstofnetwerk op zee.

##### **A. Governance van het elektriciteitstransportnetwerk op zee**

---

<sup>129</sup> Bijlage II bij het Waterbesluit; *Kamerstukken II* 2009/10, 548, nr. 3, p. 76 (MvT bij het Waterbesluit).

<sup>130</sup> Artikel 6.13 lid 2 jo. artikel 6.12 lid f van het Waterbesluit.

<sup>131</sup> NSE TNO 2022, *Legal Challenges for Offshore System Integration in Energy Hubs*, p. 47.

ENTSO-E heeft de bestaande rollen en verantwoordelijkheden in het elektriciteitsnet op zee geëvalueerd. Hierbij heeft ENTSO-E gekeken of een eventuele uitbreiding van deze rollen ervoor kan zorgen om de benodigde infrastructuur om grote hoeveelheden windenergie op zee tijdig te integreren.<sup>132</sup>

In dit onderzoek heeft ENTSO-E vijf verschillende elektriciteitsnetleveringsmodellen geïdentificeerd:

- (a) het **onshore TSO model**, waarbij de huidige aanpak op land wordt uitgebreid naar zee. Dit betekent dat de onshore netbeheerders verantwoordelijk zijn voor de planning en verdere ontwikkeling van hun netwerken naargelang de vraag binnen hun beheergebied waarin zij actief zijn.
- (b) het **offshore TSO model**, waarbij één entiteit wordt opgericht die verantwoordelijk is voor de verschillende stappen in het leveringsmodel voor 'offshore hybride projecten'(elektrische hub) op zee waarbij (de markten van) twee lidstaten of bidding zones worden verbonden en windparken met het land worden verbonden. Hiermee zou eigendom en exploitatie de verantwoordelijkheid van dezelfde partij worden.
- (c) de **lichte versie van het competitieve model**, wat een variatie op het onshore TSO model inhoudt en waarbij een derde partij een materieel deel van de netwerkinfrastructuur op zee ontwerpt en bouwt, maar dat deze infrastructuur na voltooiing wordt overgenomen door een onshore netbeheerder;
- (d) het **competitieve model**, wat sterk leunt op de invoering van concurrentie in de leveringsfase. Dit model zou bijvoorbeeld gebaseerd kunnen zijn op het merchant regime of een cap-and-floor regeling; en
- (e) het **competitieve ISO model**, waarbij één entiteit wordt opgericht die binnen zijn beheergebied gedeeltelijk verantwoordelijk is voor de netwerk planning en het systeembeheer (een ISO)<sup>133</sup>. De oprichting van een dergelijke entiteit zou een scheiding tussen het eigendom en systeembeheertaken teweegbrengen.<sup>134</sup>

ENTSO-E heeft voor elk model de verantwoordelijkheden voor de netwerkplanning, het ontwerp en de bouw van de assets, het eigendom van de assets, het onderhoud en de exploitatie uiteengezet.

Vervolgens heeft ENTSO-E aan de hand van kwesties die netbeheerders hebben geïdentificeerd als toekomstige uitdagingen voor de grootschalige integratie van hernieuwbare energiebronnen op zee een aantal criteria opgesteld. Kort gezegd kunnen deze criteria in drie categorieën onderverdeeld worden: (i) efficiënte ontwikkeling en exploitatie, (ii) projectfinanciering en (iii) naleving van het wettelijk en regelgevend kader. ENTSO-E heeft de verschillende netleveringsmodellen aan deze criteria getoetst.

Op basis van deze toets komt ENTSO-E tot de conclusie dat het onshore TSO-model de meeste zekerheid geeft, voornamelijk met het oog op de efficiënte ontwikkeling en exploitatie en de inpassing in het wettelijk en regelgevend kader.<sup>135</sup> Volgens ENTSO-E is het efficiënt om de verantwoordelijkheden voor het eigendom, onderhoud en de exploitatie bij dezelfde partij neer te leggen, aangezien dit niet leidt tot uiteenlopende belangen tijdens de verschillende fasen van het project. Daarnaast zorgt dit ervoor dat er geen onder- of overinvesteringen plaatsvinden. Als deze verantwoordelijkheden niet aan dezelfde partij toebedeeld worden, zou dit kunnen leiden tot hogere kosten voor de consument.<sup>136</sup>

Uit het voorgaande kan afgeleid worden dat ENTSO-E suggereert om het bestaande governance model voor het elektriciteitsnet op land toe te passen op het elektriciteitsnet op zee.

## **B. Governance van het waterstoftransportnetwerk op zee**

Voor wat betreft de governance van de waterstoftransporttaak heeft de overheid twee keuzes te maken:

---

<sup>132</sup> ENTSO-E, Position on Offshore Development - Roles and Responsibilities, p. 4.

<sup>133</sup> Zie in dit verband ook artikel 62(3) jo. artikel 55 van het Voorstel voor een verordening van het Europees Parlement en de Raad inzake de interne markten voor hernieuwbare gassen, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>134</sup> ENTSO-E, Position on Offshore Development - Roles and Responsibilities, p. 10-16.

<sup>135</sup> ENTSO-E, Position on Offshore Development - Roles and Responsibilities, p. 27.

<sup>136</sup> ENTSO-E, Position on Offshore Development - Roles and Responsibilities, p. 27.

1. de keuze voor om wel of niet eisen te stellen aan het aandeelhouderschap van de HNO; en
2. de keuze voor het model van volledige eigendomsontvlechting versus het model van een onafhankelijke waterstofnetbeheerder (vergelijkbaar met het zogenaamde ISO-model voor elektriciteit).

#### Eisen ten aanzien van aandeelhouderschap

In de Elektriciteitswet en Gaswet staan eisen ten aanzien van het aandeelhouderschap van aangewezen netbeheerders. Aandelen dienen in handen te zijn van de staat (landelijke netbeheerders) of provincies, gemeenten of andere openbare lichamen (regionale netbeheerders).<sup>137</sup> Ook voor de toekomstige netbeheerder van het waterstofnet op land is gekozen voor publiek aandeelhouderschap.

Het kader voor de inzet van staatsdeelnemingen wordt gevormd door de Nota Staatsdeelnemingen 2022. Hierin speelt het begrip publieke belangen een bepalende rol. Publieke belangen kunnen zeer divers zijn en kunnen op verschillende manieren worden geborgd. Een van die manieren is om de uitvoering over te laten aan een staatsdeelneming.

In het rapport van Guidehouse worden voor waterstofinfrastructuur dat meerdere windparken op zee met elkaar verbindt verschillende governance modellen overwogen en worden de voor- en nadelen van deze modellen in kaart gebracht. Deze modellen zijn:

- waarbij een **ontwikkelaar van een windpark** (*developer led*) verantwoordelijk is voor het waterstofnet op zee;
- waarbij de **waterstofnetbeheerder op land** (*onshore HNO led*) verantwoordelijk is voor het waterstofnet op zee; en
- door middel van een **publiek-private samenwerking** (*PPP led*).<sup>138</sup>

Verantwoordelijke partij	Voordelen	Nadelen
<b>Ontwikkelaar van een windpark</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geen interfaces tussen productie en transport op zee</li> <li>• Toegang tot expertise uit de private sector</li> <li>• Geen staatsgelden vereist</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geen directe stimulans voor coördinatie on- en offshore</li> <li>• Uitdagend om op een schaal voorbij het windpark op zee te realiseren</li> <li>• Mogelijk lastig om te voldoen aan de verwachte ontvlechtigingsvereisten uit de herziening van de Gasrichtlijn<sup>139</sup></li> </ul>
<b>HNO op land</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mogelijkheid voor directe coördinatie tussen on- en offshore</li> <li>• Mogelijkheid van anticiperende investeringen</li> <li>• Transparantie met betrekking tot tarifiering (indien gereguleerd)<sup>140</sup></li> <li>• Mogelijk een kortere tijdslijn vanwege vroegtijdige investeringen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beperkte toegang tot expertise uit de private sector (alhoewel de Nederlandse gasnetbeheerder ervaring met offshore heeft)</li> </ul>
<b>PPP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toegang tot expertise uit de private sector</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mogelijke drempels voor anticiperende investeringen</li> </ul>

<sup>137</sup> Artikel 93 lid 3 van de Elektriciteitswet en artikel 85 lid 3 van de Gaswet.

<sup>138</sup> Guidehouse, Policy options for offshore wind 2040 (Final report), p. 67-68.

<sup>139</sup> Wij begrijpen uit de input van de werkgroep dat dit niet is toegestaan en aldus geen optie is.

<sup>140</sup> Wij begrijpen uit de input van de werkgroep dat dit hoe dan ook is gereguleerd.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minder staatsgelden vereist</li> <li>• Transparantie met betrekking tot tarifiering (indien gereguleerd)</li> <li>• Mogelijke facilitering van hergebruik van bestaande infrastructuur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mogelijk lastig om on- en offshore te coördineren</li> </ul>
--	--	---

**Tabel 2**

**Bron:** Guidehouse, *Policy options for offshore wind 2040 (Final report)*, p. 68.

Op basis van het voorgaande overzicht van voor- en nadelen komt Guidehouse tot de conclusie dat de verantwoordelijkheid voor de waterstofinfrastructuur op zee het beste aan de waterstofnetbeheerder op land kan worden toebedeeld of door middel van een publiek-private samenwerking uitgeoefend kan worden. Guidehouse verwacht dat als de verantwoordelijkheid voor het waterstoftransportnet op zee aan de waterstofnetbeheerder op land wordt toebedeeld, er meer coördinatie tussen de waterstofinfrastructuur op land op zee en tussen de ontwikkeling van de waterstof- en elektriciteitsinfrastructuur plaatsvindt. Daarentegen meent Guidehouse dat een publiek-private samenwerking mogelijk leidt tot een betere toegang tot de expertise uit de sector voor gasinfrastructuur op zee en, voor zover de eigenaar van de pijpleidingen onderdeel van dit samenwerkingsverband uitmaakt, het hergebruik van bestaande aardgasleidingen voor het transporten van waterstof wordt vergemakkelijkt.<sup>141</sup> Het hergebruik van bestaande aardgasleidingen wordt verder onderzocht door werkstroom 2 van het EIPN.

Bij het eerste model van Guidehouse is het netwerk in handen van een windparkontwikkelaar. Dat is op basis van het Decarbonisatiepakket niet mogelijk. Het is wel mogelijk dat het netwerk in handen is van een andere partij (niet zijnde de waterstofnetbeheerder op land) die niet actief is in de productie van waterstof of elektriciteit.

Guidehouse wijst in haar analyse op het belang van anticiperende investeringen.<sup>142</sup> Bij windenergie op zee is er een sterk sturende rol van de overheid. De locatiekeuze is aan de overheid en de overheid bepaalt via het ontwikkelkader ook waar elektriciteitskabels komen. Bij waterstof op zee zal dat naar verwachting ook zo zijn. Bovendien is het bij waterstof waarschijnlijk de overheid die moet garanderen dat tijdig infrastructuur beschikbaar is om waterstof aan land te brengen. (Exclusief) publiek netbeheer geeft de overheid een aanvullend instrument om op beschikbaarheid te sturen.<sup>143</sup>

Een aanvullende overweging bij de keuzes ten aanzien van de governance is dat de waterstofinfrastructuur op zee net als infrastructuur op land in de toekomst vitale infrastructuur vormt. Publiek aandeelhouderschap kan een aanvulling zijn op andere instrumenten om de veiligheid te borgen. Voor het waterstofnetwerk op land vormt dit (in combinatie met de mogelijkheid om te kunnen sturen op “niet-contracteerbare belangen”) een argument om te kiezen voor betrokkenheid van de staat als aandeelhouder.<sup>144</sup>

In het onderzoek van Guidehouse wordt alleen ingegaan op de mogelijkheden voor een publiek-private samenwerking voor de energie-infrastructuur, en niet voor energieproductie. Indien publiek-private samenwerking voor energieproductie wenselijk wordt geacht, zou door middel van nadere studies en marktconsultatie kunnen worden bekeken hoe dit nader vorm dient te krijgen.

Afwegingen ten aanzien van het borgen van publieke belangen, (kosten) efficiënte investeringen benodigd om de klimaatdoelstellingen voor 2050 te halen, (economische) veiligheid en zekerheid en de terugverdientijd van investeringen in energie infrastructuur en daarmee samenhangende risico's spelen een belangrijke rol in de uiteindelijke keuze voor de toewijzing van de verantwoordelijkheid voor het ontwikkelen en beheren van onderdelen van het energiesysteem op zee aan publieke- en / of private

<sup>141</sup> Guidehouse, *Policy options for offshore wind 2040 (Final report)*, p. 69.

<sup>142</sup> Guidehouse, *Policy options for offshore wind 2040 (Final report)*, p. 68.

<sup>143</sup> Strategy&, *Hyway27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?* (eindrapport juni 2021), p. 96.

<sup>144</sup> Kamerbrief van 30 juni 2021 over ontwikkeling transportnet voor waterstof, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 756, p. 6 en 9.

partijen. Staatsdeelnemingen in ondernemingen die zich bezighouden met de energietransitie, zoals netwerkbedrijven, kunnen een belangrijk instrument zijn om de nodige regie ten aanzien van de energietransitie door het Rijk mogelijk te maken. De Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2022 gaat nadrukkelijk in op de mogelijkheid om, al dan niet tijdelijk, via staatsdeelnemingen de energietransitie te bevorderen.

#### *Volledige eigendomsontvlechting versus het model van een onafhankelijke HNO*

Zoals opgenomen in paragraaf 5.1 onder A is het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat voornemens de verantwoordelijkheid voor het beheer van het waterstofnet conform het bovenstaande toe te wijzen, waarbij uitgegaan lijkt te zijn van het model van eigendomsontvlechting. Zoals aangegeven zou voor eventueel hergebruik van bestaande gasinfrastructuur ook een ander beheermodel gekozen kunnen worden, namelijk dat van de ISO. Keuze voor een ISO sluit echter nog steeds aan bij het voornemen om (een dochteronderneming van) Gasunie aan te wijzen. In de economische subwerkstroom wordt nader ingegaan op overwegingen ten aanzien van de keuze tussen het model op basis van volledige eigendomsontvlechting en het model met een onafhankelijke HNO.

### **C. Coördinatie tussen het elektriciteits- en waterstofnetwerk op zee**

Hieronder zullen wij enkele bepalingen uit het Decarbonisatiepakket en het wetsvoorstel voor de Energiewet aankaarten die mogelijk bijdragen aan een efficiënte coördinatie tussen het elektriciteits- en waterstofnetwerk op zee.

#### *Decarbonisatiepakket*

In de considerans bij het voorstel strekkende tot herziening van de Gasrichtlijn wordt benadrukt dat bij de netplanning rekening moet worden gehouden met de sterkere onderlinge verbanden tussen aardgas, elektriciteit en waterstof.<sup>145</sup> Voor wat betreft de verplichting tot het voorleggen van netontwikkelingsplannen aan de toezichthouder verwijzen wij naar paragraaf **Error! Reference source not found.** van deze notitie.

Ingevolge artikel 40 van het voorstel strekkende tot herziening van de Gasverordening werken de waterstofnetbeheerders samen op Unieniveau middels het ENNOH met de bedoeling de ontwikkeling en het functioneren van de interne waterstofmarkt en de grensoverschrijdende handel te bevorderen en een optimaal beheer, gecoördineerde werking en deugdelijke technische ontwikkeling van het Europees waterstofnet te garanderen. Het ENNOH houdt zich onder meer bezig met:

- het om de twee jaar vaststellen een niet-bindend Uniebreed tienjarenplan voor netontwikkeling vast inclusief een Europees vooruitzicht inzake de toereikendheid van de levering;
- de samenwerking met ENTSO-E en ENTSO-G, met name bij de ontwikkeling van de kostenbatenanalyse voor het gehele energiesysteem en de onderling samenhangende energiemarkt en het netmodel, inclusief elektriciteit-, gas- en waterstoftransportinfrastructuur en -opslag, LNG- en waterstofterminals en elektrolytische cellen zoals bedoeld in de herziening van de TEN-E richtlijn, de scenario's voor de in de herziening van de TEN-E richtlijn bedoelde tienjarige netontwikkelingsplannen en de inventarisatie in de infrastructuur;
- de ontwikkeling van aanbevelingen inzake de coördinatie van technische samenwerking in de Unie tussen gastransmissie- en distributiesysteembeheerders enerzijds en waterstofnetbeheerders anderzijds; en
- de ontwikkeling van aanbevelingen inzake de coördinatie van technische samenwerking tussen transmissiesysteembeheerders van de Unie en netbeheerders van derden landen.<sup>146</sup>

---

<sup>145</sup> Overweging 109 van de considerans bij het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof (herschikking).

<sup>146</sup> Artikel 42 en 43 van het Voorstel voor een verordening van het Europees Parlement en de Raad inzake de interne markten voor hernieuwbare gassen, aardgas en waterstof (herschikking).



## Energiewet

Ingevolge artikel 3.24 van het voorstel voor de Energiewet werken transmissie- of distributiesysteembeheerders voor gas of elektriciteit bij de uitoefening van hun wettelijke taken of verplichtingen samen. In het huidige wetsvoorstel van de Energiewet wordt niet ingegaan op de rol van de waterstoftransportnetbeheerder, met uitzondering van de constatering dat een nieuw wetsvoorstel voor een wijziging van de Energiewet op den duur op basis van het Decarbonisatiepakket zal moeten worden gedaan. In (een volgende versie van) de Energiewet dient ook de samenwerking met de waterstofnetbeheerder op land en op zee te worden opgenomen, waardoor zowel de verschillende onwikkelkaders als de daarop gebaseerde investeringsplannen van de verschillende netbeheerders op elkaar afgestemd kunnen worden om te komen tot een tijdige en (kosten) efficiënte uitrol van de energieinfrastructuur op zee, waarbij tijdig helderheid ontstaat voor het Rijk (ten aanzien van het halen van de emissiereductiedoelen), marktpartijen (ten aanzien van de business case en gerelateerde risico's), netbeheerders (ten aanzien van het takenpakket en gerelateerde investeringen en / of subsidies) en de toezichthouder (ten aanzien van de reikwijdte van het takenpakket).

### Tussenconclusie

Op basis van bestaande wet- en regelgeving ten aanzien van de planning, ontwikkeling, aanleg en beheer van het elektriciteitsnet op zee en het Decarbonisatiepakket dient vastgelegd te worden hoe de coördinatie en afstemming tussen de verschillende netbeheerders op zowel land als zee vormgegeven kan worden, met daarin een belangrijke rol voor systeemintegratie.

### 1.2.3 Verdeling transport over het elektrische- en waterstofnet op zee

Zie inzake governance en coördinatie van verdeling van transport paragraaf 5.2.2. De uiteindelijke wijze van toepassen zal afhankelijk zijn van de conclusies met betrekking tot keuzes die gemaakt worden in de andere werkstromen.

### Marktordering waterstofopslag op zee: regulering en ordening

Op dit moment wordt onderzocht of waterstof kan worden opgeslagen in gasvelden (op land en op zee) en in cavernes op zee. De eerstkomende jaren zal er in Nederland alleen waterstofopslag in cavernes op land ontwikkeld worden, het Hystock project in Zuidwending (Groningen). Tot de tijd dat waterstof op zee opgeslagen kan worden, is het uitgangspunt om waterstof op te slaan in zoutcavernes en gasvelden op land.<sup>147</sup> Daarbij wordt opgemerkt dat op dit moment nog onzeker is of waterstofopslag in gasvelden ook daadwerkelijk technisch en economisch haalbaar is.

Er zijn twaalf zoutstructuren op zee geïdentificeerd die gebruikt zouden kunnen worden voor de ontwikkeling van cavernes voor waterstofopslag (EBN/TNO, OPVIS). Dit moet echter in nader onderzoek naar de specifieke geschiktheid en realiseerbare capaciteit bevestigd worden. Daarnaast zouden veel nu operationele gasvelden in de komende decennia beschikbaar kunnen komen voor hergebruik voor CO<sub>2</sub>- of waterstofopslag. De technische en economische haalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden moet echter nog blijken. Voor een verdere uiteenzetting van de mogelijkheden voor waterstofopslag op zee verwijzen wij ook naar paragraaf 1.4 van de notitie van werkstroom 1.

Tussen 2030 en 2040 kan de verwachte behoefte aan waterstofopslag mogelijk worden gedekt met opslag in zoutcavernes op zee, als voor die tijd het benodigde opsporingsonderzoek is uitgevoerd en gestart kan worden met het logen van cavernes. Dit is een complex traject met een aanlooptijd van ca. 10-15 jaar van initiatief tot ingebruikname. In deze periode moeten vergunningen worden verleend, winningsplannen en opslagplannen goedgekeurd en de benodigde infrastructuur voor het logen van cavernes aangelegd.<sup>148</sup> Daarnaast zal, zolang er geen regelgeving is voor pekellozing op zee, infrastructuur voor pekelaafvoer

---

<sup>147</sup> Programma Energiehoofdstructuur (concept), p. 65.

<sup>148</sup> Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag, TNO & EBN, 28 november 2022 (1<sup>e</sup> revisie), p. 5.

moeten worden aangelegd.<sup>149</sup> Tegelijkertijd zal ruim voor die tijd de technische haalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden (op zee) vastgesteld moeten worden, om te kunnen bepalen of en in welke mate de behoefte aan waterstofopslag kan worden gedekt met opslag in gasvelden op zee. Bovendien kunnen bepaalde locatie-specifieke overwegingen (bijvoorbeeld in gebieden met specifieke functies zoals scheepvaart, Natura 2000, (toekomstige zoekgebieden voor) windparken) leiden tot aanvullende randvoorwaarden voor gebruik van locaties voor waterstofopslag op zee.<sup>150</sup> Indien besloten wordt dat op of nabij energiehub's ook waterstofopslag zou moeten plaatsvinden, moet ook rekening gehouden worden met de locaties van zoutcavernes en gasvelden op zee.

Uit de Kamerbrief inzake de kabinetsaanpak voor het klimaatbeleid onderstreept de Minister voor Klimaat en Energie dat er voldoende ruimte voor private commerciële partijen op de markt van ondergrondse opslag moet zijn, omdat hij het beeld deelt (met de meerderheid van de respondenten op de consultatieronde marktordening waterstof) dat er op termijn voldoende concurrentie kan ontstaan bij de ontwikkeling van grootschalige opslagfaciliteiten.<sup>151</sup> Hierbij maakt de Minister geen onderscheid tussen waterstofopslag op land en op zee. De Minister geeft eveneens aan voorlopig publieke bedrijven, zoals netwerkbedrijven, de ruimte te geven om deel te nemen aan projecten voor ontwikkeling van ondergrondse opslagfaciliteiten voor waterstof, mits er sprake is van marktfalen (zie ook de tabel in paragraaf 5.2.2). Nader onderzoek is nodig naar de vraag of in de toekomst ruimte voor publieke bedrijven op deze markt wenselijk blijft.<sup>152</sup> Er zijn geen redenen naar voren komen om voor offshore waterstofopslag af te wijken van deze uitgangspunten. De wet- en regelgeving inzake de regulering van waterstofopslag op zee zou uiteindelijk op basis van het definitieve Decarbonisatiepakket gereed gemaakt kunnen worden.

Over de mogelijke functie van waterstofopslag op zee binnen een energiehub wordt ook ingegaan in de voorstudies. Hierbij kan gedacht worden aan het inzetten van waterstofopslag op zee ten behoeve van een efficiënt gebruik van de infrastructuur en het creëren van een strategische waterstofvoorraad. Dit is mede afhankelijk van de bevindingen van werkstroom 1 en werkstroom 3. Het wettelijk en regelgevend kader uit de Gaswet ten aanzien van LNG en gasopslag zou kunnen dienen als blauwdruk voor de regulering van opslag van waterstof op zee. Nader onderzoek naar deze punten is gewenst, alsmede een nadere bepaling ten aanzien van wanneer dit wet- en regelgevend kader in werking dient te treden.

Mogelijk is voor waterstofopslag een vergunning vereist op grond van de Mijnbouwwet. Het is op grond van artikel 25 lid 1 sub a jo. artikel 1 sub i Mijnbouwwet verboden om zonder een vergunning van de Minister voor Klimaat en Energiestoffen op te slaan op een diepte van meer dan 100 meter beneden de oppervlakte van de aardbodem, of deze stoffen terug te halen. Ook op grond van artikel 40 lid 2 Mijnbouwwet, welke van toepassing is op gevallen waarop artikel 2.1 lid 1 Wabo niet van toepassing is, is mogelijk een vergunning vereist om een mijnbouwwerk op te richten of in stand te houden. Een mijnbouwwerk wordt in artikel 1 sub n aanhef en onder 2 Mijnbouwwet gedefinieerd als een bij algemene maatregel van bestuur aangewezen categorie van werken ten behoeve van het opslaan van stoffen. In artikel 2 lid 1 aanhef en sub c aanhef Mijnbouwbesluit worden als mijnbouwwerk in ieder geval aangewezen werken voor het opslaan van stoffen en het terughalen van opgeslagen stoffen en in artikel 2 lid 1 aanhef en sub e Mijnbouwbesluit werken voor het bewerken van stoffen voorafgaande aan de opslag ervan dan wel voor het bewerken van opgeslagen en teruggehaalde stoffen voor het punt van aflevering aan de afnemer. Aangezien de Wabo alleen geldt op land en in de territoriale zee, zou deze vergunningsplicht onder artikel 40 lid 2 Mijnbouwwet mogelijk in beeld kunnen komen bij de realisatie van een energiehub met waterstofopslag in de EEZ. Het toepassingsbereik van de Mijnbouwwet ziet wel toe op het continentaal plat, hetgeen gelijk is aan de EEZ.<sup>153</sup>

## Tussenconclusie

---

<sup>149</sup> Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag, TNO & EBN, 28 november 2022 (1<sup>e</sup> revisie), p. 4 en 59.

<sup>150</sup> Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag, TNO & EBN, 28 november 2022 (1<sup>e</sup> revisie), p. 5.

<sup>151</sup> *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1060 (*Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*), p. 6.

<sup>152</sup> *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1060 (*Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*), p. 6.

<sup>153</sup> Artikel 2 lid 1 van de Mijnbouwwet.



Kortom, nader juridisch onderzoek is noodzakelijk naar het te hanteren wettelijke en regelgevend kader voor de opslag van waterstof op zee.

#### 1.2.4 Tendersystematiek

De input inzake de tendersystematiek is beperkt tot de impact van waterstofproductie bij de toekomstige tenders voor windenergie op zee op basis van de beschikbare voorstudies. Waterstofproductie kan op verschillende manier een rol krijgen binnen windenergie op zee. In het kader van tendersystematiek zal worden ingegaan op offshore en onshore elektrolyse als onderdeel van het te tenderen product, waarnaar hierna zal worden verwezen als te tenderen activiteiten.<sup>154</sup> De vereiste aansluitmogelijkheden voor de diverse toepassingen van systeemintegratie en het bijbehorende governance model zullen de omvang van de te tenderen activiteit in detail gaan bepalen.

##### A. Te tenderen activiteiten

###### *Offshore elektrolyse*

De "one-stop-shop" systematiek wordt gezien als een van de belangrijke succesfactoren van de huidige windenergie op zee aanpak. Door alle voorbereidingen die de overheid doet voor het realiseren van windparken op zee (kavelbesluit, locatiestudies en netaansluiting) zijn de tenders voor windparken op zee in Nederland toegankelijk voor partijen en vermindert dit risico's voor de partijen die een aanvraag voor een vergunning willen indienen in een tender.<sup>155</sup>

De activiteit die getenderd kan worden voor windenergie op zee heeft in beginsel de volgende omvang:

- exclusieve rechten om het windpark te bouwen en te exploiteren;
- de vergunningen voor constructie en exploitatie van het windpark;
- toegang tot de offshore transport infrastructuur;
- subsidie, ingeval subsidievrije productie niet mogelijk is.<sup>156</sup>

Voor de uitrol van windenergie op zee na 2030 is een hub-gebaseerde aanpak voorzien aangezien sprake zal zijn van grotere gebieden die verder uit de kust zullen zijn gelegen.<sup>157</sup> Voor deze grotere windenergiegebieden die verder uit de kust zijn gelegen zal integraal bekeken moeten worden of de door het windpark opgewekte energie in de vorm van elektronen of moleculen aan land moet worden gebracht, of een combinatie van beide.<sup>158</sup> Het uitgangspunt zal zijn dat naast een windpark op zee ook een locatie voor elektrolyse op zee ontwikkeld kan worden. Dit is van invloed op de te tenderen activiteit. Naast windenergie op zee zal binnen de tender ook rekening gehouden moeten worden met de toepassing van offshore elektrolyse.

De activiteiten die getenderd zullen worden voor offshore elektrolyse zullen in beginsel de volgende omvang hebben:<sup>159</sup>

- exclusieve rechten om de elektrolyse installatie te bouwen en te exploiteren;
- de vergunningen voor constructie en exploitatie van de elektrolyse installatie;
- toegang; connectie capaciteit in GW/MW voor elektrische aansluiting en toegang tot de offshore waterstof transport infrastructuur;

---

<sup>154</sup> De verwijzing naar het te tenderen product volgt uit de ToC die onderdeel is van de uitvraag. Op verzoek zullen wij echter in de tekst verwijzen naar te tenderen activiteit in plaats van te tenderen product. Daaronder kan ook worden gelezen vergunningverleningsprocedure.

<sup>155</sup> Brief van de Minister voor Klimaat en Energie inzake Windenergie op Zee 2030-2050 d.d. 16 september 2022, *Kamerstukken II*, 2021/22, 33 561, nr. 54.

<sup>156</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 7.1.1.

<sup>157</sup> Brief van de Minister voor Klimaat en Energie inzake Windenergie op Zee 2030-2050 d.d. 16 september 2022, *Kamerstukken II*, 2021/22, 33 561, nr. 54.

<sup>158</sup> Brief van de Minister voor Klimaat en Energie inzake Windenergie op Zee 2030-2050 d.d. 16 september 2022, *Kamerstukken II*, 2021/22, 33 561, nr. 54.

<sup>159</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 7.1.1.

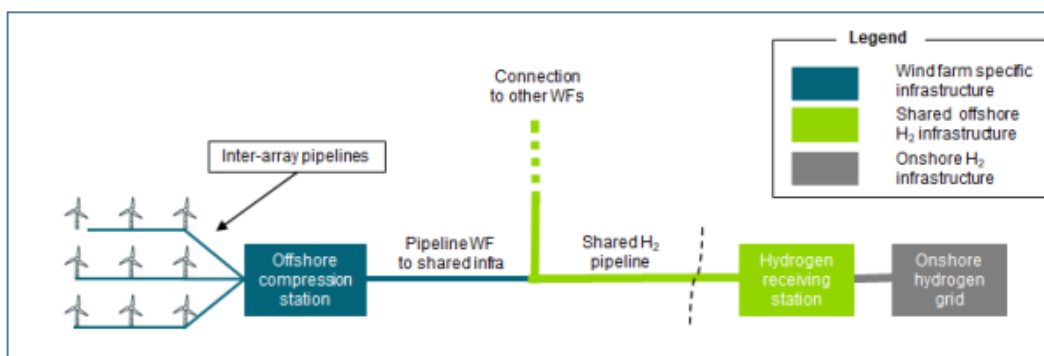
- subsidie, ingeval subsidievrije productie niet mogelijk is.

Hieruit blijkt dat de te tenderen activiteiten voor offshore elektrolyse vergelijkbaar zullen zijn met de te tenderen activiteit voor alleen windenergie op zee. Elektrolyse kan zowel tezamen met windenergie op zee als separaat getenderd worden. Dit is met name afhankelijk van de manier waarop elektrolyse wordt toegepast, zoals in navolgende verder zal worden toegelicht. Bij het vormgeven van de toekomstige tenders zullen de voor- en nadelen van een optimale configuratie van het energiesysteem op zee meegewogen moeten worden. Hierbij kan dan gedacht worden aan realisatietijd, maatschappelijke kosten, levensduur van productie- en energie infrastructuur, de stand van technologie (TRL) en synergiën met omliggende landen of reeds bestaande projecten.

#### *Geïntegreerde vs. gecentraliseerde elektrolyse*

Offshore elektrolyse kan geïntegreerd of gecentraliseerd toegepast worden.

Bij geïntegreerde toepassing van elektrolyse zijn de elektrolyzers onderdeel van het windpark, bijvoorbeeld in of direct naast de windturbines. In beginsel ligt in dat geval de verantwoordelijkheid om de elektrolyzers te ontwikkelen en waterstof te exploiteren in zijn geheel bij de windparkontwikkelaar.<sup>160</sup> Een voorbeeld van een schematische weergave van geïntegreerde elektrolyse is als volgt:<sup>161</sup>



**Bron:** Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 5.2.3.

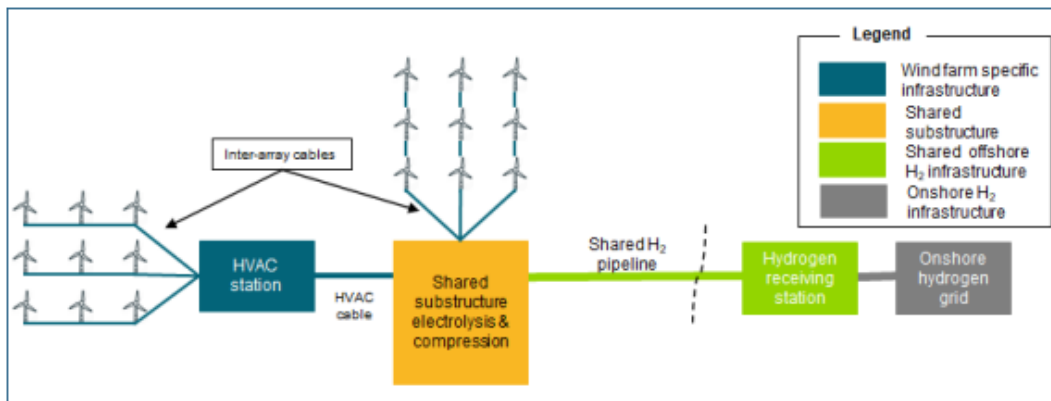
Bij gecentraliseerde toepassing van elektrolyse zal door de windparken opgewekte elektriciteit worden vervoerd naar een centrale locatie waar elektrolyse zal worden toegepast en waterstof zal worden geproduceerd.<sup>162</sup> Een voorbeeld van een schematische weergave van gecentraliseerde elektrolyse is als volgt:<sup>163</sup>

<sup>160</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 5.2.3.

<sup>161</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 5.2.3.

<sup>162</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 5.2.3.

<sup>163</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 5.2.3.



**Bron:** Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 5.2.3.

Bij gecentraliseerde elektrolyse zijn er drie opties inzake de verantwoordelijkheid om de elektrolyzers te ontwikkelen en waterstof te exploiteren mogelijk.<sup>164</sup>

1. Eigendom en exploitatie door de windparkontwikkelaar. De windparkontwikkelaar verkoopt de geproduceerde waterstof aan een afnemer. De elektrolyser is direct gekoppeld aan de capaciteit van een enkel windpark.
2. Eigendom en exploitatie door een derde die elektriciteit inkoop bij de windparkontwikkelaars en vervolgens waterstof produceert en verkoopt. De producent is eigenaar en beheerder van de gecentraliseerde elektrolyser.
3. Een derde partij die elektrolyse als service aanbiedt. Toegang tot de elektrolyser wordt door de derde aan de ontwikkelaar van het windpark verleend. De derde partij is eigenaar en exploitant van de elektrolyser maar zij wordt geen eigenaar van de geproduceerde waterstof. Slechts de elektrolyse wordt als dienst aangeboden. De ontwikkelaar van het windpark is eigenaar van de geproduceerde waterstof en verkoopt deze. De voor- en nadelen van deze optie gegeven het ontwerp van de biedingzones en de keuzes rondom infrastructuur zullen nader bepaald moeten worden.

Om te bepalen wat de te tenderen activiteit is bij offshore elektrolyse is het verschil tussen geïntegreerde en gecentraliseerde elektrolyse van belang:

- Indien sprake is van geïntegreerde elektrolyse dan zal elektrolyse onderdeel worden van de te tenderen activiteit inzake offshore wind. De te tenderen activiteit omvat dan de rechten en vergunningen om het windpark met geïntegreerde elektrolyse te bouwen, het omvat toegang tot de offshore waterstof transport infrastructuur en het omvat subsidie ingeval subsidievrije productie (nog) niet mogelijk is.<sup>165</sup> Er moet nader onderzocht worden in hoeverre een elektrische aansluiting ook nog onderdeel zal moeten zijn van de te tenderen activiteit. In beginsel zal de opgewekte elektriciteit namelijk gelijk worden omgezet naar waterstof. De noodzaak van een elektrische aansluiting in dit verband is op dit moment nog onduidelijk.
- Indien sprake is van gecentraliseerde elektrolyse dan zal elektrolyse plaatsvinden op een centrale locatie nabij het windpark. De te tenderen activiteit zal afhankelijk zijn van op welke manier gecentraliseerde elektrolyse zal worden toegepast en het bijbehorende governance model. Indien de elektrolyser direct zal worden gekoppeld aan de capaciteit van een enkel windpark (mogelijkheid 1) ligt het voor de hand dat de elektrolyser onderdeel is van het product voor de tender voor windenergie op zee. Ook in dit verband zal onderzocht moeten worden of het noodzakelijk is dat er een elektrische aansluiting op het publieke net wordt gerealiseerd. Indien er zowel waterstof als elektriciteit geleverd kan worden het windpark dus ook is aangesloten op het publieke net dan wordt daar in deze notitie naar verwezen als elektrolyse met systeemintegratie. Indien sprake is van een

<sup>164</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 5.3.

<sup>165</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 7.1.3.

derde als eigenaar en beheerder van de gecentraliseerde elektrolyser (mogelijkheid 2 en 3) lijkt het logisch te zijn dat de elektrolyser geen onderdeel is van het product voor de tender voor windenergie op zee. Als de elektrolyzers onderdeel zijn van de scope van een windontwikkelaar, en er een gezamenlijke structuur (*shared substructure*) wordt ontwikkeld voor de elektrolyzers en meerdere windparken, wordt aangeraden om de rechten en vergunning om offshore elektrolyse te realiseren op een centrale locatie binnen de tender onderdeel te maken van de tender. In dat geval zal tussen de windontwikkelaar en de eigenaar en exploitant van de *shared substructure* een overeenkomst gesloten moeten worden na de tender op basis van heldere tarieven en voorwaarden. Indien geen sprake is van een *shared substructure* kan de windontwikkelaar zelf een platform of *substructure* realiseren om elektrolyzers te ontwikkelen.<sup>166</sup>

Afhankelijk van de bevindingen in werkstroom 3 ten aanzien van de inrichting van energiehubbs kan worden besloten hoe de tender wordt uitgeschreven op basis van de beschikbare technische modaliteiten.

Voor de volledigheid wordt opgemerkt dat in alle gevallen is ruimtelijke sturing nodig van het Rijk op de locatie van waterstofelektrolyzers. Deze hangt nauw samen met de locatie van windparken, die het Rijk ook bepaalt. Bovendien geldt dat de benodigde ruimte die nodig is voor windparken en waterstofelektrolyzers op gespannen voet kan staan met ecologie in de Noordzee en overige functies op en in de Noordzee.

#### *Onshore elektrolyse*

Onshore elektrolyse is niet overwegend relevant voor EIPN. Echter, met het oog op de gefaseerde ontwikkeling van systeemintegratie bij offshore wind zal dit toch worden toegelicht. Indien naast een windpark op zee (initieel) nog geen locatie voor elektrolyse op zee ontwikkeld zal kunnen worden omwille van timing, eventueel bijbehorende elektrolyse alvast onshore ontwikkeld worden in afwachting van offshore elektrolyse. Naast de te tenderen activiteit voor windenergie op zee zoals hierboven beschreven, zijn voor onshore elektrolyse de volgende aspecten van belang (waarbij het niet noodzakelijk is dat deze allemaal onderdeel zijn van de te tenderen activiteit, zoals nader zal worden beschreven):

- indien sprake is van een op het publieke net aangesloten elektrolyser, is toegang tot de offshore transmissie infrastructuur vereist. Indien sprake is van een elektrolyser die direct is aangesloten op het offshore windpark, is het ook mogelijk dat de ontwikkelaar verantwoordelijk is voor de realisatie van de *offshore transmission infrastructure* (niet zijnde het publieke net);
- de exclusieve rechten om de elektrolyser te bouwen op een specifieke locatie;
- de vergunningen voor de elektrolyser;
- een onshore verbinding tussen de elektrolyser en het sub-station (ervan uitgaande dat sprake is van een op het net aangesloten elektrolyser);
- ondersteuning bij de productie van waterstof (indien nodig); en
- ondersteuning bij decarbonisatie (afname van waterstof) (indien nodig).<sup>167</sup>

Deze aspecten zijn echter niet allemaal noodzakelijkerwijs onderdeel van de te tenderen activiteit voor onshore elektrolyse. Gelet op het verschil tussen een ontwikkeling op land en een ontwikkeling offshore, is het niet mogelijk om op dezelfde wijze een *one-stop-shop* aanpak te kunnen bieden. Aangezien de overheid mogelijk geen eigenaar is van de gronden waar de elektrolyser op gebouwd zal worden, kunnen exclusieve rechten in dit verband niet altijd aangeboden worden. Daarnaast zal ondersteuning bij de productie en afname van waterstof in beginsel geboden worden door marktpartijen. Zoals hieronder nader zal worden toegelicht, zullen aldus niet al deze productonderdelen bij elk tendermodel relevant zijn.

Onderdeel van de tender voor windpark Hollandse Kust (west) kavel VII was systeemintegratie. Deelnemende partijen werden gevraagd om oplossingen te bedenken om de opgewekte elektriciteit te integreren in het energiesysteem. De winnaar van de tender heeft de plannen kenbaar gemaakt om 600

---

<sup>166</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 7.1.3.

<sup>167</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 7.1.2.

MW elektrolyzers op land te realiseren voor de productie van groene waterstof. Bij de tender voor Kavel Beta is aangekondigd dat systeemintegratie een aanvullend rangschikkingscriterium wordt om de transportschaarste op het net op land te beperken. Windparkontwikkelaars kunnen dit bijvoorbeeld doen door een elektrolyser op bepaalde plekken in het land te bouwen.

## B. Tendermodellen

In het onderzoek Policy Options for Offshore Wind 2040 komen vier tendermodellen naar voren in relatie tot de ontwikkeling van een onshore elektrolyser en een windpark op zee: aparte tenders, gecoördineerde tenders, gezamenlijke tenders en geïntegreerde tenders.<sup>168</sup> Ondanks dat de hieronder beschreven modellen zijn gericht op onshore elektrolyse en offshore windenergie, kunnen deze ook als basis worden gebruikt voor de tendermodellen inzake offshore elektrolyse en offshore windenergie. We zullen de modellen echter eerst toelichten aan de hand van het Guidehouse onderzoek met betrekking tot onshore elektrolyse en offshore windenergie:

- a) Aparte tenders zijn de minst gecoördineerde optie aangezien er verschillende tenders zijn voor offshore windenergie en de onshore elektrolyser. De tenderschema's worden bepaald in lijn met de routekaarten van de Rijksoverheid en het behalen van de doelstellingen voor ontwikkeling van offshore windenergie, onshore elektrolyse en de beschikbare netverbindingen en pijpleidingen. Omdat het gaat om afzonderlijke tenders is er geen afstemming van vraag naar waterstof en elektriciteit en aanbod van waterstof en elektriciteit binnen de tender en zullen er verminderde mogelijkheden zijn voor systeemintegratie. De verwachting is wel dat concurrentie binnen de aparte tenders hoog zal zijn, wat kan zorgen voor effectieve implementatie.
- b) Onder gecoördineerde tenders zullen er separate tenders zijn voor offshore windenergie en de onshore elektrolyser, maar zullen tijdsbestek en geografie gecoördineerd worden door de overheid. De coördinatie is vooral belangrijk om in het begin een aanzienlijke marktgroei mogelijk te maken. Daarnaast is er binnen gecoördineerde tender ruimte voor sterke concurrentie binnen de tenderscopes, omdat offshore windenergie en onshore elektrolyser door verschillende marktpartijen zullen worden geëxploiteerd. De risico's voor de ontwikkelaars lijken bij dit type tender groter te zijn dan bij gezamenlijke of geïntegreerde aanbestedingen, omdat afname niet op voorhand duidelijk is binnen de tender. Om dit risico te mitigeren kan bijvoorbeeld gebruik gemaakt worden van stroomafnameovereenkomsten (PPA's).
- c) Bij een gezamenlijke tender kan een consortium van een offshore windontwikkelaar en een ontwikkelaar van elektrolyseprojecten of een enkele ontwikkelaar die beide activa ontwikkelt deelnemen aan de tender. Zowel de ontwikkeling van het windpark als de ontwikkeling van elektrolyse valt binnen één tender. Gezamenlijke inschrijvingen verminderen de risico's voor de projectontwikkelaars, aangezien beide activa in één toepassingsgebied zijn opgenomen.
- d) Aan een geïntegreerde tender waarbij zowel vraag als aanbod geïntegreerd is in de tender zou een consortium van ontwikkelaars van offshore windenergie, ontwikkelaars van elektrolyseprojecten én waterstofafnemers deelnemen. Er zou subsidie kunnen worden verstrekt aan de waterstofafnemer die een vergoeding krijgt voor de extra kosten van het gebruiken van groene waterstof. Geïntegreerde tenders kunnen een vrij sterke marktinterventie zijn, omdat zowel de vraagzijde als de aanbodzijde geïntegreerd zijn in het consortium wat is betrokken bij de tender. Dit kan zorgen voor een verminderd marktwerking en kan daardoor van invloed zijn op de mate van concurrentie. Geïntegreerde tenders zijn echter van waarde op de korte termijn, omdat ze zorgen voor een toename van de vraag naar en het aanbod van groene waterstof. Geïntegreerde aanbestedingen kunnen ook de kosten drukken omdat de hele keten optimalisaties kan vinden en risico's kan delen.

---

<sup>168</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 7.1.2.

Separate tenders lijken in beginsel alleen mogelijk als de onshore elektrolyser op het publieke net wordt aangesloten, omdat een directe lijn tussen het windpark en de onshore elektrolyser in dit verband moeilijker te realiseren is aangezien dit geen onderdeel is van de tender.<sup>169</sup>

Ook gecoördineerde tenders lijken minder geschikt te zijn voor onshore elektrolyzers die niet zijn aangesloten op het publieke net, omdat deze elektrolyzers een directe lijn moeten hebben met het windpark. Aangezien de tender wordt gecoördineerd in plaats en tijd, zouden de ontwikkelaars hier wel afspraken over kunnen maken, dit is dan alleen geen direct onderdeel van de tender. Voor elektrolyzers die worden aangesloten op het publieke net is dit probleem minder relevant. Gecoördineerde tenders worden daarnaast relatief minder complex geacht dan gezamenlijke en geïntegreerde tenders. Ook blijft er een zeker mate van concurrentie bestaan en zorgt afstemming in tijd en plaats voor een mate van zekerheid dat de elektriciteitsvraag van de elektrolyser en het aanbod van het windpark op elkaar afgestemd kunnen worden. Er blijft echter genoeg ruimte voor marktwerking bestaan.<sup>170</sup>

Gezamenlijke tenders zijn geschikt voor zowel elektrolyzers die op het publieke net aangesloten zijn als direct aangesloten op het windpark. Omdat alle activa in één tender wordt gecombineerd vermindert het risico op afstemmingsproblemen aangezien de windparkontwikkelaar en de ontwikkelaar van de elektrolyser dezelfde partij zijn. Een gezamenlijke tender geeft de ontwikkelaars meer zekerheid dat de elektriciteitsvraag van de elektrolyser en het aanbod van het windpark op elkaar zijn afgestemd, wat zorgt voor minder risico's bij de ontwikkelaars. In dat verband is er echter wel minder marktwerking te verwachten.<sup>171</sup>

Een geïntegreerd tendermodel kan een oplossing bieden wanneer er nog niet voldoende transport infrastructuur beschikbaar is, wat bijvoorbeeld het geval kan zijn vóór 2030. Geïntegreerde tenders kunnen ook een mogelijkheid bieden om sectorale verschillen aan te pakken, aangezien de implicaties en kosten van de overgang naar waterstof per sector verschillen. Dit zorgt echter voor een complex stelsel waarbinnen de tender gerealiseerd moet worden. Daarnaast is het zo dat projecten volgend op een geïntegreerde tender geconfronteerd kunnen worden met relatief hoge financieringskosten en uitdagingen in het selectieproces van de te financieren projecten gelet op het gebrek aan vergelijkbaarheid. Bovendien bevorderen projecten volgend op een geïntegreerde tender niet de ontwikkeling van een liquide markt omdat bij de geïntegreerde tender zou het inschrijvende consortium alle relevante partijen omvatten om deze drie delen van de waardeketen (electriciteitsproductie, waterstofproductie, waterstofafname) te dekken.<sup>172</sup>

Nader onderzoek is nodig om vast te stellen of het tendermodel voor de ontwikkeling van onshore elektrolyse en een windpark op zee zoals hierboven beschreven ook (als basis) gebruikt kan worden voor offshore elektrolyse. Daarbij is ook van belang of er geïntegreerde of gecentraliseerde offshore elektrolyse toegepast zal worden. Zoals namelijk uit de voornoemde tendermodellen voor onshore elektrolyse blijkt, bepaald de aanwezigheid van een directe lijn tussen het windpark en de elektrolyser de vereiste mate van samenwerking tussen verschillende partijen. Daaruit kan afgeleid worden dat wanneer geïntegreerde elektrolyse zal worden toegepast een separate tender niet passend zal zijn, aangezien een directe lijn dan geen onderdeel zal zijn van de tenders en er geen cohesie is tussen de verschillende partijen betrokken bij de separate tenders. In dat geval zal een gecoördineerde, gezamenlijke of geïntegreerde tender passender zijn. Wanneer echter sprake is van de toepassing van gecentraliseerde elektrolyse, is het niet noodzakelijk dat de windontwikkelaar en de ontwikkelaar van de elektrolyser dezelfde partij zijn of samen in een consortium zitten. In dat verband zou dus een aparte tender ook mogelijk kunnen zijn.

---

<sup>169</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 6.2.

<sup>170</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 6.2.

<sup>171</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 6.2.

<sup>172</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 6.2.

In de eindrapportage Gecombineerde Tenders Windenergie Op Zee & Waterstofproductie wordt uitgegaan van integratie van elektrolyse en daarbij worden vier tendermodellen geïntroduceerd, welke naast offshore analyse ook uitgaan van onshore elektrolyse:<sup>173</sup>

- wind op zee en offshore elektrolyse worden gecombineerd getenderd, met volledige conversie naar waterstof en een pijpleiding naar de kust;
- wind op zee en offshore elektrolyse worden gecombineerd getenderd, met gedeeltelijke conversie naar waterstof en een exportkabel en pijpleiding naar de kust;
- wind op zee en onshore elektrolyse worden gecombineerd getenderd, de elektrolyser wordt aangesloten op het hoogspanningsnet bij de aanlandingslocatie wind op zee; en
- wind op zee en onshore elektrolyse worden apart getenderd, de elektrolyser wordt aangesloten op het hoogspanningsnet bij de aanlandingslocatie wind op zee.

Slechts bij onshore elektrolyse wordt een aparte tender gesuggereerd. Bij offshore elektrolyse wordt alleen uitgegaan van een gecombineerde tender, wat verklaarbaar is gelet op de vereiste cohesie en samenwerking tussen partijen gelet op systeemintegratie en de vereiste directe aansluitingen. De gecombineerde tender lijkt overeen te komen met de gecoördineerde, gezamenlijke en geïntegreerde tendermodellen zoals hierboven beschreven onder (b), (c) en (d). We kunnen aldus concluderen dat de gecoördineerde, gezamenlijke en geïntegreerde tendermodellen zoals hierboven beschreven onder (b), (c) en (d) ook van toepassing kunnen zijn op offshore elektrolyse. Op basis van de eindrapportage Gecombineerde Tenders Windenergie Op Zee & Waterstofproductie blijkt dat een tender waar zowel de windontwikkeling als de elektrolyse ontwikkeling binnen valt wenselijk is bij offshore elektrolyse, ondanks of dit volledig geconverteerd wordt of niet. Afhankelijk van de technische configuratie zou optie (b) dus ook overwogen kunnen worden voor de combinatie van wind op zee en offshore elektrolyse.

Naast de mogelijkheden inzake de technische configuratie zal bij de keuze voor een tendermodel tevens het al dan niet instellen van (een) offshore bidding zone(s) een rol spelen. Hierop gaan wij in 5.3.1 A nader in. Ook zou overwogen moeten worden of de voorziene systematiek past binnen de huidige EU-/NL-wetgeving. Er moet tijdig een set van concrete randvoorwaarden worden vastgesteld (gebaseerd op het voorgaande punt) voor elk type product dat getenderd gaat worden.

Gecoördineerde tenders bieden potentieel voor concurrentie en marktwerking. Echter moet bij gecoördineerde tenders wel rekening worden gehouden met een risico voor de betreffende ontwikkelaars, aangezien de coördinatie in beginsel lijkt te zijn voorzien in plaats en tijd en de ontwikkelaars aldus zelf moeten voorzien in het tot stand brengen van directe lijnen tussen de windparken en elektrolyzers en zelf afspraken zullen moeten maken met betrekking tot uitwisseling van elektriciteit. Ook zullen afnemers van waterstof niet bij de tender betrokken zijn, in tegenstelling tot geïntegreerde tenders wat voor ontwikkelaars meer onzekerheid inzake afname met zich brengt. In geval van het gecoördineerd realiseren van windenergie en waterstofproductie op zee zal de overheid in samenspraak met de stakeholders in industriële clusters gekeken moeten worden naar hoe de coördinatie op de locaties van grootschalige elektrolyse kan worden vormgegeven in samenhang met de geplande windparken.<sup>174</sup>

Zoals reeds opgemerkt in paragraaf 5.1 en zoals volgt uit de uitgangspunten zal de HNO verantwoordelijk zijn voor het realiseren van infrastructuur. Echter zal op basis van de toegepaste systeemintegratie onderzocht moeten worden hoe die realisatie specifiek vorm zal krijgen.

#### *Aanbesteden van benodigde infrastructuur*

Voor de omvang van de te tenderen activiteit zal mede van belang zijn of de aanleg van de infrastructuur voor waterstoftransport onderdeel zal zijn van de te tenderen activiteit. Dit zal een (principiële) beleidskeuze

---

<sup>173</sup> Eindrapportage Gecombineerde Tenders Windenergie Op Zee & Waterstofproductie, Guidehouse, 30 september 2020, p. 25.

<sup>174</sup> Brief van de Minister voor Klimaat en Energie inzake Windenergie op Zee 2030-2050 d.d. 16 september 2022, Kamerstukken II, 33 561, nr. 54.



zijn: zo veel mogelijk de bestaande systematiek handhaven conform de wijze inzake offshore wind of kiezen voor een ander model voor de regulering van de infrastructuur voor waterstof.

### C. Eisen te tenderen activiteiten

Het kan wenselijk zijn dat kwalitatieve criteria onderdeel zijn van de tenders, zoals:

- circulariteit;
- internationaal maatschappelijk verantwoord ondernemen;
- subsidievrij windenergie op zee;
- rekening houden met gebruiksfuncties op de Noordzee (waaronder voedsel en natuur);<sup>175</sup>
- ecologie; en
- systeemintegratie.

Wij merken op dat deze criteria niet uitputtend zijn. In de voorstudies wordt slechts beperkt ingegaan op de wenselijkheid van verschillende criteria. In hoeverre deze criteria wettelijk geborgd zullen worden of slechts per specifieke tender van toepassing zullen worden verklaard zal nog nader onderzocht moeten worden. De beschikbare informatie in de geselecteerde voorstudies geven op dit punt geen nadere input. Daarnaast kan niet worden uitgesloten dat de gehanteerde criteria altijd van toepassing kunnen blijven wanneer omstandigheden in de toekomst wijzigen of anders uitpakken, bijvoorbeeld ten aanzien van subsidievrije windenergie in het geval dat de vraagontwikkeling achterblijft.

### D. Vrijheid en flexibiliteit van marktpartijen binnen de te tenderen activiteit

De vrijheid en flexibiliteit die marktpartijen kan worden gegeven binnen de te tenderen activiteit dient te worden vastgesteld. Zoals eerder besproken is een bepaalde mate van vrijheid en flexibiliteit wenselijk met het oog op de snelle technologische ontwikkelingen en de tijd die tussen het winnen van een tender en de daadwerkelijke realisatie van de getenderde activiteit zit. Een bepaalde mate van vrijheid en flexibiliteit voor marktpartijen lijkt daardoor voor de hand te liggen, mits verenigbaar met de dimensionering van de verschillende netwerken op zee en vergunningsvoorschriften. Ten aanzien van waterstofproductie op zee is in verschillende voorstudies nog het volgende overwogen:

- Offshore elektrolyse: voorzien in meer flexibiliteit in de dichtheid en capaciteit van het windpark.
- Offshore elektrolyse: het kan aanbeveling verdienen om de keuze tussen geïntegreerde of decentraliseerde elektrolyse aan de markt te laten, behalve wanneer als gevolg van de infrastructurale keuze of ontwikkelingen in de markt blijkt dat een van de opties voorkeur heeft.<sup>176</sup>
- Offshore elektrolyse als conversie service toegepast bij gecentraliseerde elektrolyse kan zorgen voor beperkte vrijheid.

Er wordt opgemerkt dat de vrijheid van marktpartijen nog niet uitputtend wordt weergegeven, aangezien deze informatie niet als zodanig volgt uit de beschikbare voorstudies. In hoeverre vrijheid van toepassing is hangt af van de meer gedetailleerde weergave van de te tenderen activiteit en zal nog nader onderzocht moeten worden. De beschikbare informatie in de geselecteerde voorstudies geeft op dit punt geen nadere input. Daarnaast dient bij de vaststellen van de te tenderen activiteiten te worden geanticipeerd op mogelijk strategisch gedrag en kunnen maatregelen worden overwogen om mogelijke negatieve consequenties daarvan tegen te gaan.

### Tussenconclusie

Op basis van de beschikbare informatie uit de voorstudies kunnen nog geen specifieke eisen aan de te tenderen activiteit worden vastgesteld. Daardoor is ook nog onvoldoende duidelijk welke eisen aan de te tenderen activiteit gesteld moeten worden en in hoeverre marktpartijen flexibiliteit zullen hebben binnen de

---

<sup>175</sup> Brief van de Minister voor Klimaat en Energie inzake Windenergie op Zee 2030-2050 d.d. 16 september 2022, Kamerstukken II, 33 561, nr. 54.

<sup>176</sup> Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022, par. 7.



te tenderen activiteit voor optimalisatie van het technische en operationele ontwerp van die activiteit. De verschillende mogelijkheden op basis van de voorstudies worden weergegeven in deze paragraaf, maar deze zijn nog niet nader geconcretiseerd. Systeemintegratie en planning van uitrol is echter zeer belangrijk en dit vereist dat een bepaalde mate van coördinatie in de tendersystematiek gewenst lijkt. Gelet op de analoge toepassing van de tendermodellen voor onshore elektrolyse zal nog een verificatie moeten plaatsvinden of deze ook analoog toegepast kunnen worden inzake offshore elektrolyse. Uit de tendermodellen voor onshore elektrolyse blijkt, bepaald de aanwezigheid van een directe lijn tussen het windpark en de elektrolyser de vereiste mate van samenwerking tussen verschillende partijen. De keuze van een tendermodel zal sturing kunnen geven aan de vereiste mate van samenwerking, maar is aldus afhankelijk van de technische modaliteiten die binnen het betreffende kavel zijn voorzien. Tot slot zal nader onderzoek naar de eisen aan de te tenderen activiteiten nog noodzakelijk zijn. De te kiezen tendersystematiek is verder ook afhankelijk van de inrichting van offshore bidding zones en de exacte technische configuratie van energie- of elektrische hubs.

### 1.3 INTERNATIONAAL

In deze paragraaf worden verschillende onderwerpen besproken die relevant zijn voor het internationale aspect van marktregulering die uit de voorstudies naar voren zijn gekomen. Dit zal een overzicht geven van de verschillende aspecten waarmee rekening kan worden gehouden bij de coördinatie tussen de verschillende landen met betrekking tot de infrastructuur op de Noordzee.

#### A. Internationale TSO en/of HNO

Uit overleg met de werkgroep hebben we begrepen dat NSWPH (en waarschijnlijk ook ENTSO-E) de noodzaak van samenwerking tussen TSO's van de lidstaten opmerkt, maar van mening is dat het eigendom en de exploitatie op het niveau van de lidstaten moet worden toegewezen en niet aan een internationale TSO.

De huidige opzet van de regelgeving lijkt potentieel geschikt voor het faciliteren van efficiënt offshore systeembeheer tijdens de verwachte stapsgewijze en organische ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur op zee.<sup>177</sup> We hebben echter van TenneT begrepen dat in dit opzicht wijzigingen in de regelgeving nodig kunnen zijn. Netwerkinfrastructuur op zee zal in sommige gevallen netwerken van EU- en niet-EU-landen verbinden en zal daarom ook moeten worden beheerd volgens overeenkomsten tussen de betrokken TSO's.<sup>178</sup>

Systeembeheer van een energiehub kan de verantwoordelijkheid zijn van de nationale TSO's, vergelijkbaar met de huidige aanpak (zie het overzicht in paragraaf 1.2 hierboven).<sup>179</sup>

Wij merken op dat de belangrijkste verantwoordelijkheden van TSO's worden geregeld door verschillende wet- en regelgeving.<sup>180</sup> Hieronder volgen de huidige belangrijkste wettelijke kaders die van toepassing zijn op TSO's in de EU:

1. **Richtlijn hernieuwbare energie (RED)** die het kader vastlegt voor de bevordering van hernieuwbare energie in de Europese Unie. De richtlijn stelt bindende doelstellingen voor hernieuwbare energie en definieert mechanismen voor het ondersteunen van de inzet van hernieuwbare energie.
2. **The Clean Energy Package** omvat een reeks wetgevingsmaatregelen om de overgang van de EU naar schone energie te bevorderen. Het omvat updates van de richtlijn hernieuwbare energie en andere

---

<sup>177</sup> Nb. We zullen deze verklaring herzien zodra we het memorandum van de advocaat van EZK hebben ontvangen.

<sup>178</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore-ontwikkeling: Systeemexploitatie en -beheer, p. 4.

<sup>179</sup> NSWPH Bestuursmodellen voor Hub-and-Spoke projecten (Discussion paper #1), p. 19.

richtlijnen, het versterken van de doelstellingen voor hernieuwbare energie, het bevorderen van energie-efficiëntie en het verbeteren van de marktintegratie.

3. **Ten-E-verordening (Verordening (EU) 2022/869)** waarin de richtsnoeren voor de ontwikkeling van de trans-Europese energie-infrastructuur zijn vastgelegd. In de verordening worden projecten van gemeenschappelijk belang aangewezen die cruciaal zijn voor de integratie van energiemarkten, de diversificatie van energiebronnen en de verwezenlijking van de doelstellingen van het energiebeleid van de EU. Bij de herziening van de Ten-E-verordening, die in mei 2022 is gepubliceerd, wordt ernaar gestreefd deze in overeenstemming te brengen met de klimaatdoelstellingen van de EU en prioriteit te geven aan projecten die bijdragen aan het koolstofarm maken van de economie, waaronder infrastructuur voor hernieuwbare energie en slimme netwerken. Wij begrijpen van EZK dat de Europese Commissie, als onderdeel van de Ten-E-verordening, werkt aan een mechanisme voor grensoverschrijdende kostendeling voor zeebekkens en kostenvoordelen.
4. **Verordening (EU) 2019/943 betreffende de interne markt voor elektriciteit** heeft tot doel de ontwikkeling van de interne elektriciteitsmarkt in de EU te vergemakkelijken. De verordening bevat bepalingen met betrekking tot de rollen, verantwoordelijkheden en onafhankelijkheid van TSO's en de coördinatie tussen TSO's op regionaal en Europees niveau. Deze verordening benadrukt het belang van coördinatie tussen TSO's op regionaal en Europees niveau om de efficiënte werking van het elektriciteitssysteem, effectieve marktintegratie en de ontwikkeling van gemeenschappelijke methodologieën en procedures te garanderen. De verordening benadrukt de rol van regionale coördinatiecentra, de samenwerking tussen TSO's op Europees niveau en de betrokkenheid van ENTSO-E bij het faciliteren en coördineren van deze activiteiten.<sup>181</sup>
5. **Verordening (EU) 2017/1485 tot vaststelling van richtlijnen betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen (Europese richtlijn SOGL):** Deze verordening stelt richtsnoeren vast voor het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen. Zij heeft betrekking op aspecten zoals systeembeheer, systeembeveiliging, balancering, noodprocedures en de rol en verantwoordelijkheden van transmissiesysteembeheerders.
6. **Verordening (EU) 2016/631 tot vaststelling van een netcode met eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op net (NC RfG):** Deze netcode definieert de technische eisen en procedures voor de netaansluiting van elektriciteitsproducenten. De netcode bevat regels voor het aansluitingsproces, de naleving van de netcode en de operationele coördinatie tussen TSO's en producenten.

Belangrijk in dit verband is ook de onlangs voorgestelde hervorming van het ontwerp van de elektriciteitsmarkt van de EU, met voorgestelde wijzigingen van de Elektriciteitsverordening, de Elektriciteitsrichtlijn, de CACM-verordening en de REMIT-verordening.<sup>182</sup> Deze wijzigingen kunnen, wanneer ze eenmaal zijn aangenomen, gevolgen hebben voor de ontwikkeling en exploitatie van interconnectoren, zoals de in punt 5.2 genoemde LionLink-interconnector, en zijn ook belangrijk om in aanmerking te nemen bij verdere besprekingen over de oprichting van offshore bidding zones, zoals beschreven in punt 6.3.1 hieronder. Verder zijn ook de netwerkcodes en de Electricity Balancing Guideline (EB GL) van belang. We raden aan om dit nader te beoordelen.

Verschillende landen hebben de ambitie uitgesproken om de Noordzee te ontwikkelen tot een groene energiecentrale voor Europa, wat inhoudt dat er meerdere onderling verbonden offshore projecten en hubs voor hernieuwbare energie moeten worden ontwikkeld.<sup>183</sup> Dergelijke hubs, gekoppeld aan de ambitieuze doelstellingen voor hernieuwbare energie in de Noordzee, vereisen coördinatie tussen verschillende landen,

---

<sup>181</sup> Artikelen 34 - 39 van Verordening (EU) 2019/943 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

<sup>182</sup> Persbericht van de Europese Commissie, 14 maart 2023.

<sup>183</sup> Verklaring van Esbjerg, Memorandum of Understanding tussen het Ministerie van Klimaat, Energie en Nutsbedrijven van het Koninkrijk Denemarken en het Ministerie van Economische Zaken en Klimaatbeleid van Nederland over samenwerking in de energietransitie, ondertekend in Kopenhagen en Den Haag op 19 juni 2020, p. 1.

belanghebbenden en marktpartijen.<sup>184</sup> De toekomst van offshore-windenergie in de Noordzee omvat hybride interconnectoren, waterstofinfrastructuur en offshore-energiehubs, wat een internationaal gecoördineerde visie vereist.<sup>185</sup> In dit opzicht is de TEN-E-verordening belangrijk. Het onderwerp, de doelstellingen en het toepassingsgebied van de TEN-E zijn geformuleerd in artikel 1, lid 2, van de TEN-E-verordening., waarbij belangrijke sector overschrijdende infrastructuurplanningsprocessen zijn opgenomen in hoofdstuk IV van de TEN-E-verordening. Dit omvat ook de inventarisatie van leemten in de infrastructuur (art. 13 TEN-E) op voortschrijdende basis. De TEN-E behandelen verder offshore-netwerkplanning (art. 14 TEN-E) en grensoverschrijdende kostendeling (art. 15 TEN-E) en toewijzing (art. 16 TEN-E).<sup>186</sup>

Hybride interconnectoren, waterstofinfrastructuur en energiehubs zijn innovatief. Het zijn niet alleen internationale projecten waarbij meerdere landen betrokken zijn, maar ze combineren ook de ontwikkeling en integratie van offshore windenergie, interconnectiecapaciteit en waterstof. Deze nieuwe kenmerken hebben met elkaar gemeen dat hun volledige potentieel alleen kan worden gerealiseerd door op de lange termijn afzonderlijke projecten te ontwikkelen tot een vermaasd net op zee.<sup>187</sup> Voor dit soort inspanningen is afstemming van regelgeving en beleid in meerdere jurisdicties nodig, wat slechts door één entiteit kan worden gedaan.<sup>188</sup> Een dergelijke behoefte zal echter ook afhangen van het ontwerp van de elektriciteits- en waterstofmarkt, of dat nu de Home Market of de offshore bidding zone is. Het leidende principe is om lokaal te handelen, regionaal te coördineren en Europees te denken. Hoewel een 'internationale TSO' kan worden overwogen zodra de ontwikkeling naar de 2050-doelstellingen vordert, concluderen wij op basis van de voorstudies die wij hebben beoordeeld dat het huidige regelgevingskader voor coördinatie, samenwerking en communicatie tussen nationale TSO's volstaat.

Het is belangrijk op te merken dat de EU-wetgeving alleen van toepassing kan zijn voor zover de kuststaten jurisdictie hebben over de activa. Het internationaal recht zal helpen bepalen in welke mate staten jurisdictie hebben over bepaalde activa die buiten de jurisdictie van kuststaten vallen, dit is duidelijk met betrekking tot bestaande soorten elektriciteitskabels (namelijk de kabels die nodig zijn om elektriciteit van offshore windmolenparken naar het elektriciteitsnet op het land te transporteren en gewone interconnectiekabels tussen twee staten) wanneer ze afzonderlijk worden bekeken. Wanneer deze twee functies echter worden samengevoegd en een netwerk op zee vormen, is de jurisdictie over de activa niet duidelijk. Dit kan worden opgelost door het *VN-Zeerechtverdrag* (UNCLOS) te wijzigen, maar gezien de vele ondertekenaars van dit verdrag is het onwaarschijnlijk dat de vereiste wijzigingen binnen de krappe deadlines worden doorgevoerd, of door bilaterale verdragen worden afgesloten voor individuele projecten of worden doorgevoerd middels een nieuw multilateraal internationaal verdrag tussen de Noordzeelanden, te weten: Noorwegen, Denemarken, Nederland, Verenigd Koninkrijk, Duitsland en België. Een andere mogelijkheid is dat de staten rond de Noordzee rechtszekerheid creëren door overeenstemming te bereiken over een gemeenschappelijke interpretatie van de bestaande formuleringen in UNCLOS.<sup>189</sup> Verder zou men zich kunnen voorstellen dat partijen maatwerkafspraken maken met het oog op een specifiek project.

Daarnaast hebben de Noordzeelanden actief gewerkt aan een betere samenwerking en coördinatie tussen TSO's om hernieuwbare energiebronnen te integreren en een efficiënte werking van het elektriciteitstransmissiesysteem te garanderen:

- **North Sea Wind Power Hub:** het North Sea Wind Power Hub consortium wil kennis ontwikkelen over hub-and-spoke projecten in de Noordzee. TSO's uit Denemarken, Duitsland en Nederland (Energinet, Gasunie en TenneT) werken samen om de nodige infrastructuur op te zetten, inclusief

---

<sup>184</sup> Eerder dit jaar bereikten de EU-landen overeenstemming over nieuwe, ambitieuze langetermijndoelstellingen voor de uitrol van offshore hernieuwbare energie tot 2050 in elk van de vijf zeebekkens van de EU, met tussentijdse doelstellingen die in 2030 en 2040 moeten worden bereikt. De gecombineerde cijfers geven een algemene ambitie van ongeveer 111 GW aan offshore hernieuwbare opwekkingscapaciteit tegen het einde van dit decennium - bijna twee keer zoveel als de doelstelling van ten minste 60 GW die in november 2020 werd vastgesteld. Dit stijgt tot ongeveer 317 GW tegen het midden van de eeuw, [https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2023-01-19\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2023-01-19_en).

<sup>185</sup> Deskundigendocument, de samenwerking in Esbjerg: Transforming the North Sea into Europe's green power plant, p. 2.

<sup>186</sup> Er is een parallelle economische werkgroep opgezet om te helpen bij het identificeren van belangrijke kwesties.

<sup>187</sup> Deskundigendocument, de samenwerking in Esbjerg: Transforming the North Sea into Europe's green power plant, p. 9.

<sup>188</sup> Zie paragraaf 5.3.1.

<sup>189</sup> C. Nieuwenhout, *Regulating Offshore Electricity Infrastructure in the North Sea* (PhD thesis 2020), p. 274.

transmissieverbindingen en interconnectoren, om de integratie van windenergie mogelijk te maken en grensoverschrijdende elektriciteitshandel te vergemakkelijken.

- **Grensoverschrijdende interconnecties:** TSO's in de Noordzeelands zijn actief betrokken bij de ontwikkeling en uitbreiding van grensoverschrijdende interconnecties.<sup>190</sup> Deze interconnectoren vergemakkelijken de uitwisseling van elektriciteit, verbeteren de stabiliteit van het net en ondersteunen de integratie van hernieuwbare energie.
- **Regionale samenwerking:** TSO's in de Noordzeelands nemen deel aan regionale samenwerkingsinitiatieven om het gebruik van de transmissie-infrastructuur te optimaliseren en het systeembeheer te coördineren. De organisaties van regionale veiligheidscoördinatoren (RSC), zoals TSCNET in Centraal-West-Europa en Energinet-SO in Denemarken, spelen een cruciale rol in het vergemakkelijken van de samenwerking tussen TSO's en het garanderen van de veilige werking van het net.
- **Offshore netwerkontwikkeling:** TSO's werken aan de ontwikkeling van offshore netwerkinfrastructuur in de Noordzee om elektriciteit die wordt opgewekt door offshore windparken efficiënt te integreren en te transporteren. Samenwerkingsverbanden zoals de North Sea Wind Power Hub en het geplande netwerk op zee in Nederland (TenneT's Offshore Grid Program en Target Grid) zijn gericht op het stroomlijnen van de aansluiting van offshore windprojecten op het onshore transmissiesysteem.

Daarom is er een breed onderkende behoefte aan internationale samenwerking en coördinatie tussen TSO's voor de efficiënte exploitatie en beheer van aangesloten netwerken, in het bijzonder in regio's met grensoverschrijdende elektriciteitsstromen zoals de landen rond de Noordzee. Een dergelijke samenwerking is essentieel om de betrouwbaarheid van het net, een optimaal gebruik van de transmissie-infrastructuur en een effectieve integratie van hernieuwbare energiebronnen te garanderen. Verschillende initiatieven en organisaties werken al aan dit doel:

- **Regionale veiligheidscoördinatoren (RSC's):** RSC's spelen een cruciale rol bij het coördineren van de exploitatie en het waarborgen van de veiligheid van de elektriciteitstransmissiesystemen binnen specifieke regio's. Ze vergemakkelijken de samenwerking en informatie-uitwisseling tussen TSO's, ondersteunen de coördinatie van systeembeheer en netplanning en helpen het gebruik van de transmissiecapaciteit te optimaliseren. RSC's zoals TSCNET in Centraal-West-Europa en Energinet-SO in Denemarken zijn actief in de Noordzee-regio.
- **Regionale initiatieven:** regionale initiatieven brengen TSO's van naburige landen samen om de coördinatie en samenwerking op het gebied van netbeheer en -planning te verbeteren. Deze initiatieven hebben tot doel het gebruik van de infrastructuur te optimaliseren, de integratie van hernieuwbare energie te ondersteunen en grensoverschrijdende elektriciteitshandel mogelijk te maken. Voorbeelden zijn de Core Capacity Calculation Region (Core CCR), de Nordic Capacity Calculation Region (Nordic CCR) en de Continental Europe Regional Group (CERG).
- **Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit (ENTSO-E):** ENTSO-E is de vereniging van TSO's voor elektriciteit in heel Europa. Het bevordert samenwerking en coördinatie tussen TSO's om een veilige, betrouwbare en efficiënte werking van het Europese elektriciteitssysteem te garanderen. ENTSO-E vergemakkelijkt de ontwikkeling van netwerkcodes, bevordert regionale samenwerking en ondersteunt de implementatie van gemeenschappelijke methodologieën en praktijken. Zoals beschreven in paragraaf 5.2 hierboven, zijn de systeembeheerders ook verantwoordelijk voor het opstellen van netwerkontwikkelingsplannen op zee.
- **Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders voor gas (ENTSO-G):** ENTSO-G is de vereniging van gastransmissienetbeheerders in heel Europa. De taken van ENTSO-G zijn voornamelijk vastgelegd in Verordening (EG) 715/2009. Dit omvat het ontwikkelen van netwerkcodes voor markt- en systeembeheer, het opstellen van het tienjarig netwerkontwikkelingsplan (TYNDP), het leveren van regelmatige informatie over vraag en aanbod van gas voor de Europese markt en het

---

<sup>190</sup> Projecten zoals de NordLink interconnector tussen Duitsland en Noorwegen, de COBRA kabel tussen Denemarken en Nederland en de Viking Link interconnector tussen Denemarken en het Verenigd Koninkrijk zijn voorbeelden van dergelijke initiatieven.

leveren van gemeenschappelijke operationele instrumenten om de veiligheid en betrouwbaarheid van het netwerk te waarborgen.<sup>191</sup>

- **ENNOH:** ENNOH is een nieuwe governancestructuur in de vorm van de Europese netwerkbeheerders voor waterstof die moet worden opgericht om te zorgen voor een optimaal beheer van het EU-waterstofnetwerk en om de grensoverschrijdende handel in en levering van waterstof in de EU mogelijk te maken, om te zorgen voor een optimaal beheer, een gecoördineerde werking en een gezonde technische ontwikkeling van het Europese waterstofnetwerk.<sup>192</sup>
- **Projecten, partnerschappen en initiatieven:** Er zijn verschillende projecten en initiatieven (in ontwikkeling) om de internationale samenwerking tussen TSO's te verbeteren, zoals:
  1. In het North Sea Wind Power Hub consortium werken TSO's uit Denemarken, Duitsland en Nederland samen om meer kennis te ontwikkelen over grootschalige offshore windparken en onderling verbonden transmissie-infrastructuur in de Noordzee.
  2. De North Seas Energy Cooperation (**NSEC**) ondersteunt en vergemakkelijkt de ontwikkeling van het offshore netwerk en het grote potentieel aan hernieuwbare energie in de regio. België, Denemarken, Duitsland, Frankrijk, Ierland, Luxemburg, Nederland, Noorwegen, Zweden en de Europese Unie zijn momenteel lid van NSEC.<sup>193</sup>
  3. Het memorandum van overeenstemming tussen Nederland en Denemarken over de samenwerking in de energietransitie en energie-infrastructuur op zee.
  4. De Intentieverklaring van Esbjerg tussen België, Denemarken, Nederland en Duitsland waarin de partijen onder andere overeenkomen om samen de Noordzee te ontwikkelen tot groene energiecentrale van Europa, een offshore hernieuwbaar energiesysteem dat zal bestaan uit meerdere gekoppelde offshore energieprojecten en hubs, offshore windproductie op grote schaal en elektriciteits- en groene waterstof interconnectoren.
  5. De Verklaring van Oostende, gesloten tussen België, Denemarken, Frankrijk, Duitsland, Ierland, Luxemburg, Nederland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. In de Verklaring van Oostende verklaren de partijen samen te werken aan verschillende projecten die in de verklaring worden genoemd. Nederland en het Verenigd Koninkrijk werken bijvoorbeeld samen aan het LionLink-project (zoals beschreven in paragraaf 5.2 hierboven). Bovendien onderzoekt Duitsland samen met Denemarken en Nederland de mogelijkheden om offshore-windparken met elkaar te verbinden, met inbegrip van een interconnector naar het Deense energie-eiland. Deze partijen hebben verklaard samenwerking te onderzoeken bij de ontwikkeling van verdere projecten voor hybride hernieuwbare energie in de Noordzee.

Bovendien heeft de Europese Commissie verschillende nieuwe beleidslijnen en strategieën voor offshore hernieuwbare energie, waterstof en infrastructuur geïntroduceerd, zoals (i) de strategie voor offshore hernieuwbare energie, (ii) het werkdocument van de diensten van de Commissie over de strategie voor offshore hernieuwbare energie, (iii) de herziene TEN-E-verordening en (iv) de Europese waterstofstrategie.

## **B. Noodzaak van een platform voor coördinatie tussen landen van subsidies en vergunningsprocedures met betrekking tot grensoverschrijdende infrastructuur**

Hoewel de huidige EU-wetgeving, zoals RED, een kader biedt voor het harmoniseren van het beleid voor hernieuwbare energie en het vergemakkelijken van grensoverschrijdende samenwerking, is er nog steeds behoefte aan een betere coördinatie tussen landen inzake subsidies en vergunningsprocedures voor grensoverschrijdende infrastructuur. Een speciaal platform of mechanisme kan deze coördinatie helpen stroomlijnen en vergemakkelijken.<sup>194</sup>

- **Subsidiecoördinatie:** de beschikbaarheid en opzet van subsidies voor hernieuwbare energie kan per land verschillen, wat kan leiden tot marktverstoringen en belemmeringen voor de

<sup>191</sup> <https://www.ensog.eu/about-entsog>.

<sup>192</sup> Overweging 47 van de preambule van het voorstel voor een verordening van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor hernieuwbare en natuurlijke gassen en voor waterstof (herschikking); artikel 41, lid 1, van de preambule van het voorstel voor een verordening van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor hernieuwbare en natuurlijke gassen en voor waterstof (herschikking).

<sup>193</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/north-seas-energy-cooperation\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/north-seas-energy-cooperation_en).

<sup>194</sup> Verklaring van de TSO Ostende van North Sea Gas, p. 5.

grensoverschrijdende ontwikkeling van infrastructuur. Een platform voor subsidiecoördinatie zou landen in staat stellen hun subsidieregelingen op elkaar af te stemmen, steunmechanismen te harmoniseren en eerlijke concurrentie te bevorderen. Dit zou een gelijk speelveld voor ontwikkelaars helpen garanderen en grensoverschrijdende investeringen in projecten voor hernieuwbare energie vergemakkelijken.

- **Vergunnings- en toelatingsprocedures:** de procedures en vereisten voor het verkrijgen van vergunningen en toelatingen voor grensoverschrijdende infrastructuurprojecten kunnen aanzienlijk verschillen van land tot land. Dit kan leiden tot vertragingen, administratieve lasten en onzekerheid voor projectontwikkelaars. Een coördinatieplatform zou de uitwisseling van informatie, beste praktijken en ervaringen kunnen vergemakkelijken en zo meer transparantie en consistentie in de vergunningsprocessen kunnen bevorderen. Het zou ook kunnen helpen bij het identificeren en aanpakken van potentiële knelpunten en regelgevingsbarrières die de efficiënte ontwikkeling van grensoverschrijdende infrastructuur belemmeren.
- **Betrokkenheid van belanghebbenden:** bij grensoverschrijdende infrastructuurprojecten zijn vaak meerdere belanghebbenden betrokken, waaronder nationale autoriteiten, lokale gemeenschappen en milieuorganisaties. Een coördinatieplatform zou een ruimte kunnen bieden voor dialoog, overleg en samenwerking tussen deze belanghebbenden, waardoor een beter begrip van hun zorgen, het delen van ervaringen en het gezamenlijk oplossen van problemen wordt bevorderd. Dit zou bijdragen aan de sociale acceptatie en vlotte uitvoering van grensoverschrijdende infrastructuurprojecten.
- **Kennisdeling en capaciteitsopbouw:** een speciaal platform kan dienen als hub voor kennisdeling en kan de uitwisseling van expertise, gegevens en *best practices* met betrekking tot grensoverschrijdende infrastructuur vergemakkelijken. Het zou de inspanningen voor capaciteitsopbouw kunnen ondersteunen door opleidingsmiddelen ter beschikking te stellen, workshops te organiseren en de samenwerking tussen deskundigen uit verschillende landen te bevorderen. Dit zou bijdragen tot een beter begrip van regelgevingskaders, technische normen en projectontwikkelingsprocessen, wat zou leiden tot een efficiëntere en effectievere planning en uitvoering van grensoverschrijdende infrastructuur.

Hoewel de huidige EU-wetgeving, met inbegrip van de RED, een regelgevingskader biedt voor samenwerking op het gebied van hernieuwbare energie, zou een specifiek coördinatieplatform deze inspanningen versterken en aanvullen door directe communicatie, samenwerking en probleemoplossing tussen landen te vergemakkelijken. Het zou de tenuitvoerlegging van de bestaande wetgeving ondersteunen en een grotere consistentie en efficiëntie bij de grensoverschrijdende ontwikkeling van infrastructuur in de Europese Unie bevorderen.<sup>195</sup>

## Tussenconclusie

In deze paragraaf wordt de noodzaak van samenwerking tussen TSO's, inclusief HNO's, benadrukt. In deze paragraaf wordt ook het huidige internationale kader geschetst dat van toepassing is op TSO's en worden voorbeelden gegeven van bestaande samenwerkingsmechanismen tussen TSO's. Naast de behoefte aan samenwerking tussen TSO's is er ook behoefte aan een betere coördinatie tussen landen met betrekking tot subsidies en vergunningsprocedures voor grensoverschrijdende infrastructuur.

### 1.3.1 Vormgeving offshore biddingzones in relatie tot energiehub

#### A. Home Market versus offshore biddingzone(s) en optie voor gefaseerde invoering

De Home Market (HM)-inrichting wordt nu algemeen gebruikt voor radiale verbindingen van offshore windparken (OWF's) en offshore wind hubs naar de kust. De voorgestelde inrichting voor de markt voor

---

<sup>195</sup> NSWPH Bestuursmodellen voor Hub-en-Spoke projecten (Discussion paper #1), p. 14 - 15.

offshore interconnectoren is ook goed ontwikkeld en maakt markttechnisch geen onderscheid of ze op land of onder zee worden gebouwd.<sup>196</sup>

De Offshore Bidding Zone (**OBZ**)-inrichting lijkt de meest prominente inrichting te zijn als er wordt gekeken naar de efficiëntie van markten en systeemoperaties, voornamelijk omdat de OBZ-inrichtingen marktinzicht biedt die beter aansluit bij fysieke congesties en fysieke stromen. De OBZ-inrichting levert OWF's echter minder marktinkomsten op dan de HM-inrichting. De OBZ-inrichting zou dus sterkere ondersteuningsmechanismen (bijv. subsidies) nodig kunnen hebben om investeringen in sociaaleconomisch efficiënte hybride projecten te kunnen realiseren. Beleidsmakers zouden een holistisch perspectief moeten hanteren, waarbij wordt overwogen hoe ze het beste kunnen inspelen op alle drie de sleutelperspectieven van efficiëntie van markten en systeemoperaties en tegelijkertijd de politieke doelstellingen van de Europese Green Deal kunnen realiseren.<sup>197</sup>

ENTSO-E pleit voor de toepassing van een holistisch perspectief bij de keuze van de voorgestelde inrichting voor de markt dat moet worden toegepast voor de offshore HVDC-infrastructuur op basis van drie geïdentificeerde perspectieven:<sup>198</sup>

- Marktefficiëntie;
- Efficiëntie van het systeem; en
- De afstemming op beleidsdoelstellingen.
- Een meer gedetailleerd onderzoek naar de verschillen tussen HM en OBZ is opgenomen in deel C hieronder.

## B. Offshore biedzones<sup>199</sup>

Zoals ook aangegeven in paragraaf 1.3.2 van werkstroom 1, zal het toepassen van elektrische hybride interconnectoren, via energiehubbs op zee, vragen om het inrichten van offshore bidding zones (**OBZ**); ook bij het niet volledig elektrisch aansluiten van wind op vermogen kan dit voordelen bieden. Uit verschillende interviews met belangenorganisaties in de Nederlandse energiesector kwam naar voren dat het tijdig in kaart brengen van de (financiële) risico's ten aanzien van offshore bidding zone en het adresseren daarvan via het wet- en regelgevend kader een belangrijke voorwaarde is voor het organiseren van een succesvolle tender voor projecten met een voorziene operationele status in 2032. De belangenorganisatie gaf daarbij aan zoveel mogelijk het huidige model van 'merchant deployment' te willen aanhouden. Over de consequenties van de mogelijke rol van waterstof productie en transport, de configuratie van een energiehub, de 'modulariteit' en technische vereisten van de uitrol van de energie-infrastructuur op zee op de werking van een OBZ is nog weinig bekend. Het onderstaande zet vanuit een juridisch perspectief uiteen waar rekening mee gehouden dient te worden bij een mogelijk besluit tot het instellen van een OBZ.

Momenteel concurreren OWF's met marktspelers in de onshore bidding zone (ook wel de 'Home Market' genoemd, **HM**) voor toegang tot interconnectiecapaciteit. Er zijn dus nogal wat volumerisico's verbonden aan offshore biddingzones. De offshore prijs zal over het algemeen gelijk zijn aan de prijs van de biddingzone waarnaar er geen congestie is (de bidding zone die een overschot heeft en exporteert).<sup>200</sup>

## C. HM vergeleken met OBZ

De offshore verbinding wordt gezien vanuit de markt in twee delen gesplitst - een verbinding tussen de offshore energiecentrale en het onshore net (zijnde HM) en een interconnectie tussen de energiecentrale en de buitenlandse markt. De energiecentrale maakt deel uit van de HM en zal altijd energie aanbieden en

---

<sup>196</sup> Standpunt van ENTSO inzake offshore ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesties.

<sup>197</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesties.

<sup>198</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore-ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesties, p. 4.

<sup>199</sup> In de offshore bidding zone vormt de hub een aparte offshore zone, waarin de offshore windparken biedingen indienen. Via marktkoppeling wordt de offshore productie afgestemd op de onshore vraag. De elektriciteitsprijs binnen de offshore biedzone is het resultaat van marktkoppeling. Bron: NSWPH - hubs en spokes - levensvatbaar voorbij de theorie, 2022

<sup>200</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore-ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesties, p. 9.



leveren in één bestaande onshore biddingzone (zijnde HM) en zal dus altijd de elektriciteitsprijs van deze bidding zone ontvangen, ongeacht de richting van de stroom.<sup>201</sup>

De keuze voor een HM- of OBZ-inrichting heeft een effect op de verdeling van welvaart.<sup>202</sup> De reden hiervoor is dat in de HM-inrichting de OWF onbeperkte toegang heeft tot de onshore bidding zone (zijn HM), terwijl dit niet noodzakelijkerwijs het geval is in de OBZ-inrichting.

De OBZ-inrichting lijkt de voorkeursinrichting te zijn vanuit het oogpunt van pure markefficiëntie, aangezien het leidt tot gelijke of, in sommige omstandigheden, efficiëntere prijsvorming, het geeft beter fysieke congesties en stromen weer en de concurrentie om capaciteit verbetert.<sup>203</sup> De HM-inrichting verleent de OWF onbeperkte toegang tot de HM en dit is het enige kenmerk dat de twee de voorgestelde inrichtingen voor de markt van elkaar onderscheidt. Deze onbeperkte toegang kan leiden tot marktinefficiënties voor de HM-inrichting.

De OBZ-inrichting lijkt ook de voorkeursoplossing te zijn vanuit het oogpunt van systeembeheer. De OBZ-inrichting leidt tot minder TSO-interventie in de markt.<sup>204</sup>

Wanneer de marktinzichting echter richting de HM gaat en de bijbehorende kabel overbelast is, zal de OBZ-inrichting naar verwachting leiden tot minder inkomsten voor offshore windparken (in vergelijking met de HM-inrichting)<sup>205</sup> en tot een toename van volume-, prijs- en mogelijk ook tot een toename in regelgevingsrisico's wanneer deze niet door de ontwikkelaars zelf kunnen worden beheerd, zodat mitigatie wenselijk kan zijn. Dit kan ten koste gaan van de bereidheid van windparken om deel te nemen aan hybride oplossingen. De behoefte aan overgangsregelingen en/of gerichte steunregelingen zou moeten worden onderzocht voor hybride en multi-terminal configuraties (MT) om de toekomstige uitbreiding van offshore-windenergie in overeenstemming met de duurzame energie doelstellingen te waarborgen.

Verder onderzoek is nodig naar onder andere de effecten op verantwoordelijkheden, balancering en intraday-marktregels, verschillende politieke aspecten en de methode om offshore en onshore markten efficiënt te integreren.

Om de huidige regelgeving inzake de (her)configuratie van biddingzones beter te begrijpen, heeft het NSWPH een uitgebreide analyse uitgevoerd naar de relevante artikelen van de elektriciteitsverordening en de CACM-richtlijn. Uit deze analyse kwamen drie belangrijke barrières naar voren voor het instellen van een offshore bidding zone voor hybride projecten, die in deel D hieronder wordt besproken.

#### **D. Het beoordelingsproces voor biddingzones lijkt (nog) niet verenigbaar met de ontwikkeling van offshore hybride projecten onder een OBZ.<sup>206</sup>**

De evaluatiemethodologie omvat alleen activa die binnen drie jaar operationeel zullen zijn. Dit maakt het onmogelijk om een OBZ vast te stellen en duidelijkheid te verschaffen aan OWF-ontwikkelaars voordat een windpark wordt aanbesteed. De aanbesteding van windparken voor een hub-and-spoke project zal naar verwachting ongeveer 5-7 jaar voor de ingebruikname plaatsvinden.

De Bidding Zone Review (**BZR**) is een langdurig en omslachtig proces.<sup>207</sup> De BZR kan 20-34 maanden in beslag nemen. De raadplegingsrondes in de herzieningsmethodologie zijn weliswaar belangrijk, maar kunnen de uiteindelijke beslissing over de configuratie van de biddingzone aanzienlijk vertragen. Bovendien is er geen garantie dat de uitkomst van de BZR zal leiden tot de instelling van een nieuwe OBZ. Dit kan leiden tot een aanzienlijke toename van de investeringsrisico's voor hub-and-spoke belanghebbenden.

---

<sup>201</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore-ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesities, p. 9.

<sup>202</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore-ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesities, p. 10.

<sup>203</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore-ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesities, p. 11.

<sup>204</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore-ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesities, p. 13.

<sup>205</sup> Standpunt van ENTSO-E inzake offshore-ontwikkeling - Markt- en regelgevingskwesities, p. 16.

<sup>206</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 4.

<sup>207</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 4.

Bovendien is het momenteel onduidelijk welke belanghebbenden betrokken moeten worden bij de verschillende stappen van een BZR.

De BZR lijkt zich voornamelijk te richten op bestaande onshore biddingzones.<sup>208</sup> In de BZR-evaluatie wordt beoordeeld of de bestaande configuratie van de bestaande biddingzones optimaal is en kan worden verbeterd. Als gevolg hiervan worden verschillende stappen die niet relevant zijn voor het creëren van een (nieuwe) OBZ opgenomen in het technische rapport en in het beoordelingsproces.

Er wordt een alternatieve aanpak voorgesteld waarbij een TSO structurele congestie op lange termijn kan vaststellen met een congestierapport zonder het proces van een BZR te volgen. Het hele proces zal naar verwachting binnen een tijdsspanne van 9-18 maanden plaatsvinden op basis van eerdere congestierapporten en de Elektriciteitsverordening. Tijdens een recente NSEC-bijeenkomst heeft de Europese Commissie bevestigd dat deze route voldoende is mits de relevante CCR-lidstaten in een herzieningsproces worden betrokken.

De meeste van de huidige configuraties van biddingzones zijn het resultaat van vroegere nationale netwerken en zijn daarom vaak gebaseerd op de nationale grenzen van de lidstaten.<sup>209</sup> De grenzen van biddingzones kunnen echter ook binnen een lidstaat worden gedefinieerd, in dat geval worden de grenzen bepaald door lijnen te identificeren die bepaalde kritieke netwerkelementen verbinden.

Artikel 2 sub (65) Elektriciteitsverordening definieert biddingzones als: "Een biddingszone is het grootste geografische gebied waarbinnen marktdeelnemers energie kunnen uitwisselen zonder capaciteitstoewijzing."

Considerans (19) van de Elektriciteitsverordening: "De biddingzones moeten zodanig worden afgebakend dat de liquiditeit van de markt, een efficiënt congestiebeheer en de algehele marktefficiëntie worden gewaarborgd."

Het doel is om een zodanige configuratie van biddingzones te vormen dat de economische efficiëntie wordt gemaximaliseerd en de mogelijkheden voor zone-overschrijdende handel worden gemaximaliseerd, terwijl de voorzieningszekerheid behouden blijft.<sup>210</sup>

Artikel 14 van de Elektriciteitsverordening bevat fundamentele beginselen voor de herziening en (her)configuratie van biddingzones. In het algemeen mogen biddingzones geen structurele congesties bevatten.

Artikel 2, lid 6, van de Elektriciteitsverordening definieert structurele congestie als volgt: "Congestie in het transmissiesysteem die ondubbelzinnig kan worden gedefinieerd, is voorspelbaar, is geografisch stabiel in de loop der tijd en doet zich vaak opnieuw voor onder normale omstandigheden van het elektriciteitssysteem.

Biddingzones zijn daarom, althans per definitie, onafhankelijk van de grenzen van de lidstaten, hoewel met name om historische redenen de huidige grenzen van biddingzones in het algemeen overeenkomen met nationale grenzen.

Artikel 14 van de Elektriciteitsverordening noemt drie mogelijkheden om structurele congesties vast te stellen:

1. Een technisch rapport over structurele congesties en andere belangrijke fysieke congesties tussen en binnen biddingzones, opgesteld door ENTSO-E. Dit ENTSO-E-rapport is een technisch rapport dat om de drie jaar wordt opgesteld. Het analyseert potentiële structurele congesties, locatie en frequentie, evenals de bereikte zone overschrijdende capaciteit.

---

<sup>208</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 4.

<sup>209</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 8.

<sup>210</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 9.

2. In een Bidding Zone Review (BZR)-proces. Als onderdeel van het Bidding Zone Review-proces moeten structurele congesties worden geïdentificeerd en alternatieve biddingzones configuraties worden geanalyseerd.
3. Via een rapport over "structurele congestie" door een of meer TSB's in hun controlegebieden, dat moet worden goedgekeurd door de bevoegde regelgevende instantie(s).

Wanneer structurele congestie is vastgesteld, heeft de betrokken lidstaat twee opties om de congestie binnen zes maanden aan te pakken: (i) een actieplan opstellen met een concreet tijdschema voor (met name netuitbreidings)maatregelen en een lineair traject om de 70%-regel uiterlijk op 31 december 2025 te bereiken (optie die niet verder wordt geanalyseerd omdat het een tijdelijke optie is) of (ii) zijn biddingzone configuratie onmiddellijk herzien en wijzigen.<sup>211</sup>

De vier entiteiten die een BZR kunnen lanceren dat resulteert in een nationale of regionale BZR zijn:

1. ACER op basis van het technisch verslag opgesteld door ENTSO-E;
2. Eén of meerdere regelgevende instanties op aanbeveling van ACER, op basis van het technische rapport van ENTSO-E;
3. TSO's van een capaciteitsberekeningsregio (CCR) met alle betrokken TSO's waarvan het geografisch gebied binnen de configuratie van de biddingzone ligt (inclusief interconnectoren) en de Verordening (EU) 2015/2022 tot vaststelling van richtsnoeren inzake capaciteitstoewijzing en congestiebeheer voegt het volgende aan deze lijst toe; en
4. Lidstaten of hun aangewezen bevoegde autoriteit.

Hieronder volgen de aspecten die van invloed kunnen zijn op de realisatie van een OBZ-marktopzet voor offshore hybride projecten.<sup>212</sup>

- Discrepancie tussen het beoordelingsproces en doorlooptijd van een hybride project: de belangrijkste belemmering wordt gevonden wanneer we kijken naar de doorlooptijd van een hub-and-spaak-project. De typische doorlooptijd (de tijd die nodig is om een project af te ronden) voor een hybride project wordt geschat op 10-15 jaar, afhankelijk van de gekozen fundering. De aanbesteding van OWF zal naar verwachting ongeveer 5-7 jaar voor de go-live plaatsvinden. Dit betekent dat er al voor dat moment duidelijkheid moet zijn over het commerciële kader en dus over het marktontwerp en het regelgevend en wettelijk kader.
- De BZR is een langdurig proces en gevoelig voor de meningen van de relevante belanghebbenden: De BZR is over het algemeen een langdurig en moeizaam proces dat tot 20-34 maanden kan duren.
- De BZR is voornamelijk gericht op bestaande onshore biddingzones. De scheefgroei in het BZR-proces en de toevoeging van een nieuwe biddingzones kan deels worden verklaard door het feit dat de BZR in eerste instantie bedoeld was om de bestaande configuratie van biddingzones in Europa te optimaliseren en niet om nieuwe offshore biddingzones in te stellen.
- De technische ENTSO-E-rapporten zijn gebaseerd op een aanzienlijke reeks historische gegevens die de congesties op verschillende locaties in het transmissienetwerk binnen verschillende tijdsbestekken beschrijven.

Voor het BZR-proces moeten in totaal 22 indicatoren worden bestudeerd, die allemaal relevant zijn in de context van de herziening en mogelijke wijziging van de bestaande configuratie, maar niet allemaal relevant zijn voor het bepalen van de optimale configuratie voor een toekomstig hybride project.<sup>213</sup>

De voorgestelde alternatieve aanpak bestaat uit het vaststellen van een offshore biddingzone op basis van een congestierapport.<sup>214</sup> Om de structurele congestie vast te stellen moet een technisch verslag worden opgesteld, overeenkomstig optie drie van artikel 14, lid 7, van de elektriciteitsverordening, door de TSO die verantwoordelijk is voor de levering van de netaansluiting voor het project. De Elektriciteitsverordening

<sup>211</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 10.

<sup>212</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 14.

<sup>213</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 17.

<sup>214</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 19.

specificeert echter niet de (minimum)inhoud van een dergelijk structureel congestierapport. Op basis van de inhoud van eerdere rapporten wordt het echter geacht minstens het volgende te bevatten om de nationale regelgevende instanties (NRI's) in staat te stellen het rapport en de conclusies ervan goed te keuren: (i) de gebruikte methodologie en veronderstellingen, (ii) hoe de verwachte congestie naar verwachting zal verlopen, (iii) hoe de verwachte congestie zich zal gedragen op basis van de evolutie van het (onshore) netwerk en (iv) een eindconclusie.

## E. Aanbevelingen<sup>215</sup>

1. **Beleidsmakers moeten een beslissing nemen over de aanpak om een OBZ op te zetten (korte termijn):** Indien de lidstaten de voorkeur geven aan een marktopzet met een offshore biddingzone, wordt aanbevolen om snel een beslissing te nemen over welke implementatieaanpak moet worden gevolgd. De alternatieve aanpak duurt ongeveer 9-18 maanden en een BZR kan 20-34 maanden duren of zelfs langer in geval van vertragingen. Het is cruciaal voor investeerders om een duidelijk beeld te hebben van de marktstructuur, omdat zij dit nodig hebben om een duidelijke, berekenbare investeringscase te kunnen maken. Bovendien moet er, zoals in paragraaf 1.3.2 van Werkstroom 1 staat, voorafgaand aan de eerste aanbesteding in 2026 duidelijkheid zijn voor marktpartijen, gereguleerde partijen, toezichthouders en overheid.
2. **De Europese Commissie moet een standpunt innemen over de aanpak voor het instellen van een OBZ (lange termijn):** Het kan van cruciaal belang zijn dat de EC een duidelijke verklaring aflegt over de aanpak hoe een OBZ tot stand te brengen om te voorkomen dat de lidstaten allemaal hun eigen aanpak gaan formuleren. Er is een gestandaardiseerde aanpak nodig om de snelgroeiende hoeveelheid offshore-windenergie voor het komende decennium op kostenefficiënte wijze te integreren via hybride projecten (in het kader van een OBZ-marktstructuur). Tijdens een recente NSEC-vergadering heeft de Europese Commissie bevestigd dat artikel 14, lid 7, van de elektriciteitsverordening kan worden gevolgd voor de implementatie van een OBZ. Relevante CCR-lidstaten moeten bij het evaluatieproces worden betrokken.
3. **De belangrijkste aspecten voor OWF-ontwikkelaars met betrekking tot de marktopzet verder identificeren:** Er is verder onderzoek nodig om te bepalen wat een OWF-ontwikkelaar precies nodig heeft voor een duidelijke, berekenbare investeringscase. Is het verstrekken van duidelijkheid over de marktstructuur voldoende, of hebben OWF-ontwikkelaars ook meer informatie nodig over de operabiliteit in hun respectieve CCR, inclusief de methodologieën. Bovendien is het onduidelijk in welke vorm deze informatie moet worden verstrekt, aangezien er een verschil is tussen het verschaffen van duidelijkheid (alleen informatie) en het van kracht laten worden van wijzigingen (bindend).
4. **De transmissiesysteembeheerders moeten proactief zijn bij het verstrekken van informatie over marktveranderingen in biddingzone configuraties en grenzen:** Toekomstige wijzigingen met betrekking tot biddingzones configuraties en grenzen vereisen dat de transmissiesysteembeheerders proactief zijn en de SDAC- en SIDC-commissies op de hoogte brengen en zo vroeg mogelijk wijzigingsverzoeken indienen om de marktkoppelingprojecten de nodige informatie te verschaffen om de projecten in de planning op te nemen, samen met alle andere wijzigingen die de op stapel staan.

Hoewel er geen duidelijke en onbetwistbare voorkeur is voor een gecentraliseerd model boven een gedecentraliseerd model, geven de huidige nadruk op geïntegreerde netwerkplanning en het sterke toezicht door de Europese Commissie en ACER aan dat er behoefte is aan nationale en Europese coördinatie bij netwerkplanning en -ontwikkeling.

---

<sup>215</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 27.

De EU-strategie voor offshore-windenergie stelt dat 60 GW offshore-windcapaciteit in 2030 en 300 GW in 2050 realistisch en haalbaar is in Europese wateren. Om tegen 2050 300 GW te halen, is een ongekende versnelling in de ontwikkeling van offshore-windenergie nodig.<sup>216</sup>

De activa die in een governance model voor de ontwikkeling van offshore windparken worden beschouwd, zijn het offshore windpark zelf, het offshore substation en de offshore fundering, de transmissiekabels en het onshore substation.

Bijkomende complexiteiten kunnen worden vastgesteld bij hub and spoke-projecten, zoals een hub die kan worden gebruikt voor het realiseren van interconnectie capaciteit. Als gevolg daarvan zullen er waarschijnlijk meer dan één transmissiesysteembeheerder bij betrokken zijn. Bovendien introduceert de geïntegreerde aanpak van elektriciteit en waterstof extra activa in het governance model, zoals waterstoftransmissie, energieopslag en elektrolyzers.

Een OWF produceert elektriciteit, die via stroomkabels naar de wal wordt getransporteerd. Vanaf 2030 zal OWF ook offshore power-to-gas (P2G) conversie omvatten, zoals ook beschreven in paragraaf 5.2. Bij offshore power-to-gas wordt waterstof ofwel centraal op een platform of eiland geproduceerd, ofwel decentraal in windturbines. Aangezien dergelijke projecten echter nog niet in bedrijf zijn gesteld, is er nog geen duidelijk governance model voor gedefinieerd. Op dit moment is er dus nog geen duidelijk governance model gedefinieerd voor projecten met offshore *power to gas*. Bovendien kan de toevoeging van offshore waterstofproductie gevolgen hebben voor de manier waarop (elektriciteits)OBZ's worden ontworpen en geëxploiteerd, mede afhankelijk van de exacte mix van wind- en waterstofproductie in een dergelijke zone en de daarmee samenhangende toegang tot de transportinfrastructuur voor zowel elektronen als moleculen. Een verdere beoordeling van het ontwerp en de onderlinge afhankelijkheid tussen elektriciteits- en waterstofmarkten, de interactie van verschillende onshore en offshore biddingzones voor deze energiedragers en de gerelateerde business cases voor zowel marktpartijen als gereguleerde partijen kan nodig zijn.

Terwijl sommige landen de voorkeur geven aan een gecentraliseerd bestuursmodel voor de ontwikkeling van infrastructuur (bijvoorbeeld Duitsland en Nederland), geven andere landen de voorkeur aan gedecentraliseerd (bijvoorbeeld het VK).

## **F. Wijzigingen in de wetgeving<sup>217</sup>**

Zodra een besluit is genomen over de vestiging van een of meer OBZ's, moeten diverse wijzigingen in de bestaande EU- en Nederlandse wetgeving worden opgesteld en goedgekeurd en moet mogelijk nieuwe wetgeving worden ingevoerd. Dit is afhankelijk van de uitkomst van de aanbevolen uitgebreide beoordeling van de risico's en mogelijke mitigerende maatregelen, maar zou het volgende kunnen omvatten:

- Wijziging van de CCR-bepaling.

Als eerste stap moeten de (nieuwe) zonale contouren worden opgenomen in de "bepaling van capaciteitsberekeningsregio's" (CCR-bepaling), overeenkomstig artikel 15 van de CACM-richtsnoeren.<sup>218</sup>

- Beoordeling van de methodologieën voor alle TSO's.

---

<sup>216</sup> Dit werd later op januari 2023 als volgt gewijzigd: De EU-landen hebben overeenstemming bereikt over nieuwe, ambitieuze langetermijndoelstellingen voor de inzet van offshore hernieuwbare energie tot 2050 in elk van de vijf zeebekkens van de EU, met tussentijdse doelstellingen die tegen 2030 en 2040 moeten worden bereikt. De gecombineerde cijfers geven een algemene ambitie van ongeveer 111 GW aan offshore hernieuwbare opwekkingscapaciteit tegen het einde van dit decennium - bijna twee keer zoveel als de doelstelling van ten minste 60 GW die in november 2020 is vastgesteld in de [EU-strategie voor offshore hernieuwbare energie](#). Dit stijgt dan tot ongeveer 317 GW tegen het midden van de eeuw, waarmee het doel van de strategie wordt bereikt. [Lidstaten stemmen in met nieuwe ambitie voor uitbreiding van offshore hernieuwbare energie \(europa.eu\)](#).

<sup>217</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 22.

<sup>218</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 22.

Op basis van de huidige elektriciteitsrichtsnoeren zijn verschillende methodologieën ontwikkeld, waarin de voorwaarden worden beschreven die van toepassing zijn op alle TSO's in de interne elektriciteitsmarkt. Deze methodologieën staan vermeld in:

- artikel 9, lid 6, van de CACM-richtsnoeren;
- artikel 4, lid 6, van de Richtsnoeren inzake Forward Capacity Allocation (FCA-richtsnoeren);
- artikel 5, lid 2, van de Richtsnoer Elektriciteitsbalancering (EBGL);
- artikel 6, lid 2, van de Richtlijn voor het beheer van het elektriciteitstransmissiesysteem (SOGL).

Bovendien moeten deze methodologieën worden goedgekeurd door alle regelgevende instanties via ACER (sinds de inwerkingtreding van de ACER-verordening).<sup>219</sup>

## Tussentijdse conclusie

Om in 2026 en daarna succesvolle aanbestedingen te kunnen organiseren voor projecten die vanaf 2032 moeten worden gerealiseerd, moet zo snel mogelijk een beslissing worden genomen over de vraag of verder moet worden onderzocht wat er vanuit economisch, technisch en operationeel oogpunt nodig is om een OBZ op te richten, teneinde duidelijkheid te verschaffen aan alle actoren in het offshore-energiesysteem. Het is belangrijk dat alle complexiteiten voor verschillende configuraties van energiehubbs en de bijbehorende risico's zo snel mogelijk in kaart worden gebracht. Uit ons interview met vertegenwoordigers van de Nederlandse energiesector blijkt dat er veel interesse is om deel te nemen aan een taskforce om dergelijke complexiteiten, gerelateerde risico's en potentiële mitigatie te identificeren die duidelijkheid zouden verschaffen aan zowel marktpartijen als offshore infrastructuurbeheerders. Deze taskforce zou gecoördineerd kunnen worden door het ministerie van EZK, waarbij ook de Nederlandse toezichthouder ACM betrokken zou kunnen worden. Verder zou overwogen kunnen worden om een dergelijke taskforce te organiseren, bijvoorbeeld afhankelijk van de jurisdicties die bij de energiehub betrokken zouden moeten worden (bijv. EU vs niet-EU) en of deze zich in eerste instantie alleen op elektriciteitshubs zou moeten richten of ook op energiehubbs inclusief waterstofproductie als onderdeel van de OBZ. Uit onze gesprekken met vertegenwoordigers van de sector concluderen we dat een dergelijke taskforce bij voorkeur alle relevante vertegenwoordigers van (toekomstige) actoren in het offshore-energiesysteem moet omvatten en dat de taskforce een duidelijk mandaat moet hebben om de weg voorwaarts te bepalen. Tot slot is een belangrijke overweging de beoogde modulariteit van de uitrol van de offshore-infrastructuur en hoe dat de OBZ zou beïnvloeden, bijvoorbeeld als een elektriciteitshub in een later stadium waterstofproductie zou toevoegen, of wanneer, met het oog op marktwerking, 2 of meer OBZ worden samengevoegd tot een internationaal offshore vermaasd netwerk / waterstoftransportnetwerk.

## 2 REALISATIEAGENDA

### 2.1 Benodigde wet- en regelgeving

Uit de notitie van werkstroom 1 begrijpen wij dat, gezien de doorlooptijden van realisatie van energieproductie op zee en de te realiseren bijbehorende elektrische- en waterstofinfrastructuur, 2032 wordt genoemd als het jaar dat de eerste nieuwe projecten onder een nieuw wet- en regelgevend kader operationeel kunnen zijn. Op basis van deze indicatie zijn wij gaan terugrekenen welke besluiten in de periode voorafgaand aan 2032 zoal genomen moeten worden, welk aanvullend onderzoek er mogelijk gedaan moet worden, welke wet- en regelgeving reeds in ontwikkeling is en wat er nog moet worden ingevoerd aan nieuwe wet- en regelgeving. Hierbij gaan wij uit van een realisatietijd voor getenderde activiteiten (wind, waterstof) van 6 jaar na het toekennen van een tender. Om een project in 2032 operationeel te hebben zal er uiterlijk in het vierde kwartaal van 2026 een tender toegekend dienen te worden. Indien marktpartijen inderdaad 6 tot 12 maanden voorbereidingstijd nodig hebben voor de voorbereiding van een inschrijving, zou de tender dus uiterlijk in het vierde kwartaal van 2025 of in het eerste kwartaal van 2026 uitgeschreven moeten worden. Deze aannames hebben wij gebaseerd op de

---

<sup>219</sup> NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), p. 22.

conclusies uit de voorstudies, gesprekken met de stakeholders en andere werkstromen van het EIPN, alsmede op interviews met een aantal belangenorganisaties uit de Nederlandse energiesector.

## 2.2 Benodigde besluiten over marktordening en marktontwerp

Voor de inrichting van de energie-infrastructuur en energieproductiecapaciteit op de Noordzee zal de volgende realisatieagenda nagestreefd moeten worden:

- a) Op korte termijn zullen keuzes moeten worden gemaakt over hoe tenders voor energieproductie en gerelateerde energie-infrastructuur op zee vormgegeven zullen worden. Op basis van de uitgebreide ervaring die is opgedaan ten aanzien van tenders met wind op zee, kan worden nagedacht of en hoe elektrolyse in deze systematiek meegenomen kan worden. Om het bovengenoemde tijdspad te behalen zal, mede gelet op de realisatietermijn van de verschillende onderdelen van het energiesysteem op, uiterlijk begin 2026 een tender uitgeschreven moeten worden en zal eind 2026 de winnaar van de tender aangekondigd moeten worden. Eind 2025 zal aldus de tendersystematiek en alle daarvoor relevante aspecten en voorwaarden duidelijk moeten zijn voor zowel overheid, marktpartijen, (toekomstige) netbeheerders en de toezichthouder.
- b) Het besluit dat inzake de tendersystematiek genomen moet worden is of deze gelijk moet zijn aan de tendersystematiek voor windenergie op zee conform de Wet Windenergie op Zee.
- c) Indien de keuze wordt gemaakt voor een tendersystematiek conform de Wet Windenergie op Zee zal bepaald moeten worden of dit wordt opgenomen in de Wet Windenergie op Zee of dat bijvoorbeeld een nieuwe Wet Waterstof op Zee voorbereid moeten worden, dan wel dat dit in een volgend concept van de Energiewet wordt opgenomen. Als wenselijk is dat waterstof ook separaat getenderd zal moeten kunnen worden dan is het raadzaam om een separate wet voor te bereiden. Een andere mogelijkheid is dat de benodigde regelgeving wordt opgenomen in de Energiewet.
- d) De regelgeving inzake de tendersystematiek voor waterstofproductie op zee zal onder andere moeten zien op voorwaarden voor aansluiting en transport en schadevergoedingen voor het te laat kunnen aansluiten op het waterstofnet. Ook zal een initieel subsidieschema in verband met waterstofproductie op zee en mogelijk ook voor transport tot stand gebracht moeten worden.
- e) Op basis van het Decarbonisatiepakket moet toegewerkt worden naar de regulering van het waterstofnetwerk op zee. Voor HyNetwork Services (**HNS**) is middels de DAEB van EZK reeds de kaders van regulering uiteengezet voor waterstofnetbeheer op land. Deze wordt op dit moment uitgewerkt. Het voornemen van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat is om voor het landelijk waterstofnetwerk in 2031 (of eerder) wettelijk gereguleerde derdentoegang in werking te hebben. De Minister voor Klimaat en Energie acht het waarschijnlijk dat het Decarbonisatiepakket in 2023 vastgesteld zal worden. Het Decarbonisatiepakket voorziet in regelgevende kaders ten aanzien van de ontwikkeling, aanleg en beheer van waterstofnetwerken op zowel land als zee. Vanaf dat moment dienen binnen 24 maanden de relevante artikelen van de richtlijn in nationale wetgeving te zijn verankerd. Dit betekent dat uiterlijk in 2025/begin 2026 de regulering van het waterstofnetwerk in de Nederlandse wet- en regelgeving zal moeten zijn verankerd. Bovendien moet er in 2026 een wettelijke basis zijn om tijdig een tender uit te kunnen schrijven.
- f) De periode in aanloop naar 2031 moet door marktpartijen gebruikt worden om helderheid te krijgen met betrekking tot rechten, tarifiering en kwaliteitscriteria. In deze periode zal HNS vooruitlopend op de daadwerkelijke aanwijzing als gereguleerd waterstofnetbeheerder op land bij beschikking worden aangewezen als een uitvoerder van een DEAB. Bij deze beschikking worden verschillende voorwaarden gesteld (onder meer ten aanzien van de door HNS te hanteren tarieven, het verlenen van derden-toegang, het proces rondom de aanpassing van het uitrolplan en kwaliteitscriteria voor de via het net te transporteren waterstof en toezicht). Voor het waterstofnet op zee zou eenzelfde route gevolgd kunnen worden.



- g) Ten aanzien van het hergebruik van bestaande gasinfrastructuur zal uiterlijk eind 2024 duidelijkheid moeten bestaan over o.a. de technische en commerciële mogelijkheden voor het gebruik hiervan. Dit vraagt dat op korte termijn (Q1 2024) duidelijkheid ontstaat over de reikwijdte en het mandaat van de HNO, het beheermodel wat toegepast moet worden, de technische en operationele mogelijkheden van hergebruik en de voorwaarden voor gebruik of overname van bestaande gasleidingen (afhankelijk van het gekozen beheermodel). In het verlengde hiervan kan overwogen worden om met de ACM in gesprek te gaan over de toekomstige regulatoire behandeling van hergebruikte leidingen, mede gezien de investeringen die hiervoor gedaan moeten worden door de (toekomstig) waterstofnetbeheerder.
- h) Daarvoor moet in samenspraak met onder andere de ACM als voorziene toekomstige toezichthouder waterstofnetwerk operators, de beoogd waterstofnetbeheerder op zee en de huidige eigenaren van de gasinfrastructuur duidelijkheid moeten worden verkregen over technische, operationele en financiële aspecten van mogelijk hergebruik.
- i) Vervolgens moet parallel de aanpak voor het vaststellen van *offshore bidding zones* nader uitgewerkt worden, ook in internationaal verband. Er moet besloten worden of in de *offshore bidding zones* alleen elektriciteit of ook geproduceerde waterstof verhandeld zal gaan worden. De wettelijke basis voor *offshore bidding zones* moet ook eind 2025 bekend moeten zijn. Rekening houdend met de verwachte doorlooptijd voor de nodige wijzingen in wet- en regelgeving, moet dit proces uiterlijk halverwege 2024 in gang gezet worden en zullen dus de voorbereidende werkzaamheden, al dan niet via de voorgestelde task force, op korte termijn in gang gezet moeten worden.
- j) Daarnaast speelt nog de keuze voor waterstof of in de nieuwe Energiewet alleen netbeheer voor waterstof of ook de productie van waterstof zal worden opgenomen. Voor elektriciteit is het netbeheer opgenomen in de huidige Elektriciteitswet 1998. Dit gaat straks over in de Energiewet. Derhalve ligt het voor de hand dat regels omtrent de marktordening van waterstof en het netbeheer van waterstof ook in de Energiewet opgenomen zullen worden. Daarin zal ook een toezichthouder voor het netbeheer van waterstof aangewezen moeten worden. De regelgeving omtrent waterstofproductie op zee zou dan bijvoorbeeld in een nieuwe wet waterstof op zee of via een toekomstige aanpassing van de Energiewet gereguleerd kunnen worden.
- k) Op basis van de wet- en regelgeving zullen ook de nodige, waar mogelijk gestandaardiseerde, contracten moeten worden opgesteld waarin de verhouding tussen de verschillende actoren in energiesysteem op zee nader wordt vastgelegd, waaronder modellen voor een aansluitovereenkomst (**ATO**) en realisatieovereenkomst (**REA**) die toepasbaar zijn op een energiesysteem met waterstof. Deze laatste zijn voor het waterstofnetwerk op land momenteel in ontwikkeling.
- l) Ten aanzien van elektrische- en energiehubs en bijbehorende energie-infrastructuur dient een duidelijke wettelijke basis te worden gecreëerd voor de aanleg, het beheer, de financiering en het toezicht. Regie vanuit het Rijk is hierbij belangrijk, waarbij op basis van het Decarbonisatiepakket een ontwikkelkader voor het waterstofnet op zee kan worden vastgesteld, waarbij systeemintegratie en coördinatie met de overige netbeheerders op zee en op land en belangrijk aandachtspunt is. Hierbij kan verder gedacht worden aan het opstellen van een routekaart voor elektrische hubs, waarin de verantwoordelijkheid voor de aanleg van elektrische hubs wordt toegewezen aan de netbeheerder op zee met inachtneming van de uitzonderingsgronden op basis van de Elektriciteitsrichtlijn.
- m) Huidige wet- en regelgeving dient verder te worden aangepast om waterstofopslag op zee in de toekomst mogelijk te maken en te bepalen welke partijen dit kunnen ontwikkelen en onder welke voorwaarden zij dat kunnen doen. Daarbij dient de wijze van ruimtelijke sturing nader te worden uitgewerkt, het is nodig dat het Rijk hier sturend in kan optreden omdat de benodigde ruimte voor waterstofopslag op gespannen voet kan staan met de benodigde ruimte voor windenergie en mogelijk ook met andere belangen. Dit komt verder aan bod in lopende programma's buiten het

EIPN. De activiteiten kunnen worden uitgevoerd door marktpartijen, maar hierbij dient rekening te worden gehouden met mogelijk marktfalen waardoor mogelijk extra maatregelen nodig zijn, zoals bijvoorbeeld subsidie. In de wijziging van wet- en regelgeving kan worden meegenomen welke partijen op welke termijn en onder welke voorwaarden tot ontwikkeling kunnen overgaan.

In aanvulling op het voorgaande zal bovendien tijdig gestart moeten worden met het opstellen van de benodigde wet- en regelgeving in het ruimtelijk en ecologisch domein. De keuzes die gemaakt zullen moeten worden met betrekking tot de specifieke inrichting van productie van waterstof op zee en het ontwikkelen van energiehubs zullen bepalend zijn voor de wetgevingsvraag die uit deze keuzes volgt.

### **2.2.1 Analyse van het bestaande wettelijke kader (o.a. wettelijke taken TSO voor net op zee en interconnectie)**

*Zie hoofdstuk 5 en tabel 3.*

### **2.2.2 Identificeren van aanvullend instrumentarium, waaronder voor opdrachtverlening aan TSO en HNO**

*Zie tabel 3.*

## **2.3 Benodigde besluiten over marktordening en marktontwerp e.d. energie infrastructuur Noordzee**

In het onderstaande overzicht hebben we op basis van de werkzaamheden en discussies in werkstroom 4 de verschillende acties en waar nodig nader onderzoek door het Ministerie of derden geïdentificeerd om te komen tot een marktordening die bijdraagt aan de te realiseren doelen ten aanzien van de energie-infrastructuur op zee en gerelateerde productie- en opslagactiviteiten. De realisatieagenda dient als input voor de bredere actieagenda die door Deloitte wordt opgesteld en mede afhankelijk is van de input uit de andere werkstromen die adviseren over het vormgeven van het EIPN. Hierbij is ook, voor zover mogelijk, de timing aangegeven van wanneer geïdentificeerde acties dienen te zijn afgerond om de timing zoals omschreven in paragraaf 6.1 te halen.

In het definitieve, geïntegreerde advies van alle werkstromen zullen tevens nog de onderlinge afhankelijkheden en volgtijdelijkheid van de acties worden beschreven. Hierin ook de samenloop met andere bestaande programma's en onderzoeken ten aanzien van het toekomstige energiesysteem op aan bod komen, waaronder VAWOZ en PAWOZ.

## HOOFDSTUK 6: REALISATIEAGENDA

Paragraaf	Beschrijving	Acties	Status juridisch kader	Deadline
5.1	Aanwijzing HNO op zee	Beleidsbeslissing tot aanwijzing Gasunie of andere partij als HNO op zee	Het DAEB-besluit voor HNO op land is in ontwikkeling, en biedt naar verwachting aanknopingspunten voor DAEB-besluit voor HNO op zee. De aanwijzing voor HNO op land is in 2025 voorzien.	Q1 2024
		DAEB-besluit strekkende tot aanwijzing van Gasunie of andere partij als HNO op zee en subsidiebeschikking voor Gasunie ter dekking van de kosten en volloopriscio		Q4 2024
		Inwerkingtreding Decarbonisatiepakket	In ontwikkeling op Unierechtelijk niveau.	[2023]
		Implementatie Decarbonisatiepakket in nationaal wettelijk en regelgevend kader en wettelijke verankering HNO op zee	Op te nemen in Energiewet en mogelijk in nieuwe Wet Waterstof op Zee.	[Q4 2025]
		Vaststellen ontwikkelkader uitrol waterstofnet op zee		Q4 2024
		Aanwijzing toezichthouder voor HNO (na certificering van de HNO)	Door de Minister voor Klimaat en Energie op te nemen bepaling in de Energiewet.	[2025]
		Verplicht gereguleerd netbeheer: <ul style="list-style-type: none"> <li>Keuze netbeheermodel en systematiek planning uitrol waterstofnet op zee via een door de overheid (uiterlijk eind 2025) vastgesteld ontwikkelkader en investeringsplannen, al dan niet met goedkeuringsrecht ACM waarvoor wetgeving nog in ontwikkeling is (art. 51 Decarbonisatierichtlijn).</li> </ul>	Uiterste datum moet volgen uit de finale versie van het Decarbonisatiepakket.	2031 (of 2036)

<b>5.2</b>	<b>Ontwikkeling energiehubs</b>	Nader onderzoek naar: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. de verschillen tussen het waterstofsysteem op land en op zee en de dynamiek tussen beide waterstofsysteem</li> <li>2. de maatschappelijke optimale inzet van assets</li> <li>3. de haalbaarheid van business cases en sturing door de overheid zoals overgangsregelingen en/of steun (zoals subsidie voor OWFs in OBZ) voor hybride projecten</li> <li>4. De betaalbaarheid van het offshore elektriciteitsnetwerk en waterstofnetwet en invulling daarvan met tarieven voor offshore load en/of cost-sharing met andere landen.</li> <li>5. coördinatievraagstukken tussen assets binnen een energiehub</li> <li>6. de mogelijkheden en consequenties op onder andere OBZ van modulariteit in aanleg energiehubs</li> <li>7. de inpassing van interconnectie en elektrische hub in het juridische kader van het net op land en net op zee en de rol van de landelijke netbeheerder</li> <li>8. de inpassing van waterstofproductie en -transport in het huidige juridische kader</li> <li>9. de toepasbaarheid van compensatieregime (zoals op dit moment beschreven in Besluit Schadevergoeding) voor elektrische en energie hubs.</li> <li>10. de tariefsystematiek voor alternatieve klantaansluitingen op zee ten behoeve van innovatieve technologieën</li> </ol>	Gedeeltelijk op te nemen in de Energiewet voor eerste hybride project LionLink dat gereed is in 2031	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. [2024]</li> <li>2. [2024]</li> <li>3. [2024]</li> <li>4. [2024]</li> <li>5. [2024]</li> <li>6. [2024]</li> <li>7. 2024</li> <li>8. 2024</li> <li>9. 2025</li> <li>10. [ntb]</li> </ol>
		Mogelijkheid bieden tot participatie van marktpartijen (waaronder financiers) bij de besluitvorming over de verdeling van elektriciteit- en waterstofproductie en een afwegingskader ten aanzien van systeemplanning ende mate van flexibiliteit ten aanzien van nadere optimalisatie tijdens de realisatieperiode na toekennen tender.	Vormgeven betrokkenheid marktpartijen	[Q2 2025]
		Besluitvorming over de keuze voor de technische configuratie, constructievorm van een energiehub en de verbinding naar het vasteland en de impact op de haalbaarheid vanuit een markt en regelgevingsperspectief	Beslissingsschema vanuit technisch perspectief is opgesteld in werkstroom 3 van het EIPN.	[2025]
		Besluitvorming over de technische en operationele inrichting en governance van, marktordening ten aanzien van energiehubs:	In werkstroom 3 van het EIPN is gekeken in hoeverre	1. [2025]

		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. de verdeling en begrenzing van eigendom</li> <li>2. de fundering en kostenverdeling van de infrastructuur</li> <li>3. de verantwoordelijkheid voor de systeemplanning (eventueel op Unierechtelijk niveau)</li> <li>4. een juridisch kader voor elektrische hubs (zie ook paragraaf 5.3)</li> <li>5. de financiering, tariefsystematiek en kostendekking (eventueel op Unierechtelijk niveau)</li> <li>6. de fasering van de aanleg van het (waterstof)net op zee (modulariteit) (eventueel op Unierechtelijk niveau)</li> <li>7. de mate van integratie met (bestaande) wind op zee en in hoeverre bestaande parken in OBZ vallen</li> <li>8. de ruimtelijke ordening voor de realisatie van extra energiehub</li> <li>9. de verdeling van elektriciteit- en waterstofproductie, mede met het oog op de waterstofbehoefte van de markt en industrie in Nederland en Noordwest-Europa</li> <li>10. de vaststelling van een afwegingskader met criteria om uitvoeringsrisico's, kosten en het maatschappelijk optimaal ontwerp in acht te nemen ten aanzien van de systeemplanning</li> </ol>	<p>besluiten door de Nederlandse overheid genomen moeten worden en in hoeverre de TSO's hierbij kunnen adviseren.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>2. [2025]</li> <li>3. [2025]</li> <li>4. 2025</li> <li>5. [2025]</li> <li>6. [2025]</li> <li>7. [2025]</li> <li>8. [2025]</li> <li>9. [2025]</li> <li>10. [2025]</li> </ol>
		Realisatie eerste energiehub	N/A	vanaf 2030
<b>5.2.1</b>	<b>Waterstofproductie op zee</b>	<p>Nader onderzoek naar:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. een kostenbatenanalyse voor dedicated elektrolyse</li> <li>2. <i>lessons learned</i> uit de demonstratieprojecten</li> <li>3. de vaststelling van de elektriciteitsprijs (indien een derde partij elektriciteit inkoopt bij de windparkontwikkelaar) en de impact op marktefficiëntie</li> <li>4. eventuele herziening van het beleidskader congestiemanagement (indien elektrolyse wordt toegepast om structurele congestie te vermijden)</li> </ol>	<p>De twee demonstratieprojecten zijn naar verwachting in 2027 en 2031 gereed.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. [nader te bepalen (n.t.b.)]</li> <li>2. [n.t.b.]</li> <li>3. [n.t.b.]</li> <li>4. [n.t.b.]</li> </ol>
		Betrekken marktpartijen en belanghebbenden (bijvoorbeeld door middel van een marktconsultatie)		[n.t.b.]

		<p>Besluitvorming over:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. wettelijk kader ten aanzien van de verantwoordelijkheid, mogelijke subsidieringen, impact op marktefficiëntie en regeling verdragingschade waterstofproductie op zee (cf. voorbeeld windenergie op zee)</li> <li>2. de keuze tussen geïntegreerde en/of gecentraliseerde elektrolyse</li> <li>3. de verantwoordelijkheid voor compressie</li> <li>4. de aanwijzing van locaties voor waterstofproductie op zee</li> <li>5. de te produceren volumes waterstof op zee en afstemming met vraag</li> <li>6. de aanpassing juridische kaders voor wind op zee en waterstoftransport op zee</li> <li>7. de keuze voor dedicated elektrolyse of elektrolyse met systeemintegratie</li> </ol>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. [n.t.b.]</li> <li>2. [n.t.b.]</li> <li>3. [n.t.b.]</li> <li>4. [n.t.b.]</li> <li>5. [n.t.b.]</li> <li>6. [n.t.b.]</li> <li>7. [n.t.b.]</li> </ol>
		Aanpassing van het huidig wettelijk en regelgevend kader		[n.t.b.]
		Eventuele herziening beleidskader congestiemanagement (indien elektrolyse op land wordt toegepast om structurele congestie te vermijden).		[n.t.b.]
		Eventuele regulering van de elektrolyse-activiteit op Unierechtelijk niveau (indien elektrolyse wordt aangeboden door als een service door een derde partij)		[n.t.b.]
<b>5.2.2</b>	<b>Waterstoftransport op zee</b>	<p>Nader onderzoek naar:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. de technische haalbaarheid en beschikbaarheid van hergebruik bestaande gasleidingen</li> <li>2. de waarderingsmethodiek van bestaande gasleidingen in geval van hergebruik</li> <li>3. nadere vormgeving benodigde contracten tussen verschillende actoren die actief zullen zijn in het energiesysteem op zee, waaronder modellen voor de ATO en REA voor waterstoftransport op zee</li> </ol>	De technische haalbaarheid wordt momenteel onderzocht in het kader van werkstroom 2.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Q4 2024</li> <li>2. Q4 2023</li> <li>3. [2024]</li> <li>4. [n.t.b.]</li> </ol>

		4. de wijze van oplevering van de informatie voor de MER inzake hergebruikscenario's		
		Betrekken marktpartijen en belanghebbenden (bijvoorbeeld door middel van een marktconsultatie)		[Q1 2024]
		Besluitvorming over: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. netbeheermodel en commerciële voorwaarden waterstoftransport via bestaande infrastructuur</li> <li>2. bandbreedte van het transport (de te transporteren volumes), zowel vanuit binnenlandse productie als voor import</li> <li>3. aanwijzing van locaties en tracés voor waterstoftransport (in geval van nieuwbouw) en aanwijzing van gasleidingen voor waterstoftransport (in geval van hergebruik), mede op basis van VAWOZ / PAWOZ</li> <li>4. de coördinatie tussen de netbeheerders voor waterstof en elektriciteit</li> <li>5. de rolverdeling tussen de betrokken entiteiten (met name bij hergebruik)</li> </ol>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Q1 2024</li> <li>2. Q4 2024</li> <li>3. Q4 2024</li> <li>4. Q4 2024</li> <li>5. [n.t.b.]</li> </ol>
		Realisatie waterstofinfrastructuur door HNO	N/A	[2031]
		Operationeel waterstofnetwerk TNW		[2031]
<b>5.2.3</b>	<b>Waterstofopslag op zee</b>	Nader onderzoek naar: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. de specifieke geschiktheid en realiseerbare capaciteit van wateropslag in zoutcavernes op zee</li> <li>2. de technische haalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden op zee</li> <li>3. de mogelijke functies van waterstofopslag binnen een energiehub ten behoeve van efficiënt gebruik van de infrastructuur</li> <li>4. de wenselijkheid van de aanleg van strategische waterstofvoorraad op zee</li> </ol>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. [n.t.b.]</li> <li>2. [n.t.b.]</li> <li>3. [n.t.b.]</li> <li>4. [n.t.b.]</li> </ol>
		Betrekken marktpartijen en belanghebbenden (bijvoorbeeld door middel van een marktconsultatie)		[n.t.b.]
		Nadere uitwerking wet- en regelgevend kader voor waterstofopslag op zee		



		Gereedmaken zoutcavernes (door middel van logen) en/of gasvelden op zee		10-15 jaar voor logen
		Vergunningverlening en goedkeuring winnings- en opslagplannen		[n.t.b.]
		Aanleg infrastructuur (eventueel ook voor pekellozing)		[n.t.b.]
		Wijziging van het toepasselijke juridisch kader		[n.t.b.]
		Ingebruikname waterstofopslagfaciliteiten op zee		[2040 – 2050]
5.2.4	Tenderprocedure	Nader onderzoek naar: <ul style="list-style-type: none"> <li>1. de vraag of de onshore tendermodellen (zie blz.35-36) (als basis) gebruikt kunnen worden voor elektrolyse op zee en de (herziene) kaders van de Europese elektriciteitsmarkt in dit verband.</li> <li>2. de mate van flexibiliteit en vrijheid van marktpartijen binnen de te tenderen activiteiten ter optimalisatie</li> <li>3. de consequenties van het instellen van offshore bidding zones op de te tenderen activiteiten</li> <li>4. met welk systeem (dedicated elektrolyse en/of elektrolyse met systeemintegratie) op welke termijn tegen de minste kosten het meeste resultaat behaald kan worden</li> </ul>	N/A	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. [2024]</li> <li>2. [2024]</li> <li>3. [2024]</li> <li>4. [n.t.b.]</li> </ul>
		Besluitvorming over: <ul style="list-style-type: none"> <li>1. De te tenderen activiteit (mede afhankelijk van technische configuratie)</li> <li>2. de aanlanding van elektronen en/of moleculen (afhankelijk van configuratie)</li> <li>3. het te hanteren tariefmodel voor offshore elektrische klantaansluiting</li> <li>4. het te hanteren tendermodel (eventuele aansluiting bij het huidige model uit de WWOZ)</li> <li>5. de mate van coördinatie met wind op zee</li> </ul>	N/A	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. [2024]</li> <li>2. [2024]</li> <li>3. [2024]</li> <li>4. [2024]</li> <li>5. [n.t.b.]</li> </ul>
		Vorbereiding wettelijk en regelgevend kader en betrekken marktpartijen en belanghebbenden (o.a. tenderregeling, kavelbesluit, MER, publiekrechtelijke besluiten, aansluitvoorwaarden TenneT en eventuele leerpunten uit de demonstratieprojecten)	N/A	[2025]

		Inwerkingtreding nieuw wettelijk en regelgevend kader	Afhankelijk van het te hanteren tendermodel en publicatiedatum van tender materiaal (bijv. in de WWOZ, Energiewet of een nieuwe wet).	Q4 2025 of Q1 2026
		Uitschrijven tenderprocedure	N/A	Q1 2026
		Bekendmaking winnaar tender	N/A	Q4 2026
		Operationele fase	N/A	2032
5.3	Interconnectie	Nader onderzoek naar: <ul style="list-style-type: none"> <li>1. ontwikkeling routekaart elektrische hubs incl. een indicatie met welke landen het een positief effect heeft om een hub met een interconnectie naar dat land te verbinden</li> <li>2. wettelijke basis voor de ontwikkeling van elektrische hubs</li> <li>3. de kostenallocatie (mede met het oog op het exporteren van waterstof en/of elektriciteit)</li> <li>4. cost sharing voor energiehubs</li> <li>5. cost sharing voor meshed offshore grid op Unierechtelijk niveau</li> <li>6. anticiperende investeringen TSO en HNO</li> </ul>	Ten-E Regulation	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. [n.t.b.]</li> <li>2. 2025</li> <li>3. [n.t.b.]</li> <li>4. [n.t.b.]</li> <li>5. [n.t.b.]</li> <li>6. [n.t.b.]</li> </ul>
		Betrekken marktpartijen en belanghebbenden (bijvoorbeeld door middel van een marktconsultatie)		[n.t.b.]
		Besluitvorming over: <ul style="list-style-type: none"> <li>1. de eigendom van interconnectoren E en H2 op basis van het definitieve decarbonatiepakket</li> <li>2. de wettelijke basis voor ontwikkeling elektrische hubs, inclusief toezicht ACM en besluit ten aanzien van ontwikkelkadersystematiek</li> <li>3. de wettelijke basis voor ontwikkeling energiehubs, inclusief toezicht ACM en besluit ten aanzien van ontwikkelkadersystematiek</li> <li>4. de vormgeving van het internationale (waterstof)net op zee op basis van een visie of routekaart voor elektrische en waterstof interconnectoren</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>1. [n.t.b.]</li> <li>2. [n.t.b.]</li> <li>3. [n.t.b.]</li> <li>4. [n.t.b.]</li> </ul>

		Invoeren en waar nodig aanpassing ontwikkelkader(s) waterstofproductie en transport op zee en wind op zee voor elk nieuw type infrastructuur, afhankelijk van de gekozen configuratie van de verschillende soorten hubs.		[n.t.b.]
		Implementatie en nadere uitwerking Unierechtelijke regelgeving in nationaal wettelijk en regelgevend kader		Uiterlijk voor OWF tender informatie publicatie datum LionLink
		Aanwijzing wettelijke taken in Energiewet, inclusief toezicht (vanwege kostenvergoeding)		[n.t.b.]
		Concrete projecten in ontwikkelkader voor elektrische en waterstof infrastructuur		[n.t.b.]
<b>5.3.1</b>	<b>Inrichting OBZ</b>	<p>Nader onderzoek naar:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. wenselijkheid en vormgeving task force met (toekomstige) netbeheerders, marktpartijen en toezichthouder voor risico-identificatie en –mitigatie, vaststellen mandaat ten aanzien van offshore bidding zones.</li> <li>2. de interactie tussen waterstof en elektriciteit</li> <li>3. impact modulariteit uitbouw offshore infrastructuur op de marktpartij en TSO</li> <li>4. inrichting OBZ op basis van configuratie energiehub en betrokken (niet-) EU lidstaten</li> <li>5. aansluiting van vraag en aanbod</li> <li>6. inbouw van garanties om negatieve gevolgen teniet te doen</li> <li>7. de wijze waarop omgegaan kan worden met onvoldoende aansluitcapaciteit in het transmissiesysteem (congestie)</li> <li>8. de te hanteren nettarieven en overige kostendeling van investeringen in het net</li> <li>9. mogelijk benodigde instrumenten mitigatie (financiële) risico's en proces tot besluitvorming</li> <li>10. de impact van explicit market coupling</li> </ol>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Q4 2023</li> <li>2. [2024]</li> <li>3. Q4 2023</li> <li>4. Q4 2023</li> <li>5. Q4 2023</li> <li>6. Q4 2023</li> <li>7. Q4 2023</li> </ol>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>11. de tenderstructuur voor windparken op zee in een OBZ</li> <li>12. Verdere uitwerking van balancerings- en operationele verantwoordelijkheden en mogelijkheden voor marktpartijen en TSO</li> <li>13. de benodigde aanpassingen in codes. Dit dient vooral voor publicatie van de OWF-tender materiaal gebeurd te zijn</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>8. Q4 2023</li> <li>9. Q4 2024</li> <li>10. Q4 2023</li> <li>11. Q4 2024</li> <li>12. Q4 2023</li> <li>13. Q4 2025</li> </ul>
		Besluitvorming over: <ul style="list-style-type: none"> <li>1. de wenselijkheid instellen OBZ</li> <li>2. de afbakening OBZ</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>1. Q4 2023</li> <li>2. Q4 2023</li> </ul>
		Besluit tot instelling OBZ door ACM en EZK		Q1/Q2 2024
		Aanpassing huidig wettelijk en regelgevend kader op nationaal en Unierechtelijk niveau (zie tevens de lijst op blz. 44)		2025 (indien onderdeel tender)

## Annex 1

### Werkwijze

Deze notitie is tot stand gekomen op basis van de voorstudies zoals weergegeven in Annex 2. Daarnaast is input voor de notitie geleverd door stakeholders die betrokken zijn in de werkstroom die ten grondslag ligt aan deze notitie. De betrokken stakeholders betreffen het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Energie Beheer Nederland, TenneT en Gasunie.

## Annex 2

### Hoofdstuk 5: Marktordening

#### Voorstudies

- Kamerbrief van 30 juni 2021 over ontwikkeling transportnet voor waterstof, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 756, met bijlage Eindrapport voor het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat inzake HyWay 27, 27 juni 2021. *Paragraaf 5.1, 5.2.1.*
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Samenvatting openbare consultatie marktordening waterstof, 23 maart 2022. *Paragraaf 5.1, 5.2.2.*
- NSWPH, Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1), 2022. *Paragraaf 5.1, 5.2, 5.2.1, 5.3.*
- Kamerbrief van 2 december 2022 over de voortgang van het waterstofbeleid, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1143. *Paragraaf 5.1.*
- Kamerbrief van 29 juni 2022 over de voortgang van het waterstofbeleid, *Kamerstukken II 2021/22*, 32 813, nr. 1060. *Paragraaf 5.1.*
- North Sea Energy, Legal Challenges for Offshore System Integration in Energy Hubs, 2022. *Paragraaf 5.2, 5.3.*
- Memorandum of Understanding between the Ministry Of Climate, Energy And Utilities of the Kingdom of Denmark and the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy of The Netherlands on cooperation in the energy transition, 19 June 2022. *Paragraaf 5.2, 5.2.4, 5.3.*
- Esbjerg Declaration on the North Sea as a Green Power Plant of Europe, 18 May 2022. *Paragraaf 5.2, 5.3.*
- Expert Paper, the Esbjerg Cooperation: Transforming the North Sea into Europe's green power plant, 2023. *Paragraaf 5.2, 5.3.*
- NSWPH, Economic and Financial Framework for Electrical infrastructure (Discussion paper #1), October 2022. *Paragraaf 5.2, 5.2.2.*
- ENTSO's Position on Offshore Development – Support Options for Renewable Generation, 2 November 2021. *Paragraaf 5.2.*
- ENTSO's Position on Offshore Development – Roles and Responsibilities, November 2022. *Paragraaf 5.2, 5.2.2, 5.2.3, 5.2.4.*
- ACER CEER, Reflection on the offshore renewable energy strategy, 11 April 2022. *Paragraaf 5.2.*
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, Ontwerp-Programma Energiehoofdstructuur (concept), juli 2023. *Paragraaf 5.2, 5.2.3, 5.3.*
- TenneT en GasUnie, Energiehub NL, Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee, februari 2023. *Paragraaf 5.2, 5.2.1, 5.3.1.*
- Ostend Declaration of Energy Ministers on the North Sees as Europe's Green Power Plan, 24 April 2023. *Paragraaf 5.2, 5.3.*
- Ecorys Waterstoftransport – verkenning marktordeningsalternatieven (eindrapport), 31 mei 2018. *Paragraaf 5.2.2.*
- Guidehouse en Berenschot, Eindrapportage Systeemintegratie wind op zee 2030-2040, 21 december 2021. *Paragraaf 5.2.3.*
- ENTSO's Position on Offshore Development – System Operation and Governance, 2 July 2021. *Paragraaf 5.2.3, 5.3, 5.3.1.*
- Eindrapportage Gecombineerde Tenders Windenergie Op Zee & Waterstofproductie, Guidehouse, 30 september 2020. *Paragraaf 5.2.4.*
- The North Sea Summit, Offshore renewable industry declaration, 24 April 2023. *Paragraaf 5.2.4.*
- Policy Options for Offshore Wind 2040, Guidehouse, 1 September 2022. *Paragraaf 5.2.4.*

- Frontier and Guidehouse Assistance to the impact assessment for designing a regulatory framework hydrogen (commissioned by DG ENER) (final report), November 2021. *Paragraaf 5.3.*
- Ostend Declaration of Transmission System Operators on the harmonious development of the North Sea Energy Resources, 2023. *Paragraaf 5.3.*
- C. Nieuwenhout, Regulating Offshore Electricity Infrastructure in the North Sea (PhD thesis 2020). *Paragraaf 5.3.*
- North Sea Energy, Quick-scan Policy Analysis Offshore System Integration Options North Sea countries, 2022. *Paragraaf 5.3.*
- ACER Position Paper on the Key Regulatory Requirements to Achieve Gas Decarbonisation, 20 December 2021. *Paragraaf 5.3.*
- North Sea Energy 3, Regulatory Framework: Legal Challenges and Incentives for Developing Hydrogen Offshore (final report), 15 June 2020. *Paragraaf 5.3.*
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Nationaal plan energiesysteem (concept), 3 juli 2023. *Paragraaf 5.3.*
- NSWPH, A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3), May 2022. *Paragraaf 5.3.1.*
- ENTSO's Position on Offshore Development – Market and regulatory issues, 15 October 2022. *Paragraaf 5.3.1.*
- NSWPH, Commercial Framework offshore bidding zone (Discussion paper #4), May 2023. *Paragraaf 5.3.1.*



Annex 3

HOOFDSTUK 5: MARKTORDENING		
Paragraaf	Onbeantwoorde vragen	Nader onderzoek
<p>5.1</p> <p><b>Systeembeheer door HNO bij waterstoftransport op zee en door TSO ten aanzien van elektrische infrastructuur op zee</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Scope van de taak van het waterstoftransport;</li> <li>• Risicoverdeling, operationele aansturing en afstemming tussen windpark- en elektrolyse-ontwikkelaars;</li> <li>• Aanleg van hybride verbindingen;</li> <li>• Risicoverdeling en kosten verdeling tussen netbeheerder en windontwikkelaar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vergelijking met de huidige situatie van regulering van waterstof op land, elektriciteit op zee op nationaal en Unierechtelijk niveau (zie ook par. 5.2);</li> <li>• Planning en bekostiging van de uitrol van het waterstofnet op zee en investeringen voor de introductie van een wettelijke taak.</li> <li>• Coördinatie van planning, ontwikkeling en beheer van het net op zee (in afwachting van memorandum van de advocaat van EZK)</li> </ul>
<p>5.2</p> <p><b>Marktordening energiehub</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verantwoordelijkheid voor de verdeling van productie van elektriciteit en waterstof op zee;</li> <li>• Flexibiliteit voor marktpartijen na het winnen van een tender (zie ook par. 5.2.4);</li> <li>• Leemtes in het huidige wettelijk en regelgevend kader voor de introductie van nieuwe technologieën zoals zon op zee;</li> <li>• Mogelijkheid voor uitgifte van kavels voor energieproductie;</li> <li>• Vaststellen hoeveel elektriciteit en hoeveel waterstof er in een windenergiegebied of energiehub gemaakt wordt en hoe dit vastgelegd of ingekaderd moet worden.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Begrenzing van en overheidsdeelneming aan de eigendom van assets binnen een energiehub;</li> <li>• Vergelijking met de huidige situatie van regulering van waterstof op land, elektriciteit op zee op nationaal en Unierechtelijk niveau (zie ook par. 5.1);</li> <li>• <i>Lessons learned</i> van bestaande projecten;</li> <li>• Rolverdeling bij compressie- en productietaak (elektrolyse);</li> <li>• In hoeverre is het huidig kabinetsbeleid in de Energiewet verwerkt?</li> </ul>

<p><b>5.2.1</b> <b>Waterstofproductie op zee: rolverdeling tussen HNO en marktpartijen</b></p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• De keuzes voor configuratie van het netwerk zal de rolverdeling van HNO bepalen.</li> </ul>
<p><b>5.2.2</b> <b>Ontwikkeling elektrisch en waterstofnetwerk: rolverdeling en coördinatie tussen TSO en HNO</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coördinatie via investeringsplannen;</li> <li>• Mogelijkheden sturing ontwikkeling energiehubs en benodigde infrastructuur.</li> </ul>	
<p><b>5.2.3</b> <b>Verdeling transport over het elektrische- en waterstofnet op zee</b></p>		
<p><b>5.2.4</b> <b>Tendersystematiek</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vrijheden van marktpartijen binnen de te tenderen activiteit in kaart brengen;</li> <li>• Borgen van risicobeheersing ten aanzien van afzet en supply chain;</li> <li>• Tendersystematiek in relatie tot modulariteit en gefaseerde uitrol.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Lessons learned</i> van bestaande projecten;</li> <li>• Noodzaak voor elektrische aansluiting bij verschillende soorten elektrolyse;</li> <li>• Toepassing tendermodellen bij elektrolyse op zee.</li> <li>• Risico's afdekken marktpartijen?</li> <li>• Stimuleren offshore elektrolyse middels subsidie?</li> </ul>
<p><b>5.3</b> <b>Internationaal</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Internationale coördinatie van balancering van de elektrische infrastructuur op zee;</li> <li>• Internationaal handelsplatform voor verhandeling moleculen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unierechtelijk regelgevend kader voor TSO;</li> <li>• Regelgevend kader voor (waterstof)interconnectoren;</li> <li>• Coördinatie van subsidie- en vergunningsprocedures middels een platform;</li> <li>• Rol van en overwegingen over een onafhankelijke waterstofnetbeheerder en internationale (waterstof)netbeheerder.</li> </ul>

<p><b>5.3.1</b> <b>Vormgeving offshore biedzones in relatie tot energiehubs</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Balanceringsverantwoordelijkheden en -mogelijkheden voor OWF en TSO in een OBZ;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wenselijkheid van OBZ en voordelen ten opzichte van HM;</li> <li>• Inrichting van de markt voor OBZ voor ontwikkelaars voor windenergie op zee.</li> </ul>
<p><b>Economische input</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Cross border allocation costs</i></li> <li>• Wie bepaalt de tariefssystematiek voor de infrastructuur op de Noordzee?</li> <li>• Wat is de gewenste kostenverdeling tussen waterstof en elektriciteit aangeslotenen op zee en de respectievelijk netbeheerder?</li> <li>• Welke risico's (volume, prijs, regelgeving, interactie prijs/volume etc.) moeten gedragen worden door de OWF en welke door andere stakeholders zoals de overheid of TSO?</li> </ul>	