

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
via www.internetconsultatie.nl/marktordeningwaterstof

Ons kenmerk 2.022.023
Behandeld door Rick van Staveren
E-mail rvanstaveren@energie-nederland.nl
Datum 14 maart 2022
Onderwerp Reactie Energie-Nederland op de internetconsultatie Marktordening Waterstof

Geachte mijnheer, mevrouw,

Energie-Nederland geeft via deze internetconsultatie graag haar reactie op de vragen gesteld aangaande de marktordening van de waterstofmarkt.

Inhoudsopgave

1. Productie/elektrolyse.....	2
2. Ontwikkeling en beheer van waterstoftransportnetten	4
3. Netwerkontwikkeling.....	7
4. Ondergrondse opslag van waterstof.....	10
5. Terminals voor de import van waterstof	12
6. Waterstofkwaliteit	13
7. Waterstofbijmenging in bestaande gasnet.....	15
8. Marktordening op zee.....	16

1. Productie/elektrolyse

1.1 Zijn er omstandigheden waaronder u het wenselijk acht dat netwerkbedrijven of netbeheerders in de toekomst een rol hebben bij de ontwikkeling van elektrolyseinstallaties? Zo ja, onder welke voorwaarden? Zie in dit kader ook: ACM, 'Leidraad netwerkbedrijven en alternatieve energiedragers'.

De Gaswet heeft aan (landelijke en regionale) netbeheerders diverse transport(gerelateerde) wettelijke taken toegekend. Een goede uitvoering van deze taken is van groot belang om de marktwerking en leveringszekerheid in stand te houden. Daarnaast verbiedt de gaswet netwerkbedrijven en netbeheerders om (deels) eigenaar te zijn van een onderneming die gas produceert, verhandelt of levert. Hoewel in de gaswet gas is gedefinieerd als aardgas, zien wij geen reden om bij het transport van waterstofgas een andere richtlijn te hanteren. Vanuit dit standpunt bezien is er geen omstandigheid te bedenken dat een netbeheerder in de toekomst een rol kan vervullen bij de ontwikkeling of beheer en exploitatie van elektrolyse installaties.

Daarnaast is in de Europese regels omtrent marktordening elektriciteit en gas is gekozen voor ontvlechting van transport en productie omdat activiteiten rondom productie en levering onderhevig zijn aan concurrentie. Volgens Energie-Nederland moet datzelfde gelden voor activiteiten rondom waterstof.

De ACM heeft in september 2021 een nieuwe versie van de leidraad gepresenteerd over 'netwerkbedrijven en alternatieve energiedragers'. Daarin wordt allereerst verduidelijkt dat de omzetting van gas of elektriciteit naar een alternatieve energiedrager of andersom wordt gezien als een vorm van productie. Op basis daarvan legt de ACM uit wat de toegestane activiteiten zijn onder het huidige wettelijk kader en dat productie, handel en levering van alternatieve energiedragers door netwerkbedrijven niet is toegestaan. Behalve als de activiteit onlosmakelijk is verbonden met de infrastructuur of de activiteit via een minderheidsdeelneming of joint-venture wordt verricht. Energie-Nederland heeft eerder gepleit voor een scherpe afbakening van de rol van het netwerkbedrijf en vindt dat er geen rol is voor netwerkbedrijven in productieactiviteiten. Enkel als de markt een activiteit niet kan of wil oppakken zou er gekeken kunnen worden naar de rol van netwerkbedrijven. Indien marktpartijen de taak niet kunnen oppakken omdat een goed reguleringkader ontbreekt zal eerst gekeken moeten worden hoe productieactiviteiten kunnen worden gefaciliteerd voordat een netwerkbedrijf kan instappen.

Een faciliterende rol voor netwerkbedrijven in productie, in geval van marktfalen, is niet aan de orde. Er is ook geen reden om te vermoeden dat dergelijk marktfalen in de toekomst zal optreden. De productie, levering en/of handel van alternatieve energiedragers is een taak waar juist veel interesse voor is vanuit marktpartijen¹. Volgens Energie-Nederland dient een netwerkbedrijf zich daarom te richten op de kernactiviteiten, het aanleggen en beheren van transport- en distributie-infrastructuur

¹ Zie bijvoorbeeld een overzicht van aangekondigde waterstofprojecten uit 2021: <https://www.topsectorenergie.nl/nieuws/waterstofprojecten-nederland-waar-staan-we>

voor elektriciteit en gassen. Bovendien ziet Energie-Nederland ook geen rol voor het beheer of in eigendom hebben van productie-installaties. Eigendom en beheer is strijdig met de ontvlechting en strikte scheiding van rollen, en faciliteert niet de eerlijke concurrentie tussen marktpartijen. Een strikte scheiding van productie, handel en levering van waterstof en het beheer van de infrastructuur kan gegarandeerd worden door onafhankelijk netbeheer wettelijk vast te leggen.

Een dergelijke wettelijke vastlegging wordt mogelijk gemaakt en ondersteund door het recent voorgestelde EU Hydrogen and Decarbonised Gas Package (december 2021). Het pakket heeft als doel om eerlijke concurrentie te faciliteren zodat waterstof geproduceerd wordt tegen de laagste kosten. De richtlijn uit het pakket stelt daarom voor om het waterstof netwerkbedrijf hetzelfde te behandelen als gas netwerkbedrijven. Dat betekent dat transport- en productieactiviteiten op het gebied van waterstof duidelijk moeten worden gescheiden, met een duidelijke ontvlechting van de twee soorten activiteiten. Energie-Nederland vindt dat de Europese Commissie hiermee het juiste signaal geeft en Nederland deze aanpak moet volgen.

1.2 Acht u het wenselijk dat de overheid en/of netbeheerders actief gaan sturen op de locatie van elektrolyse-installaties? Denk bijvoorbeeld aan het aanwijzen of identificeren van kavels/locatie middels ruimtelijk instrumentarium of in netwerkontwikkelingsplannen. In welke situaties is sturing volgens u meer of minder gewenst?

In de eerste plaats hebben marktpartijen binnen de huidige regelgevende kaders vrije keuze in de locatie van de elektrolyse-installaties. Dit moet zo blijven.

Voor grootschalige productielocaties kan met name voor de inpassing van de huidige routekaart en de verdere groei van wind op zee in overleg met marktpartijen gekeken worden naar locatiesturing (op land of op zee). Om de elektrolyse doelen voor 2025 en 2030 uit het klimaatakkoord te halen is immers snelle opschaling van de elektrolysecapaciteit nodig.

Met regie en sturing vanuit de overheid kan die ontwikkeling worden ondersteund. Die ondersteuning zit deels in financiële stimulering en ondersteunend beleid, maar ook in het bieden van een integraal infrastructuurperspectief. Sturen op een gebied voor elektrolyse-installaties, bijvoorbeeld naar het model van vestigingsplaatsen in de Structuurschema's Elektriciteitsvoorziening, kan zorgen voor minder druk op noodzakelijke infrastructuur om de elektrolysecapaciteit in te passen in het Nederlandse systeem. Tegelijk kan door slimme locatiekeuze worden voorkomen dat de ontwikkeling van wind op zee stagneert doordat de infrastructuur om elektriciteit verder het land in te transporteren ontbreekt. Vestigingsplaatsen voor electrolyzers kunnen worden gezien in integrale infrastructuur verkenningen, zoals ook gedaan voor aanlanden van wind op zee, onder nationale coördinatie. Bijvoorbeeld in het Programma Energiehoofdstructuur.

Netbeheerders kunnen in dit traject wel een adviserende rol spelen, maar de uiteindelijke beslissing zou bij de rijksoverheid moeten liggen. Wel kunnen

netbeheerders met specifieke “verzwaren tenzij tenders” investeringen in elektrolyzers op locaties uitlokken waar elektrolyse kan bijdragen aan de inpassing van meer hernieuwbare energie.

2. Ontwikkeling en beheer van waterstoftransportnetten

2.1 Regels rondom derden-toegang moeten verzekeren dat (potentiele) gebruikers van energie infrastructuur op basis van transparante en non-discriminatoire voorwaarden effectief toegang krijgen tot deze infrastructuur. Hieronder vallen ook de kaders waarbinnen redelijke tarieven tot stand moeten komen. De Europese Commissie stelt voor dat lidstaten tot 2031 de keuze hebben tussen de invoering van een onderhandelde of gereguleerde systematiek van derden-toegang tot waterstofnetwerken (artikel 31 Gasrichtlijn). Bij gereguleerd derden-toegang stelt de toezichthouder de methoden vast op basis waarvan de tarieven tot stand moeten komen en keurt de tariefvoorstellen van netbeheerders goed. Een directe invoering van dergelijke gereguleerde toegangssystematiek lijkt zich momenteel minder goed te lenen voor waterstoftransport per leiding omdat het net in ontwikkeling is en er sprake is van een zekere overdimensionering en aanloop- en volloopriscico. Dit bemoeilijkt de vaststelling van volumes, efficiënte kosten en efficiëntieprikkels om tot een gereguleerd tarief te komen. Daarnaast zullen maatstaf of benchmark vergelijkingen tussen netbeheerders zoals bij gas en elektriciteit niet gelijk mogelijk zijn. Ook kost de ontwikkeling van gereguleerde toegangssystematiek, inclusief methode- en tariefbesluiten, veel tijd. Bij onderhandelde derden-toegang vindt er onderhandeling plaats tussen de netbeheerder en een potentiële gebruiker van het net. Deze onderhandelingen dienen ter goede trouw plaats te vinden op basis van indicatieve voorwaarden en tarieven vanuit de netbeheerder. Als de overheid of toezichthouder hier geen aanvullende regels voor vaststelt, spreekt men van ‘zuivere onderhandelde toegang’. Tot juli 2004 kende Nederland een systeem van ‘hybride onderhandelde toegang’ tot gastransportnetten waarbij de toezichthouder, destijds de DTe, richtlijnen vaststelde op basis waarvan de netbeheerders hun indicatieve voorwaarden en tarieven moesten vaststellen. Deze richtlijnen hadden o.a. betrekking op het type dienstverlening, type transportcontracten en (kosten)basis waarop de tarieven tot stand moesten komen, zie bijvoorbeeld [Toelichting Richtlijnen Gastransport 2003](#). Welk systeem van derden-toegang (gereguleerd, zuiver- of hybride onderhandelde toegang) is volgens u op korte- en middellange termijn het meest wenselijk voor het landelijke transportnet dat door Gasunie wordt ontwikkeld?

In algemene zin merkt Energie Nederland op dat de regels die van toepassing zijn rondom het transport van waterstof ‘fit for purpose’ moeten zijn. Dit betekent dat het geldende reguleringskader moet passen bij de staat waarin de waterstofmarkt en het landelijk waterstofnet zich bevindt. In beginsel zal het landelijk waterstofnet uit bepaalde regionale segmenten bestaan (e.g. eerst wordt de backbone in Eemshaven gerealiseerd en in Rotterdam). In een later stadium ontstaat een waterstofnet dat heel Nederland bestrijkt. In beginsel zal de beheerder van het waterstofnet naar verwachting ook te maken krijgen met aanloopriscico’s (niet alle partijen worden immers direct aangesloten) en volloopriscico’s (bepaalde partijen worden mogelijk toch niet

aangesloten of gebruiken niet direct de volle capaciteit). In de beginjaren van de waterstofbackbone is een complex stelsel van regulering daarom niet nodig. De regulering moet er in de beginjaren er vooral zorg voor dragen dat het tarief dat de waterstofnetbeheerder in rekening gaat brengen in voldoende mate kostenreflectief is. Op de lange termijn, zodra de waterstofmarkt zich heeft ontwikkeld en het landelijk waterstofnet is gerealiseerd kan het geldende reguleringskader worden aangescherpt. In dit kader wordt opgemerkt dat ook bij de regulering van elektriciteits- en gasnetten het reguleringskader stapsgewijs is aangescherpt en zaken zoals benchmarking (ten behoeve van het bepalen van de efficiency van een netbeheerder) pas in een later stadium echt mogelijk werden.

Energie Nederland is desondanks van mening dat in geval van een wettelijk monopolie – zoals bij het landelijk waterstofnet het geval gaat zijn – een gereguleerd toegangsregime dient te gelden. Daarbij hoeft – in tegenstelling tot het consultatiedocument lijkt te suggereren – niet altijd een heel specifiek reguleringskader te gelden. Zo zijn er vele manieren waarop een transporttarief vastgesteld kan worden, waarbij in meer of mindere mate een netbeheerder wordt afgerekend op efficiency. Een maatstaf of benchmark vergelijking tussen netbeheerders is bijvoorbeeld een manier om de efficiëntie van een netbeheerder vast te stellen, maar hoeft niet noodzakelijkerwijs gebruikt te worden. Hierbij wordt opgemerkt dat deze regels bij gas ook pas zijn gaan gelden toen de markt al ver ontwikkeld was.

2.2 Als u bij vraag 2.1 heeft gekozen voor een systeem van (hybride) onderhandelde toegang, waar zouden de richtlijnen/voorwaarden vanuit de overheid en/of toezichthouder in elk geval betrekking op moeten hebben?

Mocht er toch worden gekozen voor hybride onderhandelde toegang, dan zouden er zoveel mogelijk zaken wel vastgelegd moeten worden. Daarbij denken wij aan de volgende punten, waarbij wij graag opmerken dat dit gezien de korte tijd om te reageren op deze consultatie zeker geen limitatieve lijst is:

- Publicatie van raamwerkcontracten
- Verplichting tot onderhandeling door netbeheerder
- Openbaar delen van tarieven
- Toezicht door mededingingsautoriteit
- Eisen over waterstofkwaliteit en wie verantwoordelijk is voor eventuele kwaliteits-conversies en aansprakelijkheid als onjuiste kwaliteit wordt geleverd
- Kwaliteit van dienstverlening (continuïteit, beschikbaarheid, aankondigen van onderhoud)
- Verantwoordelijkheden voor balancerings
- Aansprakelijkheid
- Contractduur

Energie Nederland gaat over deze voorwaarden graag verder in gesprek. Mocht er toch voor hybride toegang worden gekozen, gaan wij ervan uit dat dit verder uitgebreid

geconsulteerd wordt over welke voorwaarden iets geregeld moet worden en dat deze consultatie slechts een eerste verkenning betreft.

Wat Energie-Nederland betreft vervalt de optie van zuiver onderhandelde toegang gezien de volledige marktmacht (monopolie) bij een enkele partij, de beheerder van het waterstofnetwerk, zal liggen.

- 2.3 In de kamerbrief van 10 december 2021 (p. 4) zijn meerdere redenen genoemd waarom het volgens het kabinet noodzakelijk is dat het landelijk transportnet voor waterstof als één integraal landelijk netwerk wordt ontwikkeld en gaat functioneren, zowel technisch, operationeel als functioneel. Hetzelfde is al het geval bij de landelijke transportnetten voor elektriciteit en gas. De beheerders hiervan, TenneT en GTS, hebben een exclusieve wettelijke taak. Dit zorgt er onder andere voor dat er socialisering van de kosten kan plaatsvinden, zonder dat andere partijen de meest rendabele leidingen of kabels commercieel ontwikkelen, zgn. ‘cherry picking’. Bij elektriciteit en gas kennen we naast deze gereguleerde netten ook directe lijnen en gesloten distributiesystemen waarbij de eigenaar kan worden ontheven van de plicht om een netbeheerder aan te wijzen. In beide gevallen gaat het om de uitwisseling van energie tussen een beperkte groep aangeslotene in een vaak commerciële of industriële context. Voor wat betreft mogelijke vrijstellingen voor commerciële private waterstofnetten, heeft Nederland eerder in het gezamenlijke position paper van het Pentalateraal Energieforum gepleit voor strikte uitzonderingen van regulering voor nieuwe commerciële private netten, terwijl voor bestaande netten een soepeler overgangsregime kan gelden. De Europese Commissie kiest in haar voorstellen voor uitzonderingen voor zowel bestaande waterstofnetwerken als voor geografisch afgebakende waterstofleidingen. In het laatste geval gaat het om waterstofleidingen die waterstof transporteren van één entry punt naar een gelimiteerd aantal exit punten binnen een geografisch afgebakend industrieel of commercieel gebied (artikel 48 van de Gasrichtlijn). De beheerder van een dergelijke leiding hoeft dan niet te voldoen aan de eisen voor verticale ontvlechting (artikel 62 i.c.m. artikel 54 van de Gasrichtlijn. NB. De verwijzing naar artikel 56 in artikel 62, eerste lid, is incorrect en moet artikel 54 zijn) maar is niet vrijgesteld van voorwaarden rondom derden-toegang en totstandkoming van tarieven. Hoe kijkt u aan tegen eventuele wettelijke ruimte voor de ontwikkeling en beheer van commerciële waterstofnetwerken door private marktpartijen met uitzonderingen van regulering naast een gereguleerd landelijk publiek transportnet? Welke voorwaarden moeten hiervoor gelden? Hoe kan ongewenste ‘cherry picking’ worden voorkomen t.o.v. een publiek landelijk waterstofnet?**

Geen mening

3. Netwerkontwikkeling

3.1 Landelijke en regionale netbeheerders voor elektriciteit en gas dienen op basis van de voorstellen van de Europese Commissie gezamenlijke scenario's te ontwikkelen op basis waarvan de eigen investeringsplannen worden gebaseerd (artikel 51 Gasrichtlijn). Hoe kijkt u aan tegen dergelijke gezamenlijke scenario ontwikkeling? Hoe zouden deze scenario's tot stand moeten komen?

Ons energiesysteem zal de komende decennia een enorme transformatie ondergaan, waarbij er grote verschuivingen optreden in zowel de locatie van productie en consumptie, en het type energiedrager dat wordt gebruikt. Om die verschuivende productie en consumptie op een efficiënte manier aan elkaar te koppelen zijn grote investeringen in energie-infrastructuur nodig. De beslissingen over welke infrastructuurinvesteringen opportuun zijn worden gebaseerd op de investeringsplannen. De investeringsplannen vormen daarmee de basis voor onze toekomstige energie-infrastructuur.

De scenario's die ten grondslag liggen aan de investeringsplannen zijn bepalend voor de nut en noodzaak van nieuwe infrastructuur. Per infrastructuur segment wordt namelijk bepaald hoe die de in het scenario verwachte vraag en aanbod efficiënt bij elkaar worden brengt. Zonder de juiste scenario's voor vraag en aanbod zullen niet de juiste beslissingen over investeringen volgen.

Gegeven dit grote belang van de scenario's, acht Energie-Nederland het noodzakelijk dat de scenario's die de netbeheerders gebruiken voor hun investeringsplannen apart worden geconsulteerd, en daarna onafhankelijk worden vastgesteld door ACM of het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. In de huidige werkwijze worden de scenario's wel aan de markt gepresenteerd, maar is er alleen ruimte om tijdens een plenair overleg op de scenario's te reageren, waarna het onduidelijk is wat er met die feedback gebeurt. Daarna is er alleen voor de resultaten van de investeringsplannen een mogelijkheid om te reageren via een consultatie, terwijl juist de gebruikte scenario's bepalend zijn voor de uitkomsten. Als de scenario's ook apart worden geconsulteerd, kunnen marktpartijen beoordelen of er bepaalde ontwikkelingen worden gemist of juist als onwaarschijnlijk worden geacht. Door de scenario's daarna officieel vast te stellen, is de afbakening van rollen en verantwoordelijkheden helder.

Bij het vormgeven van de scenario's zouden de concrete plannen uit de markt niet als enige lijdend moeten zijn, in plaats daarvan moeten er algemene richtingen voor de ontwikkeling van de energiemarkt worden geschetst. De meeste individuele partijen weten namelijk nog niet precies hoe hun business er over 10 jaar uit zal zien, en als ze al verwachten nieuwe vraag of aanbod te creëren, zullen ze ook nog niet weten waar ze dat zullen doen (niet altijd op bestaande locaties). Bovendien zijn de grote veranderingen in vraag en aanbod de komende jaren vooral afhankelijk van het beleid. Als de regering haar stimuleringsbeleid zo inricht dat electrolyzers geconcentreerd rondom aanlanding van wind op zee worden ontwikkeld, zijn de uitkomsten anders dan als er een algemeen subsidie-instrument wordt ontwikkeld. Dat de netbeheerders voor

gas en elektriciteit (en waterstof) tot gezamenlijke scenario's komen is daarbij een goede ontwikkeling.

Daarnaast is het belangrijk dat scenario's verder dan 10 jaar vooruitkijken. Hoewel het lastig is te voorspellen hoe ons energiesysteem er over een aantal decennia uitziet, worden investeringen in infrastructuur in de regel gedaan voor een periode van 30 tot 50 jaar. Door slechts 10 jaar vooruit te kijken (de realisatie van 1 project duurt al 8 tot 10 jaar) worden lange termijn ontwikkelingen onvoldoende meegenomen en bestaat er een kans dat er te laat wordt gestart met de nodige investeringen. Een voorbeeld: het elektriciteitssysteem moet al in 2040 (of eerder) nagenoeg CO₂ vrij zijn, daarvoor zijn komende jaren zeer grote investeringen nodig die niet worden meegenomen als we slechts 10 jaar vooruitkijken.

Ook de internationale ontwikkelingen moeten beter worden meegenomen. Zo zijn de huidige Europese Ten Year Network Development Plans (TYNDP) van de ENTSO-E en ENTSO-G vooral opgebouwd uit bottom-up analyses van de verschillende lidstaten, terwijl het ook belangrijk is om voor Europa als geheel een top-down analyse te doen. Zo wordt ook inzichtelijk wat ontwikkelingen zoals een internationaal elektrisch "super-grid" of waterstofimport per pijpleiding vanuit Zuid-Europa kan bijdragen aan de Nederlandse energievoorziening. Ook de ontwikkeling van het elektriciteitsnet op de Noordzee moet nadrukkelijker met de verschillende landen rondom de Noordzee worden opgepakt. Tot slot is het ook belangrijk grensoverschrijdende infrastructuur met buurlanden vroegtijdig af te stemmen, met name voor industriële clusters nabij de grenzen.

3.2 Het landelijk transportnet voor waterstof wordt zoals gezegd toekomstbestendig aangelegd met het oog op volumeontwikkeling en daarmee dus enigszins overgedimensioneerd. Strikte doelmatigheidstoetsing van investeringen lijkt dus ongepast gedurende de vroege uitrol van het net. De Europese Commissie stelt in plaats hiervan voor dat toezichthouders kijken naar de 'energie-economische noodzakelijkheid' van de beoogde investeringen door een waterstofnetbeheerder in het licht van 'realistische en vooruitkijkende vraagprojecties en behoeften vanuit het perspectief van het elektriciteitssysteem' (zie overweging 42 en artikel 52 van de Gasrichtlijn). Ook moet rekening worden gehouden met de gezamenlijke scenario's door de elektriciteit en gas netbeheerders (zie vraag 3.1) en het integrale nationale energie- en klimaatplan (INEK). Zijn deze criteria volgens u voldoende (duidelijke) waarborgen voor een onderbouwde ontwikkeling van een landelijk transportnet? Welke andere criteria en/of ontwikkelingen acht u van belang?

Energie-Nederland acht het van belang dat de investeringsplannen van de waterstofinfrastructuur hetzelfde proces volgt als de investeringsplannen voor de elektriciteits- en aardgasinfrastructuur, zoals beschreven in artikel 52 lid 6 van de Gasrichtlijn: "Member States may decide to apply the requirements pursuant to Article 51 to hydrogen network operators". Zo worden, net als bij de elektriciteit- en gasnetwerken, onderliggende aannames en daarop gebaseerde keuzes duidelijk voor de

betrokken partijen, inclusief georganiseerde manieren voor mogelijke toekomstige gebruikers van het waterstofnetwerk om feedback te geven.

In lijn met ons advies over de toekomstige ontwikkelingen in vraag en aanbod van elektriciteit en gas, hechten wij er bij de ontwikkelingen rondom waterstof groot belang aan dat er niet alleen wordt gekeken naar concrete plannen van individuele partijen, maar juist wordt gekeken naar de algemene potentiële ontwikkelingen van vraag en aanbod. Zo wordt in de Routekaart elektrificatie “indirecte-elektrificatie” (gebruik van waterstof uit elektrolyse) gezien als belangrijke optie voor de transitie in de industrie. Bij het ontwikkelen van vraag-aanbod scenario’s moet daarom niet alleen uitgegaan worden van het (huidige) gebruik van waterstof voor industriële processen (feedstock) maar ook van het gebruik van waterstof als directe vervanging van aardgas. Tegelijk zou rekening moeten worden gehouden met zowel ontwikkelingen in de productie van zowel groene als blauwe waterstof en import en export van waterstof.

ACM heeft in publieke uitingen aangegeven dat gegeven de onzekere ontwikkeling van de waterstofeconomie voorzichtig moet worden omgesprongen met voorinvesteringen, echter, de grote potentie van waterstof, en de relatief geringe kosten die gemoeid zijn met een landelijk dekkend waterstofnetwerk pleiten er wat Energie-Nederland betreft voor dat de voortvarende aanleg van en infrastructuur een belangrijke randvoorwaarde is voor de verdere verduurzaming van Nederland. Zo moet worden voorkomen dat er pas zekerheid komt over de realisatie van het waterstofnetwerk nadat marktpartijen harde commitments zijn aangaan met de netwerkbeheerder. De huidige capaciteitsproblemen op het elektriciteitsnet tonen aan dat het wachten op harde commitments in een snel ontwikkelende markt tot problemen kan leiden.

Vanzelfsprekend blijft het wel zaak om overdimensionering tot een minimum te beperken. Zo mag er bijvoorbeeld geen incentive zijn om ongebruikte aardgasleidingen over te hevelen naar het waterstofnetwerk om zo gebruik te kunnen maken van het door de overheid beschikbaar gestelde budget voor de waterstof-infrastructuur, zonder dat die leidingen op korte termijn nodig zijn voor de verwachte ontwikkelingen in de waterstofmarkt. Dit zou namelijk een verkapte kruissubsidie voor het huidige aardgasnetwerk zijn. De kosten en baten van de netwerken zouden strikt gescheiden moeten blijven, waarbij Energie-Nederland onderschrijft dat als er aanloopverliezen zijn, deze dan door de overheid moeten worden gefinancierd, en niet door de gebruikers van het aardgasnetwerk.

De beschikbaarheid van bestaande redundante aardgasleidingen zou daarnaast niet leidend mogen zijn voor de lay-out van het waterstofnetwerk. Het hergebruiken van bestaande gasleidingen kan voor zowel de kosten, als de uitvoering grote voordelen bieden, echter, deze moeten eerlijk worden gewogen tegen de kosten van alternatieven en eventuele andere afwegingen.

3.3 Is het wenselijk dat netbeheerders voor elektriciteit, gas en/of waterstof bij het opstellen van hun plannen aanbevelingen doen rondom de behoefte en locatie voor grootschalige energieopslag en elektrolyse-installaties? Welk type informatie zou hierbij beschikbaar moeten worden gemaakt?

Bepaalde locatiekeuzes voor waterstof-elektrolyse kunnen ervoor zorgen dat congesties in het elektriciteitsnetwerk worden beperkt, echter het uitgangspunt voor de ontwikkeling van onze elektriciteit- en gasinfrastructuur is dat de infrastructuur de markt optimaal faciliteert, en dat de infrastructuur de behoeftes vanuit de markt dus volgt. Deze uitgangspunten zouden ook moeten gelden voor de nog te ontwikkelen waterstof-infrastructuur. Een marktpartij kan namelijk zwaarwegende redenen hebben om elektrolyse-capaciteit op bepaalde locaties te ontwikkelen, ook als deze locatie voor de netbeheerder onhandig is.

Wel kan de overheid ervoor kiezen om locaties aan te wijzen voor grootschalige elektrolyse-projecten, zoals de overheid dat nu ook al doet voor grootschalige elektriciteitsopwekking. Hierbij kunnen meerdere overwegingen worden meegenomen zoals de ruimtelijke effecten, maar ook de bestaande of binnenkort beschikbare energie-infrastructuur. Zie hiervoor ook onze beantwoording onder vraag 1.

Over het algemeen kan verder worden gemeld dat Energie-Nederland voorstander is van meer transparantie aangaande het gebruik en beschikbaarheid van bestaande energie-infrastructuur. Zo kunnen marktpartijen beter bepalen op welke locaties nog ruimte voor nieuwe vraag of aanbod is.

4. Ondergrondse opslag van waterstof

4.1 Wat zijn uw verwachtingen over de ontwikkeling van de markt voor de (ondergrondse) opslag van waterstof en de mate van concurrentie in deze markt?

Opslag van waterstof is essentieel om fluctuaties in aanbod van waterstof op te vangen. Gelet op de lange aanlooptijd en ontwikkelkosten zal er snel gestart moeten worden met ontwikkelen van opslag van waterstof, om die al beschikbaar te hebben in 2030. Het is dan ook goed dat Gasunie nu al is gestart met de ontwikkeling van HyStock. Echter, waterstofopslag is een activiteit die ook marktpartijen zouden kunnen ontwikkelen. Op dit moment worden aardgasopslagen ook door marktpartijen ontwikkeld, er is geen reden dat dit op termijn ook niet voor de waterstofmarkt kan gaan gelden. De op dit moment nog ontbrekende business case kan ook worden gecreëerd door de markt, via subsidies of tenders, te stimuleren om opslagen te ontwikkelen. Energie-Nederland stelt voor om te onderzoeken in hoeverre marktpartijen geïnteresseerd zijn in het realiseren van waterstofopslag, bijvoorbeeld door een aparte en meer concrete consultatie.

Indien het netwerkbedrijf toch de ontwikkeling van waterstofopslagen oppakt dan zouden dezelfde uitgangspunten van toepassing moeten zijn als bij aardgas: geen eigendom van en handel in waterstof.

Overigens merken wij graag op dat een aantal van de in Nederland actieve energiebedrijven op dit moment gasopslagen in Duitsland opereren, en dat niet uitgesloten zou moeten worden om opslag voor waterstof over de grens te realiseren. Dat neemt niet weg dat op korte termijn de mate van concurrentie naar verwachting niet groot zal zijn gelet op de enorme ontwikkelingskosten en de grote onzekerheden over de nog te ontwikkelen waterstofmarkt

Bij het eigendom van waterstofopslag zou er onderscheid gemaakt kunnen worden tussen enerzijds opslag ten behoeve van fluctuaties in aanbod en vraag, en anderzijds opslag als een systeemdienst. Bij die laatste ligt een afgebakende rol van de netbeheerder meer voor de hand.

4.2 Het beheer van ondergrondse opslaginstallaties voor aardgas is een activiteit die open staat voor alle marktpartijen, inclusief netwerkbedrijven. Acht u dit ook wenselijk voor de ondergrondse opslag van waterstof? Is hierbij de mogelijke rol van ondergrondse opslag van waterstof bij toekomstige leveringszekerheid van belang? Kunt u ook uw antwoord bij vraag 4.1 hierbij betrekken?

Energie Nederland merkt op dat de voortvarendheid waarmee HyStock – als dochteronderneming van Gasunie – een waterstofopslag bouwt in Zuidweningd zondermeer gaat bijdragen aan een snelle ontwikkeling van de waterstofmarkt in Nederland. Vanuit dit oogpunt bezien is de betrokkenheid van HyStock in de opslagmarkt zeer welkom. Zoals opgemerkt is waterstofopslag echter ook een activiteit die prima door marktpartijen opgepakt kan worden. Het mag daarmee niet zo zijn dat de activiteiten van HyStock (of enig ander netwerkbedrijf) de wind uit zeilen neemt van marktpartijen die ook de wens (en middelen) hebben om waterstofopslag in Nederland of aangrenzende landen te realiseren. Als een netwerkbedrijf de intentie heeft om een waterstofopslag te bouwen, moet het eerst verplicht verkennen of er geen andere plannen zijn en wat de impact gaat zijn van de bouw op de waterstofopslagmarkt. Een netwerkbedrijf mag als zodanig alleen een waterstofopslag bouwen als er geen andere partijen dat voornemen hebben. Een uitzondering op deze regel kan zijn dat ten behoeve van het netbeheer een waterstofopslag nodig is met capaciteiten die andere opslagen niet (willen) aanbieden.

4.3 De Europese Commissie stelt vanwege het (aanvankelijke) beperkte aantal opslaglocaties voor waterstof binnen de EU een systeem van gereguleerde derden-toegang voor bij ondergrondse opslaginstallaties (artikel 33 Gasrichtlijn). Lidstaten hebben dan niet zoals bij opslaginstallaties voor aardgas de keuze om te kiezen voor een systeem van onderhandelde toegang. Welk type derden-toegang acht u wenselijk? Kunt u hierbij ook in gaan op het bestaan van voldoende investeringsprikkel als er sprake is van gereguleerd versus onderhandelde toegang? Kunt u ook uw antwoord bij vraag 4.1 hierbij betrekken?

Door de afhankelijkheid van weersafhankelijke productie van hernieuwbare elektriciteit zal de productie van groene waterstof een intermitterend karakter krijgen. Gegeven de noodzaak tot stabiele levering van waterstof als baseload aan afnemers, zal toegang tot

opslaginfrastructuur (commercieel) belangrijk zijn voor waterstofproducenten. Grootschalige opslag zal naar verwachting (met name) in de begindagen van de waterstofmarkt ook schaars zijn. Daarnaast verschillen de geologische omstandigheden tussen lidstaten en zal het niet mogelijk zijn om overal waterstofopslagen (ook niet in de verdere toekomst) te bouwen. Om deze redenen is Energie Nederland van mening dat er voor waterstofopslagen gereguleerde derden-toegang moet gelden zolang de markt nog beperkt in omvang is, zodra voldoende concurrentie tussen aanbieders van opslagdiensten ontstaat kan regulering worden losgelaten.

4.4 Acht u het wenselijk dat de overheid actief gaat sturen op opslaglocaties voor waterstof? Denk bijvoorbeeld aan het aanwijzen of identificeren van kavels/locatie middels ruimtelijk instrumentarium, in netwerkontwikkelingsplannen en/of middels de organisatie van tenders.

Gelet op de noodzaak om tot snelle ontwikkeling van de waterstofmarkt te komen, is enige sturing van de overheid gewenst. Zeker als de markt dit niet tijdig kan realiseren. Tegelijk zouden de vooraf aangewezen locaties niet beperkend moeten zijn om op andere plekken opslag te mogen realiseren. Het verstrekken van tenders zou een positieve bijdrage kunnen geven aan het realiseren van opslagfaciliteiten door de markt.

SODM zou een belangrijke rol kunnen vervullen ten aanzien van randvoorwaarden, regelgeving en veiligheid.

5. Terminals voor de import van waterstof

5.1 Wat zijn uw verwachtingen over de ontwikkeling van import terminals voor waterstof en de mate van concurrentie in deze markt?

Gegeven grote verwachte vraag naar groene waterstof, de gelimiteerde mogelijkheden om dat in Nederland op te wekken, en de potentie van buitenlandse productie van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (RFNBOs), lijkt import een belangrijke mogelijkheid te zijn om aan de klimaatdoelen te kunnen voldoen. Daarnaast kijkt Duitsland expliciet naar de Rotterdamse haven als optie om groene waterstof voor Duitsland in te voeren.

Waterstof zal in verschillende vormen worden geïmporteerd: vloeibaar gemaakt, in de vorm van ammoniak of gebonden aan andere dragers (LOHC). De transportmethode die het meest efficiënt is zal afhangen van de transportafstand, beschikbaarheid van transportmiddelen, de beoogde toepassing van de waterstof in Nederland of Duitsland en de opties in het exporterende land. Al deze verschillende vormen van transport behoeven verschillende import-terminals.

De eerste importcontracten zullen naar verwachting een lange termijn basis hebben, waarbij buitenlandse productie langdurig wordt gecontracteerd, of door de partijen gezamenlijk wordt ontwikkeld, om ze de hele keten tot stand te laten komen. Als onderdeel van deze hele internationale keten zullen ook import terminals worden gerealiseerd, zonder importterminal is internationale handel namelijk onmogelijk.

Gezien de verschillende mogelijkheden om waterstof te importeren via verschillende dragers, lijkt het dat er hier concurrentie zal ontstaan vanuit de markt. Het ligt daarom niet voor de hand om nu vanuit de overheid of een netbeheerder keuzes te gaan maken in het type importterminals. De markt zal er hoogstwaarschijnlijk zelf voor zorgdragen dat die worden gerealiseerd.

5.2 Het beheer van LNG terminals is een activiteit die open staat voor alle marktpartijen, inclusief netwerkbedrijven. Acht u dit ook wenselijk voor het beheer van terminals voor de import van waterstof en derivaten?

Energie-Nederland is van mening dat import-terminals voor waterstof of afgeleiden daarvan, nog meer dan aardgas (LNG), onderhevig zijn aan concurrentie, zeker gezien de verschillende opties die er zijn om waterstof(dragers) te importeren. Voorop staat dat het netwerkbedrijf geen positie mag hebben in de productie, handel en levering van waterstof.

Volgens ACM's Leidraad netwerkbedrijven en alternatieve energiedragers mag een netwerkbedrijf wel een minderheidsaandeel hebben in import terminals, Energie-Nederland verwacht niet dat het strikt noodzakelijk is om deze optie te bieden gezien wij verwachten dat de markt zelf oplossingen zal bieden. Echter, wij accepteren de keuze om deze optie open te laten.

Mocht een netwerkbedrijf aandeelhouder van een importterminal worden dan is het essentieel dat de terminal onafhankelijk wordt beheerd, en marktpartijen non-discriminatoire toegang krijgen tot de importcapaciteit van de terminal.

5.3 Naar verwachting zal er meer concurrentie ontstaan tussen import faciliteiten dan bij de ondergrondse opslag en het transport van waterstof. Daarom kiest de Europese Commissie bij waterstof terminals voor een systeem van onderhandelde toegang. Acht u dit wenselijk?

Dit lijkt Energie-Nederland, gezien de bovenstaande verwachtingen over de ontwikkelingen van opslag en terminals en de concurrentie daarop een logische keuze. Echter, de ontwikkeling van de toekomstige waterstofmarkt is nog zo onzeker dat deze inzichten nog kunnen wijzigen.

6. Waterstofkwaliteit

6.1 Ziet u uzelf als een toekomstig gebruiker van het landelijke transportnet voor waterstof? Zo ja, kunt u aangeven: 1) bent u invoeder of afnemer?; 2) voor afnemers, om welk type toepassing gaat het?; en 3) welke kwaliteit waterstof wilt u invoeden of afnemen en kunt u dit toelichten?

Energie-Nederland vertegenwoordigt de energiesector in Nederland, onze leden voorzien een rol voor zichzelf als producent en leverancier van gedecarboniseerd

aardgas (blauwe waterstof), groene waterstof op basis van elektrolyse, maar ook als gebruiker van waterstof voor de levering aan transport en de productie van CO₂ vrije elektriciteit. Ook import en export van waterstof en op waterstof gebaseerde energiedragers is een activiteit waarin onze leden een rol voor zichzelf zien.

6.2 Welke partij zou naar uw mening verantwoordelijk moeten zijn voor het vaststellen van de waterstofkwaliteit in het landelijke transportnet voor waterstof (beheerder, Rijksoverheid of, middels een Europese geharmoniseerde standaard, de Europese Commissie?)

In het proces om te komen tot een kwaliteitsstandaard (reikwijdte van druk bij invoeding en afname, puurheid, concentraties van specifieke vervuilingstoffen en de controle daarop door middel van bemetering) en kostenallocatie van schoonmaakkosten zien we een regierol weggelegd voor de centrale overheid, om samen met betrokken en toekomstige producenten- en eindafnemers individueel en met representerende organisaties binnen een korte periode te komen tot de maatschappelijk wenselijke beleidsafweging op het vlak van kwaliteit.

Om lidstaat overstijgende handel in waterstof mogelijk te maken zal ook aansluiting gezocht moeten worden op de standpunten van onze buurlanden, van Europese belangenbehartigende organisaties van producenten en afnemers, de Commissie en ACER en de Europese waterstof netbeheersorganisatie. Echter, het zou kunnen dat Nederland ten opzichte van andere landen voorop loopt met een landelijk dekkend waterstofnet, eventuele grensoverschrijdende afspraken kunnen dan ook op een later moment worden gemaakt.

Dit proces zou door de wetgever in beweging gezet kunnen worden, waarbij aan het Ministerie van Economische Zaken gelegenheid wordt gegeven om door middel van een ministeriele regeling tot concrete afspraken te komen, waarbij ook consequenties van niet naleving te beschrijven.

6.3 Het kan zijn dat bepaalde afnemers een hogere waterstofkwaliteit vereisen dan dat bepaalde invoeders kunnen garanderen. Om toch de invoeding van verschillende stromen waterstof in het landelijke transportnet te kunnen accommoderen, kunnen zuiveringsstappen genomen worden. Naar de techno-economische aspecten en haalbaarheid hiervan loopt nog een extern onderzoek in opdracht van EZK. Is het volgens u wenselijk dat de kosten van dergelijke zuivering onder de gebruikers van het landelijke transportnet gesocialiseerd worden als dit leidt tot betere toegang tot de infrastructuur?

Door zowel zuivere als onzuivere waterstof te accommoderen, kan de waterstofmarkt zich sneller ontwikkelen en kunnen beide vormen hun rol spelen in het reduceren van emissies. Bovendien zal het grotere totale volume de transportkosten per eenheid drukken. Belangrijkste vraag die hierbij voorligt is ons inziens wat de standaard van het netwerk zou moeten zijn, daar dit aanvankelijk ofwel meer kosten bij onzuivere

waterstof neerlegt of bij zuivere waterstof. Socialisatie van kosten kan hier uitkomst bieden.

Zoals terecht in de vraag al is opgemerkt gaat inmenging van zuivere waterstof in een infrastructuur met lagere kwaliteit waterstof ten koste van de kwaliteit van de zuivere waterstof. Een lage standaard kwaliteit, gaat dus ten koste van producenten en eindgebruikers van zuivere waterstof.

Anderzijds, zou een hoge standaard van producenten eisen dat zij hun waterstof purificeren terwijl hun klanten misschien een laag puurheidsniveau zouden accepteren. Zo worden blauwe producenten en blauwe afnemers onnodig met kosten geconfronteerd.

Voor Energie-Nederland staat voorop dat de maatschappelijk wenselijke standaard nagestreefd moet worden, waarin zowel het belang van de eindafnemers als de producenten gekend moet worden, waarbij een zekere mate van kostenherverdeling aangewend wordt om tot een goed evenwicht te komen. Het kan niet de bedoeling dat een gebruiker van waterstof opdraait voor het purificeren van waterstof terwijl de producent waarvan hij inkoop wel pure waterstof op het net heeft ingevoerd. Indien nadere analyse uitwijst dat blauwe waterstof nu en in de toekomst de overhand heeft qua volume, dan ligt mogelijk een lage standaard met gedeeltelijke socialisering van purificatiekosten bij de eindgebruikers voor de hand. Als groene waterstof een groter deel van het totale volume uitmaakt, dan ligt purificatie van blauwe waterstof vooraf meer voor de hand, al dan niet met een zekere mate van kostensocialisering.

De kwaliteitseisen kunnen in de tijd ook veranderen door bijvoorbeeld te starten met een lagere kwaliteitseis, en die te laten toenemen naar gelang de markt steeds meer richting groene waterstof ontwikkeld.

Door het gebruik van bestaande aardgasleidingen als waterstofleidingen kan een situatie ontstaan waarbij de beschikbare hoge kwaliteit waterstof en de bij de consumenten gewenste hoge kwaliteit wordt verstoord door vervuiling aanwezig in de bestaande leidingen. Het ligt voor de hand om de kosten van reiniging in dat geval bij de netbeheerder te leggen, die kan dan door middel van een kosten baten analyse een afweging maken tussen de combinatie van bestaande (maar vervuilde) leidingen en purificatie, of geheel nieuwe leidingen zonder behoefte aan purificatie.

7. Waterstofbijmenging in bestaande gasnet

- 7.1 De Europese Commissie stelt voor dat lidstaten op grenspunten tussen lidstaten 5% waterstof in het gasnet accepteren (artikel 20 Gasverordening). Nederland zou dan dus aardgas uit andere landen moeten accepteren waarin maximaal 5% waterstof bijgemengd zit. Het betreft dus geen binnenlandse bijmengverplichting. Volgens een onderliggend rapport van het Joint Research Centre van de Europese Commissie kan een geharmoniseerd waterstofpercentage op grenspunten aanzienlijk bijdragen aan de opschaling van elektrolysecapaciteit in de EU en wordt zo voorkomen dat geringe percentages waterstofbijmenging in aardgas leiden tot belemmeringen voor het**

grensoverschrijdende transport van aardgas. Een 5% waterstofgehalte in aardgas op grenspunten kan echter een impact hebben op Nederlandse gasgebruikers die vlakbij een dergelijk grenspunt gesitueerd zijn. Acht u het wenselijk dat EU lidstaten 5% waterstof in (aard)gasstromen op grenspunten moeten accepteren. Welke voor- en nadelen voorziet u?

Energie-Nederland is een branche-organisatie en zal geen directe gebruiker van het netwerk worden. Gezien deze vraag vooral speelt op zeer specifieke locaties onthouden wij ons van een reactie.

8. Marktordening op zee

8.1 In het voorjaar van 2022 zal het Kabinet een extern onderzoek naar de Tweede Kamer toezenden met beleidsopties voor de gecombineerde ontwikkeling van wind op zee en onshore en offshore waterstofproductie, waaronder marktorderingsaspecten. Dit rapport is een opvolging van een eerdere studie naar tendermodellen voor de combinatie van windenergie op zee en elektrolyse door Guidehouse. Hoewel de vervolgstudie naar beleidsopties nog niet afgerond is ten tijde van deze consultatie, willen wij u alvast vragen om uw aandachtspunten voor de toekomstige marktordening op zee aan te geven. Het kan hierbij gaan over het beheer van waterstofinfrastructuur op zee of eigenaarschap en beheer van gecentraliseerde elektrolyse waarop meerdere windparken kunnen worden aangesloten.

Verschillende marktpartijen werken momenteel aan de ontwikkeling van waterstofproductie op zee, zowel gecentraliseerde elektrolyse op bijvoorbeeld een platform als in windturbines geïntegreerde elektrolyse. Energie-Nederland is van mening dat (realisatie, eigendom en beheer van) waterstofproductie op zee dan ook een activiteit is voor marktpartijen, niet voor netwerkbedrijven. Het Rijk kan deze ontwikkeling faciliteren via (gecombineerde en *dedicated*) tenders voor waterstofproductie op zee. Volgens een aantal marktpartijen zou dit al voor 2030 moeten gebeuren, zie bijvoorbeeld het Groeifondsproject H₂opZee, andere marktpartijen zijn van mening dat deze ontwikkeling pas na 2030 grootschalig kan plaatsvinden. De verschillende tendervormen (volledig elektriciteit, volledig waterstof, gecombineerd) zouden naast elkaar kunnen bestaan, mede afhankelijk van de specifieke kavelsituatie, waarbij gecombineerde tenders technologie-neutraal dienen te zijn, zodat per tender de optimale keuze gemaakt kan worden tussen directe en indirect elektrificatie.

Voor het transport van de groene waterstof naar land zouden mogelijk bestaande offshore gasleidingen kunnen worden gebruikt. Het zou voor de efficiëntie en effectiviteit goed zijn indien er door het Rijk (t.b.v. offshore-elektrolysetenders) een nationale offshore netwerkbeheerder voor (nieuwe) waterstoftransportinfrastructuur zou worden aangewezen, naar analogie van TenneT voor het elektriciteitsnet op zee en Gasunie voor de onshore waterstoftransportinfrastructuur. Het zou echter in eerste instantie voor marktpartijen met eigen offshore gasinfrastructuur mogelijk moeten zijn hier een rol in te blijven spelen.