

Van

NLHydrogen / Energie-Nederland

Datum

17 november 2023

Aan

Ministerie van EZK

Onderwerp

Inspraak OWE2024 namens NLH en ENL

Beste,

Voor de consultatie van de OWE2024 hebben NLHydrogen en Energie-Nederland besloten de handen ineen te slaan en een gezamenlijke consultatie-inspraak te organiseren. De antwoorden op uw vragen zijn aangeleverd via het gevraagde online format. U vindt ze in deze notitie kort nogmaals samen bijeen weergegeven. Voor toelichting op de door ons gegeven antwoorden zijn we te allen tijde beschikbaar.

Vraag 1 van 11

Welke impact verwacht u op uw business case door het verhogen van de maximaal toegestane investeringssubsidie van 40% naar 80% van de subsidiabele kosten?

Het doel is het realiseren van 4 GW installed capacity. De CAPEX en navenante risico's hiervoor zijn groot vanwege de onzekerheid aan de vraagkant en de prijzen van waterstof alsmede de beschikbaarheid en prijs van elektriciteit. Het is dus welkom dat het CAPEX risico zoveel mogelijk wordt weggenomen. De hogere CAPEX component zorgt voor lagere financieringskosten en verhoogt de kans op succesvolle FID. Hier komt bij dat met een hogere CAPEX-vergoeding - omdat overheden tegen lagere rente kunnen lenen - maatschappelijk gezien de productiekosten van waterstof lager kunnen zijn dan wanneer bedrijven de investering grotendeels zelf moeten financieren (incl risico-premie).

Een hoge CAPEX subsidie verbetert de business case. Bijvoorbeeld ook die van de inzet van een elektrolyser ten behoeve van systeemintegratie (bijvoorbeeld opererend op de flexmarkt) en het gebruik maken van lagere elektriciteitsprijzen bij relatief weinig vollasturen. Het risico is dan echter dat bij een hoge CAPEX subsidie de incentive om daarmee ook veel waterstof te produceren verflauwt waardoor benodigde subsidie per kg waterstof hoog kan zijn.

In het algemeen zal echter bij de verwachte (hoge) prijzen voor elektriciteit en steeds toenemende nettarieven de CAPEX gerelateerde component uiteindelijk niet het grootste deel van de kosten van de waterstof zijn en dus ook niet het hoofddeel van de maximale 9€/kg subsidiegrens. De volledige business case hangt dus ook sterk samen met de OPEX verwachtingen zoals o.a. de te realiseren elektriciteitsprijs (PPA), de nettarieven, de waterstofprijs (concurrentie met import/blauw - Inflation Reduction Act) en bewezen levensduur van de stacks onder variabele load. Het risico blijft dus ook bij hoge CAPEX-ondersteuning (en de facto verminderde OPEX ondersteuning) significant.

Het is gezien de onzekerheid over de duurzame waterstofmarkt belangrijk dat er zoveel mogelijk flexibiliteit wordt geboden om op korte termijn investeringsbeslissingen mogelijk te maken -zowel in type subsidie als duur - en zo een belangrijk aspect rondom het kip-ei dilemma rondom hernieuwbare waterstof te doorbreken.

Vraag 2 van 11

a. Bij een gelijkblijvend totaal exploitatiesubsidiebedrag, is het voor u van belang om dit bedrag over een langere tijd te kunnen verdelen? In hoeverre is een looptijd van de exploitatiesubsidie van 5 tot 10 jaar voldoende om een investeringsbesluit te kunnen nemen?

Voor de rankingstaktiek in de “subsidie-race” zal een kortere periode positief uitwerken omdat dan minder waterstof wordt geproduceerd en er dus in totaal minder exploitatiesubsidie nodig zal zijn per MW installed capacity. Het inkorten van de subsidietermijn legt meer risico bij de producent die na een kortere tijd “exposed” zal zijn aan de nu nog onzekere markt. Deze markt wordt weliswaar op termijn positief beïnvloed door voorgenomen overheidsbeleid zoals de introductie en uitbouw van waterstofverplichtingen (HWI, ERE etc), maar dat is voor de producent nog een onzekere component. Het is de vraag of de termijn echter door de subsidieregeling moet worden bekort of dat de indiener dit zelf bepaalt. Aangezien subsidies dienen om onzekerheden weg te nemen is het te prefereren om de termijn - net als SDE++ - op maximaal 15 jaar te zetten, en ontwikkelaars zelf de mogelijkheid te bieden om een (kortere) subsidielooptijd te kiezen. De gewenste duur kan per project namelijk variëren. Als een indiener voor een langere subsidietermijn kiest is dat waarschijnlijk onderbouwd door een balans tussen de slaagkans van de

subsidieaanvraag (mogelijk lager bij een langere looptijd) en het verwachte bedrijfsrisico (meestal wat lager als er langer ondersteuning mogelijk is).

Op basis van het bovenstaande pleit NL Hydrogen dus voor maximale flexibiliteit in zowel de keuzes omtrent CAPEX-percentages alsmede de OPEX-termijn (tussen 5-15 jaar). De keuze is onderdeel van het door de indiener gekozen de-risking traject voor het betreffende project en de operatiestrategie. Het zal dan ook per project (duur PPA, duur HSA, etc.) verschillen welke duur van de exploitatiesubsidie het beste past. Dan is het ook aan de ontwikkelaar om te kiezen voor een passende lengte.

b. Voor hoeveel jaar, binnen de grenzen 5 – 10 jaar, verwacht u exploitatiesubsidie aan te vragen? Houd er daarbij rekening mee dat in die periode voldoende waterstof moet worden geproduceerd om binnen de grens van maximaal €9 subsidie per kg te blijven.

Het antwoord afhangt van de karakteristieken van een specifiek project. De onrendabele exploitatiekosten zijn in het algemeen het grootste deel van de totale kosten en dus subsidiebehoefte. Vraag 2b kan niet in algemeenheid beantwoord worden en de eerdere suggestie om de termijn 5-15 jaar aan te houden en de indiener hierover te laten beslissen komt ook hier terug. Er zijn vele onzekerheden die de gewenste periode kunnen beïnvloeden: nettarieven, de tijdige realisatie van de waterstof backbone, de ontwikkeling van de (ERE/HWI) verplichtingen voor hernieuwbare waterstof, belasting en heffingen, etc waarop de overheid kan sturen. Zo zal de ontwikkeling van een ERE/HWI markt tot een betere verkoopprijs van de groene waterstof kunnen leiden en de uiteindelijke subsidiebehoefte verminderen

Hoe korter een gekozen exploitatieperiode hoe meer het risico bestaat dat negatieve risico's overheersen. Hoe langer een periode hoe meer kans dat er positieve ontwikkelingen in bijv. de te realiseren waterstofprijs zijn. De gekozen lengte is dus het resultaat van de gekozen projectstrategie richting een hoge ranking versus een lager operationeel risico. De gekozen lengte van subsidiebehoefte hangt dus onder andere af van de verwachtingen rond de ontwikkelingen in de markt en ontstaan van importen en het prijseffect daarvan.

Vraag 3 van 11

Is een maximum subsidiebedrag van €9/kg voldoende om een verlieslatend project te voorkomen?

Waterstof elektrolyse projecten zijn onderhevig aan vele onzekerheden. Zoals eerder vermeld zal de uiteindelijk kostprijs van waterstof in veel gevallen bij voldoende utilisatie van de installatie voor het grootste deel bepaald worden door de variabele elektriciteitskosten. Het stroomnet staat onder druk, aansluiten van hernieuwbare opwek is kostbaarder dan eerder verwacht en de nettarieven gaan mede als gevolg daarvan sterk omhoog. De ontwikkeling van duurzame opwek wordt vertraagd als dit niet hand-in-hand gaat met (industriële) afname. Er is een flink risico op toekomstige beschikbaarheid van duurzame elektriciteit en hoge duurzame elektriciteitsprijzen. De kans bestaat dus dat investeringen uitgesteld worden. Naast de risico's gerelateerd aan CAPEX en elektriciteit zijn tevens de te verwachten vollasturen en operationele betrouwbaarheid nog onzeker, mede omdat lange duur ervaringen met variabele productieniveaus op stack performance en levensduur nog vrij onbekend zijn.

Naast bovengenoemde productierisico's zijn ook de marktrisico's voor waterstof nog groot. Denk hierbij aan de mogelijke rol van import op de groene waterstofmarkt en de positie van blauwe waterstof (aanbod vanuit de USA onder de Inflation Reduction Act).

De onzekerheid voor de benodigde investeringsgolf om snel 4 GW installed capacity te realiseren is dus groot. Aangezien de behoefte aan waterstof ook voor de grondstoffentransitie groot zal worden zal deze capaciteit hoe dan ook gerealiseerd moeten worden. Niemand weet wanneer er een goed werkende, liquide, groene waterstof markt zal zijn. De overheid heeft hier dus een grote invloed op het ontwikkelen en slagen van de investeringen in deze nieuwe industriële activiteiten door het bieden van zekerheden. Kortom, op dit moment liggen de financiële risico's voor projecten nog dermate hoog dat €9 per kg het absolute minimum is.

Vraag 4 van 11

Hoe kansrijk acht u het verkrijgen van een bankgarantie bij gevraagde subsidiebedragen vanaf €100 miljoen?

Dit is een vraag die niet in algemeenheid kan worden beantwoord en is meer aan individuele bedrijven/projecten.

Wel kan worden gesteld dat de kosten van een dergelijke garantie niet te onderschatten zijn en dat er wellicht alternatieve mogelijkheden zijn om de geloofwaardigheid en slaagkans van een ingediend project te borgen.

Vraag 5 van 11

a. Hoe kansrijk is het dat u kunt beschikken over een WABO-vergunning ten tijde van de subsidieaanvraag? Hoe kansrijk is het dat u deze WABO-vergunning heeft aangevraagd ten tijde van subsidieaanvraag?

Dit is een vraag die niet in algemeenheid kan worden beantwoord en is meer aan individuele bedrijven/projecten.

b. Welke andere objectief te toetsen criteria bij indiening van de subsidieaanvraag zijn in uw ogen onderscheidend voor de realisatiekans van het project, en zouden zodoende kunnen worden overwogen door EZK om op te nemen als rangschikkingscriterium? Houd er daarbij rekening mee dat bepaalde voorwaarden momenteel al als afwijzingsgrond gelden in de OWE en zodoende niet als rangschikkingscriterium meegewogen zouden moeten worden.

Dit zal verschillen van bedrijf tot bedrijf. Het is wel van belang dat de criteria de robuuste/volwassen projecten naar boven halen. Wij vinden tevens dat de criteria transparant en haalbaar moeten zijn.

We constateren overigens een spanningsveld tussen publicatiedatum van de regeling en deadline van indiening. De tijd om aan te tonen dat een project aan de vereiste criteria voldoet is zeer krap.

Vraag 6 van 11

Welke variant voor het voorkomen van overwinsten door samenloop van de subsidie voor elektrolyse met de mobiliteitsverplichting en toekomstige afnameverplichting voor de industrie heeft uw voorkeur: de HWI/ERE-grens of de MSK toets? Waarom heeft deze uw voorkeur?

Er is bij de leden van NLHydrogen en Energie-Nederland een voorkeur voor de MSK-toets. Er is vanuit de SDE++ reeds ervaring mee. Het is van belang dat bij de OWE sprake is van een heldere evaluatie systematiek en dat de uitvoering werkbaar is. Daarnaast merken wij op dat het van belang is om hernieuwbare waterstof die met steun van de OWE is geproduceerd, altijd in aanmerking kan komen voor HWI of ERE. Aldus wordt het beslag op publieke middelen verlaagd.

De optie van een MSK-toets achteraf heeft onze voorkeur, om een aantal redenen:

- Een MSK-toets sluit aan bij de Europese staatssteunregels en bij de staande praktijk bij sommige categorieën binnen de SDE.
- Een MSK-toets maakt het mogelijk om een correctie uit te voeren die goed aansluit bij de specifieke situatie van het desbetreffende project, zowel qua inkomsten, kosten en financieringsstructuur. Met het instellen van een maximale subsidiegrens kan met al deze zaken geen rekening gehouden worden, en is het mogelijk dat er geen ERE's of HWI's verkregen kunnen worden terwijl er toch geen overrendement is.
- Zoals eerder beschreven fluctueert de benodigde subsidie per kilogram waterstof in de loop van de tijd, mede afhankelijk van het aantal draaiuren, de hoogte en duur van de exploitatiesubsidie, enzovoorts. De subsidie per kilogram waterstof is daarmee een momentopname, en zegt niets over de vraag of er gedurende de levensduur van een project sprake is van overwinst. De enige manier om dit te onderzoeken is via een MSK-toets.

Wij zijn niet voor het voorgestelde alternatief. Een ERE (in transport) en HWI (industrie) vormt een driver om waterstof te leveren aan de betreffende sectoren. Partijen die onder één van de genoemde bijmengplichten vallen moet over deze certificaten beschikken om aan te tonen dat het aan hen opgelegde doel is gehaald. Een ERE of HWI heeft daarmee een bepaalde financiële waarde voor deze partijen en dat zorgt voor een hogere 'willingness to pay' bij partijen die waterstof (in)direct afnemen. De ERE wordt echter pas in 2025 ingevoerd en een HWI zelfs vanaf 2026. Niemand weet (daarmee) ten tijde van FID wat

de precieze waarde gaat zijn van deze certificaten. Daarbij is er straks ook geen vastgestelde waarde voor een certificaat: het is aan een partij om zelf te bepalen wat het wil betalen. Ook is er op dit moment ook veel onduidelijkheid over de precieze hoeveelheid nationale waterstofproductie die verplicht ingezet moet worden in de industrie.

Een producent van waterstof neemt alleen een FID als het zeker weet dat de onrendabele top van de waterstofproductie voldoende is afgedekt en zal bij het aangaan van een leveringscontract ook een vaste prijs willen afspreken. Door de hierboven geschetste onzekerheden zal een afnemer echter mogelijk minder willen betalen voor de waterstof. Als de door de afnemer geboden kooprijstlager is, dan zal een producent meer subsidie nodig hebben om de onrendabele top van zijn waterstof te dekken. Op het moment dat die subsidie hoger ligt dan de grenswaarde die de overheid wil gaan hanteren, dan kan voor die waterstof geen ERE of HWI ontvangen worden. Een producent moet dan afzien van de subsidie die boven de gestelde grenswaarde uitkomt: een afnemer die de waterstof wil inzetten in transport en/ of industrie zal namelijk niet accepteren dat de gekochte waterstof in die sectoren niet inzetbaar is. Dit zal weer zorgen dat de onrendabele top niet is afgedekt. Dit vooruitzicht kan een producent doen besluiten dat deze geen waterstof gaat leveren aan transport of industrie.

Daarnaast zijn er twijfels over de werkbaarheid van een dergelijke toets. Dit speelt met name wanneer er sprake is van een langere keten waarbij de subsidieaanvrager niet de beneficiair is van de waarde van de ERE/HWI. Dit is in onderstaand voorbeeld geïllustreerd:

Producent A verkoopt hernieuwbare waterstof aan afnemer B. Tussen beide partijen wordt een leveringscontract getekend met een contractueel vastgestelde prijs. De afnemer gebruikt de waterstof vervolgens om e-methanol te produceren (een mix van hernieuwbare waterstof+ biogene CO₂). Deze methanol wordt vervolgens doorverkocht aan partij C voor een contractueel vastgelegde leveringsprijs. Laatstgenoemde levert de e-methanol aan de transportsector, en ontvangt hiervoor een leveringsprijs en een ERE. Producent A heeft dus tegen een vaste prijs de waterstof verkocht aan afnemer B en afnemer B met een vaste prijs aan partij C. De uiteindelijke inkomsten van de ERE zitten bij partij C, maar de producent (partij A) moet eventueel teveel ontvangen subsidie terugbetalen als er een HWI/ERE mark is ontstaan. Als dat moet gebeuren, dan wordt producent A alsnog geconfronteerd met een onrendabele top, aangezien een

gedeelte van de subsidie is weggenomen en hij contractueel partij C niet kan dwingen om teveel inkomsten terug te betalen. Deze methode kan ertoe leiden dat er ingewikkelde waterstofprijzen constructies nodig zijn om dit risico te spreiden over de keten.

Het betrekken van eventuele inkomsten uit de verkoop van waterstof waarmee HWI's en ERE's zijn uitgegeven lijkt dus volgens de leden van NLHydrogen en Energie-Nederland erg complex en in de praktijk niet (goed) te werken.

Vraag 7 van 11

Hoeveel zekerheid heeft u nodig ten aanzien van de voorgenomen wijziging van de OWE om een voorwaardelijk stroomafnamecontract overeen te komen, bijvoorbeeld met een indiener voor IJmuiden Ver?

Dit is een vraag voor individuele bedrijven. Het is voor partijen van belang dat de finale regeling OWE 2024 gepubliceerd is (zo ruim mogelijk) vóór sluiting van de tenders voor windkavels IJmuiden Ver Alpha en Beta. Er dient een officiële publicatie zijn waarop teruggevallen kan worden, tussentijdse informele updates zijn hiervoor onvoldoende; de regels kunnen niet tijdens het spel veranderen.

Vraag 8 van 11

a. Is de gepresenteerde opzet voor de opsplitsing in het reguliere OWE-subsidiedeel en het keten OWE-subsidiedeel zinvol en leidt het volgens u tot een eerlijker speelveld voor de productietender?

De doelstelling van de OWE is om een project mogelijk te maken bij een voorlopig wat lagere referentie waterstofprijs. Het idee was dat de huidige OWE scope onvoldoende rekening houdt met de volledige keten en dat de uiteindelijke waterstof kostprijs door alle randzaken alsnog te hoog is. De totale end-to-end kostprijs van de waterstof stopt niet bij de elektrolyzer en een verdere de-risking door extra keten-zaken mee te nemen kan helpen bij het vergroten van de aantrekkelijkheid van het gebruik van hernieuwbare waterstof bij een eindgebruiker.

Er bestaat een risico dat door de combinatie van subsidiedelen kosten die in een aanvraag zonder ketenkosten moeten worden meegenomen, in projecten mét ketenkosten buiten schot kunnen worden gehouden van de rangschikking (kruissubsidie). Dat kan het geval zijn als bepaalde kostenposten van projecten met ketenkosten in het “ketendeel” worden ondergebracht terwijl deze kosten (deels) ook aan het niet-ketendeel toegerekend hadden kunnen worden. Hiermee kunnen projecten met ketenkosten mogelijk een voordeel behalen in de rangschikking, en wordt het complexer om een eerlijke vergelijking tussen projecten te bereiken. Om de effectiviteit van overheidsuitgaven te borgen, en de meest kosteneffectieve projecten te ondersteunen, denken wij dat een separate regeling voor de ketenkosten het meest eerlijk en transparant is.

Daarnaast kan de koppeling tot vertraging leiden. In het reguliere OWE-subsidiedeel moet dus alleen geconcurrereerd worden op basis van de criteria die daarvoor gelden en mag er geen voordeel bestaan voor een partij voor wie het ketendeel integraal onderdeel is van het project. Dit zou een voordeel geven aan indieners die zowel productie als gebruik van waterstof in een hand houden.

Een additionele reden om de regelingen niet te combineren is het feit dat het kan leiden tot een ongelijk speelveld tussen waterstofproductie uit geïmporteerde waterstofdragers en waterstof afkomstig van lokale productie. Als de klant van lokale productie subsidie kan krijgen voor een opslagvoorziening voor waterstof, liquefactie installatie, compressor (bij gebruiker van waterstof) of installaties voor schoonmaken/bewerken van waterstof na transport, dan benadeelt dat het alternatief van geïmporteerde volumes.

b. Is het onderscheid in kostenposten tussen het reguliere OWE-subsidiedeel en het keten OWE-subsidiedeel wat u betreft juist? Zo nee, wat zou u wijzigen/toevoegen/herverdelen?

De voorgestelde onderverdeling van kosten is transparant onderbouwd (zie rapport MottMacDonald voor GroenvermogenNL). De extra subsidie verlaagt het risico dat waterstof voor de eind-gebruiker nog steeds te duur is en kan een project verder de-risken.

De voorgestelde opzet is echter niet aantrekkelijk (want bevoordeelt geïntegreerde partijen en kan voor vertraging in de regeling zorgen).

Vraag 9 van 11

Kunt u inzicht geven in de te maken kosten om het gebruik van hernieuwbare waterstof te faciliteren:

a. Wat is het geraamde bedrag dat u moet investeren om het gebruik van de hernieuwbare waterstof te kunnen faciliteren, de kostenposten in onderdeel 1b in acht nemend?

Dit is meer een vraag voor individuele bedrijven/projecten

b. Er wordt een subsidiepercentage van 40% van de investeringskosten van het ketendeel beoogd (exclusief opslag voor kleine en middelgrote bedrijven, respectievelijke 20 en 10 procentpunt). Is dit voldoende voor de realisatie?

De ketenaspecten hebben een veel kleinere variabele component dan een elektrolyzer en CAPEX subsidie verlaagt het afname risico voor een waterstofproducent nog wat verder. Het percentage is per business case individueel bepaald en een bandbreedte van 40- 80% zou hier ook kunnen gelden. Laat ook hier dan een rankingsmechanisme bepalen in hoeverre de maximale subsidie gebruikt wordt.

Vraag 10 van 11

Kunt u inzicht geven in de betrokken partijen en contractvorming:

a. Kan uw bedrijf zowel productie als gebruik van hernieuwbare waterstof zelf realiseren of is er sprake van een consortium?

Dit is een vraag voor individuele bedrijven/projecten

b. In het geval van een consortium met een partij die produceert en een andere partij die waterstof verbruikt: kunt u binnen het consortium voorafgaand aan de aanvraag langjarige contracten sluiten omtrent de levering van hernieuwbare waterstof?

Dit is een vraag voor individuele bedrijven/projecten

Vraag 11 van 11

a. Zijn er andere opmerkingen of suggesties die u wil delen?

Vanuit NLHydrogen en Energie-Nederland zijn er nog wat opmerkingen en vragen die vooral te maken hebben met de koppeling/synchronisatie met IJVER, maar ook soms algemener gelden.

Zo wordt er een zorg uitgesproken of waterstof-projecten het risico lopen om uitgesloten te worden van OWE2024 wanneer er een PPA wordt aangegaan als onderdeel van Ijmuiden Ver bèta-systeemintegratie. De onder IJVER voorgestelde systeemintegratie projecten moeten naar mening van NLHydrogen en Energie-Nederland kunnen meedoen aan de subsidie tender OWE. De aangeboden projecten binnen IJVER zijn nog steeds onconditioneel (dat is nodig om een eerlijke vergelijking tussen biedingen mogelijk te maken), maar na verlening van de IJVER vergunning zou er nog wel gezocht mogen worden naar upsides zoals bijvoorbeeld geboden door de OWE. De meest recente uitleg van de aansluiting tussen IJVER en OWE laat deze ruimte voor OWE deelname. Hiermee is tegelijkertijd ook de noodzaak om de OWE open te stellen parallel aan het IJVER tijdschema verdwenen. NLHydrogen en Energie-Nederland pleiten daarom voor wat meer lucht in de planning, met bijvoorbeeld nog ruimte voor een consultatie van de conceptregeling, en meenemen van de uitkomsten van het TNO kostendeterminantenrapport en de consultatie Wet Milieubeheer.

Een ander zorgpunt is dat het in bedrijf nemen van een waterstof project binnen vier jaar na toekennen van OWE2024 niet of nauwelijks haalbaar is, zeker gezien het feit dat de eerste groene elektronen vanuit windpark IJVER pas eind 2029 / begin 2030 verwacht kunnen worden. Het vertragingrisico is hiermee extra groot. NLHydrogen en Energie-Nederland pleiten daarom voor een realisatietermijn van 5,5 jaar waarbij bijvoorbeeld binnen twee jaar na de subsidiebeschikking opdrachtverstrekking voor hoofdcomponenten vereist is.

De netbeheerkosten zijn een belangrijke kostencomponent van hernieuwbare waterstofprojecten. NLHydrogen en Energie-Nederland bepleiten dat in de (toekomstige) OWE de exploitatiesubsidie (en daarmee dus ook de maximaal te ontvangen subsidie) meeademt met de netbeheerkosten. Naar verwachting zullen de komende jaren de netkosten immers sterk stijgen; de mate en het tempo waarin dit

gebeurt is echter nog onzeker. Daarnaast is niet uitgesloten dat de tariefstructuur gaat veranderen. Dit kan sterk positieve of sterk negatieve effecten hebben op de onrendabele top. Deze factoren (nettarieven en tariefstructuur) zijn door de netgebruiker niet te beïnvloeden. Daarom stellen wij voor om de exploitatiesubsidie (dan wel het maximaal te ontvangen subsidiebedrag) jaarlijks te corrigeren voor ontwikkelingen in netkosten om grote positieve of negatieve effecten op het rendement te corrigeren. PBL onderzoekt de mogelijkheid van deze systematiek nu voor de SDE; de OWE zou daarbij aan kunnen sluiten.

In wat algemenere zin bestaat er behoefte aan een voorspelbaar beleidskader (inclusief het subsidie-instrumentarium) voor hernieuwbare waterstof omdat dat bijdraagt aan het totstandbrengen van de nodige schaalvoordelen, verlaging van kosten en de integrale ontwikkeling van grote elektrolyseprojecten in samenhang met grote windparken. Om de 3-4 GW doelen enigszins in zicht te houden is het gezien het beschikbare budget verstandig om alvast aan te kondigen dat er snel een derde ronde moet volgen, eind 2024 of begin 2025, met voldoende middelen.

b. Vanuit welke hoedanigheid bent u geïnteresseerd in deze tender, d.w.z. bent u een ontwikkelaar van elektrolyseprojecten, een potentiële afnemer van hernieuwbare waterstof, beide, of betrokken vanuit een andere hoedanigheid?

NL Hydrogen vertegenwoordigt partijen in de waterstofketen. Energie-Nederland vertegenwoordigt energiebedrijven. Onze achterban heeft groot belang bij het tot stand brengen van een volwassen waterstofmarkt.