

Consultatie reactie op de Subsidieregeling opschaling hernieuwbare waterstofproductie via elektrolyse

Vraag 1 van 3: Bent u van plan om een aanvraag te doen voor de tender, als deze dit najaar plaatsvindt? Zo ja, met wat voor elektrolyseproject?

Nvt vanuit NVDE en H₂-platform

Vraag 2 van 3: Mocht u een aanvraag willen doen, hoeveel tijd heeft u dan ten minste nodig tot de tender om ervoor te zorgen dat uw project aan de voorwaarden uit de subsidieregeling voldoet?

Nvt vanuit NVDE en H₂-platform

Vraag 3 van 3: Zijn de beoogde Europese duurzaamheidseisen voor productie van hernieuwbare waterstof (vastgelegd in zogenaamde gedelegeerde handelingen) werkbaar voor uw project? Deze eisen zijn te vinden via de volgende link:

https://ec.europa.eu/info/news/commission-launches-consultation-regulatory-framework-renewable-hydrogen-2022-may-20_en

Voor deze vraag verwijzen we graag naar de openbare consultatiereactie vanuit de Power-to-Industry werkgroep op de RFNBO Delegated Act, die mede namens NVDE is ingediend, te openen via deze [link](#).

Daarnaast willen we naar aanleiding van deze consultatie een reactie op hoofdlijnen geven, en een aantal detailpunten.

Hoofdboodschap:

De NVDE is verheugd dat dit langverwachte instrument binnenkort wordt opengesteld. De unieke aanpak van de regeling, met een investerings- en exploitatiedeel, kan in de basis een goede groei en ontwikkeling van elektrolyzers bevorderen. Wij zien deze regeling als ‘hét voertuig’ om de beleidsmatig sterk bepleite ontwikkeling én opschaling van waterstof-elektrolyse op korte termijn mogelijk te maken. Wellicht kan IPCEI ook een rol spelen maar dit is nog onzeker. Bedenk hierbij dat de Europese doelen voor groene waterstof in 2030 ambitieus zijn maar ook nog onzeker: voor de industrie variëren de cijfers nog tussen 35% (Europese Raad) en 75% (REPower EU); voor mobiliteit tussen 2,6% en 5,2% met verschillen in telregels en mate van hardheid. Per saldo betekent dit al gauw dat er pakweg 5 tot 10 GW aan electrolyzer-capaciteit nodig zal zijn in 2030, naast import van (dragers van) groene waterstof.

Voor de bijbehorende groei naar installaties van minstens honderden MWe capaciteit zal het opschalingsinstrument essentieel zijn. Verdere beleidsmatige implementatie van de 2030-doelen (bijvoorbeeld in de vorm van een verplichting) zal nog een aantal jaren kosten, waardoor er tot pakweg 2025 geen zekerheid is over de markt voor groene waterstof, behoudens een beperkte markt voor de mobiliteit via HBE's. Ook is de techniek voorlopig nog niet rijp voor de bedragen en concurrentie binnen de SDE++ (na analogie van de situatie rond wind op zee ten tijde van het Energieakkoord). Deze situatie staat in contrast met de voorgestelde bovengrens van 50 MW, de beperkte budgetten en de tijdelijkheid van deze voorgestelde regeling. **We pleiten ervoor de regeling op deze punten uit te breiden en komende rondes op een voorspelbare manier in de markt te zetten.**

Inhoudelijke details:

- Dat de regeling zowel een investeringsdeel als een exploitatiedeel bevat vinden we goed, we verwachten dat dit een goede basis is om elektrolyser groei mogelijk te maken. De volgende punten richten zich specifiek op beide delen:
 - Het investeringsdeel:
 - Dit omvat een brede uiteenzetting van de investeringskosten. Wij vinden het zinvol dat meerdere pos-ten hierin meegenomen kunnen worden en het niet alleen om het elektrolyser deel gaat. Wat daarbij nog zou helpen is een heldere systeemdefinitie, om wel afgebakend te hebben wat meegenomen kan worden, en verduidelijkt wat verwacht kan worden en niet tot vervuiling leidt.
 - Daarnaast waarderen we dat de mogelijkheid voor toepassing van een batterij wordt geboden. Het gaat hierbij om een batterij met 1MW vermogen en max 2MWh opslagcapaciteit. Wij stellen voor dat met een relatief cijfer wordt gewerkt, dat wil zeggen dat de grootte van de batterij afhankelijk is van de grootte van de geplaatste elektrolyser. En niet met een vaste verhouding te werken tussen vermogen en capaciteit; hooguit met een range tussen beide, zodat partijen de ruimte hebben om het systeemop-timum te zoeken.
 - De exploitatiesubsidie
 - Wij waarderen het dat, ondanks de SDE++ achtige opbouw van subsidiebepaling, er geen variabiliteit van stroomprijs-berekening wordt gehanteerd, maar dat het onderdeel is van het tenderbedrag. Dit houdt de regeling weg van de discussie waarbinnen SDE++ zich op dit moment in bevind.
 - Inkomsten vanuit HBE's mogen niet meegenomen worden als (toekomstige) inkomstenbron in de ex-ploitatieberekening. Dat vinden we een gemiste kans: de waterstof die met deze projecten wordt gepro-duceerd is immers groen en is technisch gezien goed inzetbaar in brandstofcellen. De mobiliteit is ook een markt die lastiger te verduurzamen is; er spelen immers ook meerkosten in bijvoorbeeld transport naar tankstations. Bovendien kan met HBE-inkomsten de opschalingsregeling met hetzelfde budget meer projecten mogelijk maken. Tegelijk herkennen we dat inkomsten uit HBE's onzeker zijn, wat de slaagkans van projecten beïnvloedt, en dat ook projecten die op andere sectoren zijn gericht in de rege-ling aan de beurt moeten kunnen komen. Ook willen we natuurlijk niet dat stimulering via twee regelin-gen tot overstimulering leidt. Wij stellen voor:
 - Sluit de regeling niet categorisch voor projecten die gericht zijn op de vervoerssector en die HBE-inkomsten verwachten. Ook in die sector moet immers over de hele keten projecten wor-den gerealiseerd om ervaring op te doen.
 - Ten einde een evenwichtige portfolio te krijgen en het risico op non-realiseren van veel projecten te beperken kan aan het aandeel te honoreren met inkomsten uit HBE's wel een limiet worden gesteld.
 - Projecten die wel op de HBE-markt gericht zijn moeten bij voorkeur kunnen switchen, dat wil zeggen voor de productie die naar vervoer gaat (en waarvoor ze HBE's ontvangen) worden ze in het OPEX-deel van hun opschalingssubsidie gekort; voor batches die naar andere markten gaan geldt deze korting niet.
 - Sluit bij de verrekening van HBE-inkomsten zoveel mogelijk aan bij de SDE-regeling voor geavan-ceerde biobrandstoffen. Dat wil zeggen: die inkomsten worden niet meegenomen in de bereke-ning van de subsidie-intensiteit (er is dus geen prikkel om deze inkomsten hoog in te schatten

voor een gunstige plaats in de rangschikking) maar wel in de berekening van de jaarlijkse subsidiegrondslag. Dit betekent dat er een jaarlijkse correctie wordt uitgevoerd voor het uit te keren subsidiebedrag voor de HBE-inkomsten die de kosten niet dekken.

- Wat betreft een mogelijke correctie voor vermeden kosten in het ETS en vrije rechten daarin: er komt een benchmark voor verschillende vormen van waterstofproductie, waaronder voor elektrolyzers. Deze kunnen vrije rechten krijgen, met een ondergrens van 25 kton productie, oftewel ~200 MW_e. Maar de bovengrens in het huidige voorstel voor de regeling is 50 MW, waardoor dit een installatie met vrije rechten voorlopig niet mogelijk lijkt te worden. Het lijkt ons zinnig hier rekenschap van te nemen.
 - Er is nog niets bekend over de transpositie van de Europese doelen voor groene waterstof in de industrie naar nationaal beleid. Indien dat zou gebeuren in de vorm van een nationale ‘bijmengenverplichting’ voor groene waterstof in deze sector, met een bijbehorend verhandelbaar certificaat, moet mogelijk ook voor inkomsten uit dit certificaat worden gecorrigeerd. Het is nog te vroeg om hier concreet over te worden maar mogelijk moet hiervoor in de regeling al een haakje worden gecreëerd.
 - Het lijkt ons belangrijk om de definities van de marktprijs van waterstof en het correctiebedrag expliciet op te nemen in de regeling. Naar welke marktprijsindicator wordt gekeken, en welke eventuele omrekenformule wordt gehanteerd?
- Wat betreft de systeemdefinities hebben we de volgende opmerkingen:
 - Onze interpretatie van artikel 2.4 is dat het aandeel hernieuwbare waterstof wordt bepaald door het aandeel elektriciteit dat voldoet aan de Delegated Act. Waarbij over de totale productie de 70%-eis geldt. Dat zou nog verduidelijkt kunnen worden, zeker als onze interpretatie niet klopt.
 - Zowel directe lijn, een netgekoppeld systeem en een combinatie van beide is mogelijk gemaakt. Dit waarden we enorm, net als de breedheid in gunningen, zodat ten minste twee types aan bod komen en gestimuleerd worden.
 - In art. 3.1.3 staat het rangschikkingsbedrag als volgt omschreven:

$$= \frac{\text{aangevraagde investeringsdeel} + \text{aanvraagde exploitatiedeel subsidie}}{MWE_{\text{input}}}$$
 Wij vinden het logischer om te sturen op output “kg hernieuwbare waterstof” in de ranking. En hiermee te zorgen voor een duidelijke stimulans op maximale efficiëntie in het elektrolyseproces, in plaats van kijken naar MWE_{input}. In de vragenuur-sessies heeft RVO aangegeven hier op outputbasis te willen rekenen, maar we kunnen het niet laten deze opmerking op principiële gronden hier toch nogmaals te maken.
 - De regeling werkt nu met een druk van 30 bar voor de waterstof die ‘aan het hek’ de productie-eenheid verlaat. Onze verwachting is echter dat de waterstof-backbone zal gaan werken met een druk van 50 bar. Compressie tot deze druk zou dus onderdeel moeten zijn van de systeemdefinitie.
 - Artikel 3.7 behoeft verduidelijking over het type transport: elektra of waterstof. In de toelichting (en bij de vragen en antwoorden vanuit RVO behorende bij het wekelijkse vragenuur) staat elektra omschreven, wat we ook logischer vinden dan waterstof gezien de huidige (beginnende) staat van het waterstoftransportnetwerk.

- Het is goed dat een transportindicatie wordt vereist voor aanvragers, net als in de SDE++, om de kans te vergroten dat projecten tijdig een netaansluiting zullen hebben. Gegeven de enorme opgave waar netbeheerders voor staan is het immers te prefereren dat elektrolyzers worden geplaatst op locaties waar ze congestieproblemen helpen *vermindere*n. Bij grote elektrolyzers van 100 MWe dringt zich de parallel op met het locatiebeleid voor elektriciteitscentrales. Wanneer de regeling toegepast gaat worden voor elektrolyzers op deze schaal (zie ons pleidooi verderop) zal nader nagedacht moeten worden over het aanwijzen van concrete locaties en het beperken van de netverzwaringsopgave.
- Door de bovengrens van 50 MW elektrolyzers zullen de installaties zeer klein blijven. Dit geeft ons aanleiding tot de volgende kanttekeningen en een voorstel:
 - We waarderen dat hiermee in brede zin ervaring wordt opgedaan en erkennen dat dit het opdoen van ervaring door het bevoegd gezag vergunningverlening kan versnellen. Installaties op schaal van tienallen MW vormen een belangrijk startpunt van de ontwikkeling. En het budget van de eerste ronde is daar consistent mee. Maar het staat in schril contrast met het onlangs genomen finale investeringsbesluit van Shell voor een 200 MW elektrolyser en meerdere aankondigingen van wellicht nog grotere maatvoering (bijvoorbeeld 500 MW vanuit HyCC nabij Amsterdam, HyNetherlands met een start van 100 MW en doorgroei naar 1 GW). Deze voorbeelden laten zien dat de regeling niet goed aansluit diversiteit aan projectschalen, inclusief honderden MW, die de markt momenteel als opportuun ziet.
 - Daarnaast is in de regeling benoemd dat kleinere projecten een snellere doorlooptijd zullen hebben. Zeker gezien de breedheid van bevoegd gezagen op meerdere niveaus en meerdere locaties in het land, betwijfelen wij dit.
 - Wij denken ook dat de keuze voor stimulering van kleinere elektrolyzers niet tot snellere en grotere elektrolyser capaciteit hoeft te leiden. Voor een snelle en flinke groei in elektrolyser capaciteit is ook stimulans voor grote (>100 MW) elektrolyzers nodig. Zeker voor waterstof inzet in de industrie (feedstock en hoge temperatuur) en directe waterstof inzet in transport (buiten de raffinageroute), al is het maar omdat de vraagvolumes daar navenant groot zijn.

Totdat een flinke kostenreductie gerealiseerd is en het SDE++ instrument binnen bereik komt, zien wij vooral de opschalingsregeling als noodzakelijk stimuleringsinstrument, naast mogelijk IPCEI en het nieuwe NIKI instrument. Wij denken dat dit onvoldoende is voor de vereiste snelle opschaling van elektrolyser capaciteit.
 - Daarnaast hebben wij de stellige indruk dat een budget van 250 miljoen euro niet voldoende zal zijn om de ambitie van 500 MW elektrolyzers in 2025 uit het Klimaatakkoord te realiseren.
 - Wij stellen daarom een spoedige vervolg-openstelling van de voorliggende opschalingsregeling voor, voor elektrolyzers tot 500 MW, gegeven de ambities voor 2030, met doorgroei naar GW-schaal per project. Vanaf 2024 verwachten wij dat er projecten van deze omvang, zoals North2 klaar staan om in te dienen. Het budget zal daarvoor ook moeten worden verruimd; een deel van de 15 mrd voor hernieuwbare energiedragers uit het regeerakkoord kan dan ingezet worden via het opschalingsinstrument.
 - Het zou dan ook goed zijn als het beleidsvoornemen wordt gecommuniceerd dat het opschalingsinstrument gedurende een langere periode ingezet zal worden totdat de kosten zijn gedaald naar een concurrerend niveau en/of alternatief instrumentarium de trekkracht overneemt. Juist voor grotere projecten, met schaal- en synergievoordelen (met bijvoorbeeld wind op zee) maar ook met lange lead-times is die voorspelbaarheid essentieel. Dit kan door op voorspelbare wijze periodiek een subsidie-tender open te stellen.

- Zowel kleine projecten (onder de 50 MW) als grote projecten (boven de 100 MW) zijn nodig voor het verder opschalen van waterstof. Juist een combinatie van beide zorgt voor het maximale potentieel. Door ook specifiek budget te reserveren voor installaties van tientallen MW kan worden geborgd dat de regeling een portfolio aan projecten oplevert met een diversiteit aan schaalgroottes.
- Tot slot zal ook stimulering nodig zijn van de import van (dragers van) groene waterstof. Een stimuleringsregeling daarvoor moet goed toegesneden zijn op de barrières voor de ontwikkeling van import, die deels (maar niet allemaal) hetzelfde zullen zijn als die voor binnenlandse productie. Het is belangrijk om op korte termijn stappen te maken bij de vormgeving van dit stimuleringskader, om import niet onnodig op achterstand te zetten.
- Wat betreft de administratieve uitwerking hebben we de volgende opmerkingen:
 - Bij de eisen aan de productie-installatie wordt een directe lijn als mogelijkheid genoemd. Niet duidelijk is of een in een windturbine geïntegreerde electrolyser ook onder deze definitie valt. Wij nemen aan dat dit wel de bedoeling is en stellen daarom voor dit in artikel 2.2 lid 2 sub a (en andere relevante artikelen) te verduidelijken door dit als volgt aan te passen: “met een directe lijn gekoppeld *dan wel rechtstreeks verbonden* aan een productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit wind- of zonne-energie”.
 - Voor de broeikasgas-emmissiereductie berekening van ten minste 70%, stellen wij voor dat wordt aangesloten bij de rekenmethodes die CertifHy reeds goed heeft uitgewerkt, en die als verplichting op te nemen in de regeling.
 - Per 1 oktober kan Vertogas naar verwachting GvO's uitgeven voor (groene) waterstof; mede gebruikmakend van de methodes die in CertifHy al zijn uitgewerkt. We gaan ervan uit dat deze GvO's alle informatie zal bevatten die partijen nodig hebben om te voldoen aan de Europese Delegated Act voor hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong. Belangrijk daarbij is dat wordt geborgd dat ook met in windturbines geïntegreerde electrolyzers geproduceerde hernieuwbare waterstof in aanmerking komt voor deze GvO's. Om administratieve lasten beperkt te houden zou het goed zijn om bij deze regeling gebruik te maken van deze GvO's, vergelijkbaar met de manier waarop de SDE gebruik maakt van GvO's voor groene elektriciteit en met de manier waarop zaken in de Regeling energie vervoer geregeld zijn.
 - Een realisatietermijn van 3 jaar na subsidieverlening is -onder meer vanwege de huidige lange levertijdencrap. Daarom stellen we voor om van deze termijn 4 jaar te maken. Daarnaast vragen wij ons af welke invloed eventuele vertragingen in infrastructuur (vanuit de netbeheerder) hebben op de ingebruiknametermijn. De mogelijkheid voor een beargumenteerde verlenging van bijvoorbeeld een jaar lijkt ons hier nuttig, vergelijkbaar met hoe dat in de SDE++ is geregeld.
 - Vanwege stikstof staan momenteel veel vergunningsaanvragen on hold, de status 'vergunning in aanvraag' (of eventueel 'ontwerp-beschikking afgegeven') in plaats van 'verkregen vergunning (niet onherroepelijk)' is daarom logischer.
 - Daarnaast begrijpen wij uit de toelichting dat het bij artikel 3.4 lid 1 enkel om het milieudeel van de omgevingsvergunning gaat. Wij zijn verheugd dat beschikking van het bouwdeel geen voorwaarde is. Om dit ook in artikel 3.4 lid 1 duidelijk te maken, stellen wij voor dit lid als volgt aan het passen: “De aanvraag voor subsidie gaat vergezeld van het onderdeel Milieu van de vergunning die op grond van artikel 2.1, eerste lid, onderdeel e, van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht noodzakelijk is voor het oprichten en in werking hebben van de productie-installatie voor waterstof.”

- Voorts begrijpen wij uit artikel 4.7 dat offshore productie-installaties voor waterstof binnen de scope van de subsidieregeling vallen. Dat vinden wij een positieve en noodzakelijke ontwikkeling. In artikel 3.4 wordt echter verwezen naar een omgevingsvergunning, wat alleen relevant is op land en in de territoriale zee (uitgezonderd windparken met een windvergunning in de territoriale zee). Dit lijkt inconsistent. Daarom stellen wij voor om artikel 3.4 lid 1 én lid 2 uit te breiden voor projecten op zee met “of watervergunning en/of windvergunning”. Dat zijn de mogelijk benodigde ‘ruimtelijke’ vergunningen voor een waterstofinstallatie op zee.
- Met betrekking tot de afwijzingsgronden:
 - Artikel 3.10.f noemt de inzet van gebruikte materialen als afwijzingsgrond. Dit vinden wij opmerkelijk en onnodig. Gezien de brede reikwijdte van de regeling wordt hiermee, op plekken waar circulaire inzet reeds goed mogelijk is, een gewenste ontwikkeling geremd. We begrijpen dat oude of reeds bestaande elektrolyzers niet opnieuw subsidie kunnen ontvangen. Daarom bepleiten wij dat deze afwijzingsgrond specifiek gemaakt wordt voor enkel het elektrolyse onderdeel binnen alle subsidiabele onderdelen. Ook dat onderdeel dient daarbij helder te worden gedefinieerd. Er zijn namelijk projecten die gerealiseerd gaan worden op een al bestaande locatie waar gebruik van kan worden gemaakt van bijvoorbeeld aanwezige faciliteiten voor demiwater en de aansluiting op het e-netwerk. Deze bepaling mag er niet toe leiden dat dergelijke ondersteunende voorzieningen als ‘inzet van reeds gebruikte materialen’ worden gekwalificeerd, het zou bij brownfield projecten onnodige kosten veroorzaken.
 - Artikel 3.10.g noemt onomkeerbare investeringsverplichtingen voor de realisatie van de productie-installatie voor waterstof, die zijn aangegaan voor de datum waarop de aanvraag is ingediend, als afwijzingsgrond.
 - We vermoeden dat de bedoeling van deze bepaling is te voorkomen dat niet-additionele projecten, projecten die toch al plaatsvinden, worden gesubsidieerd op basis van de regeling. We willen daarom voorstellen om als peilcriterium van additionaliteit uit te gaan van een concrete en objectief vast te stellen verplichting, ten opzichte van een helder gedefinieerde derde partij, zoals het geven van een opdracht van de levering van onderdelen voor waterstof-productie.
 - In de eerste plaats behoeft deze grond verduidelijking.
 - Wat betekent “onomkeerbaar” in punt g? In het juridische verkeer zijn verplichtingen in feite altijd omkeerbaar. Zelfs contractuele verplichtingen kunnen worden ontbonden (eventueel tegen een schadevergoeding).
 - Het is niet duidelijk wat een “investeringsverplichting” betekent. Een finale investeringsbeslissing wordt intern door een bedrijf genomen. Een verplichting wordt daarentegen aangegaan jegens een derde. In welk geval is dan sprake van een verplichting en welke zou de derde partij zijn in deze?
 - Wij pleiten ook voor een nadere specificatie hiervan, om te voorkomen dat deze afwijzingsgrond effect heeft op de toegang tot additionele ongesubsidieerde groene elektronen voor de waterstofproductie. Dat zit zo:
 - Aanbiedingen voor tenders van wind-op-zee bevatten veelal ook aanbiedingen voor electrolysers en de doorlooptijden van vergunningstrajecten zijn lang.
 - De ingebruikname van de hernieuwbare stroom installatie en electrolyser mogen slechts 36 maanden uit elkaar liggen, volgens de RFNBO Delegated Act. Dit is dezelfde tijd die een waterstofproject onder deze regeling krijgt om gerealiseerd te worden.

- Op zijn minst voor toegang tot hernieuwbare stroom zullen dus onomkeerbare investeringsverplichtingen -voorafgaand aan realisatie- nodig zijn. De regeling mag dit niet uitsluiten.
- Punt g. zou dan zo geformuleerd kunnen worden: “g. opdracht is gegeven voor de levering van onderdelen voor de productie-installatie voor waterstof voor de datum waarop de aanvraag is ingediend.” Dit beperkt de grond tot het electrolyzer-deel van het project. Een dergelijke definitie van opdrachtverlening wordt ook gebruikt bij de SDE++ en zou daarmee goed uitvoerbaar moeten zijn.
- Artikel 3.10.h heeft verdere specificering. We verwachten namelijk dat een aantal activiteiten mogelijk moet zijn, zoals ontwerpen, studies uitzetten, het project plannen en het bestellen van componenten met een lange levertijd. Daadwerkelijk bouwen en productie van waterstof kan een heel redelijke afwijzingsgrond zijn, maar voorbereidende activiteiten moeten dat volgens ons niet zijn.
- Artikel 3.10.i sluit projecten uit waarbij ‘aannemelijk is dat de activiteiten ook zonder subsidie zonder belangrijke vertraging zouden worden uitgevoerd’
 - Ook bij dit punt lijkt het de bedoeling om niet-additionele projecten uit te sluiten van subsidie. Deze uitsluitingsgrond overlapt daarmee met punt g. Overstimulering wordt al voorkomen door de bepalingen in Artikel 3.12 (geen overstimulering), de vereisten voor de kostenberekeningen en de correctiebedragen.
 - In punt i is niet duidelijk wat “aannemelijk” betekent.
 - Het begrip “belangrijke vertraging” is niet gedefinieerd.
 - Het begrip “de activiteiten” niet gedefinieerd. Het lijkt bij activiteiten om meer te gaan dan de “productie-installatie voor waterstof”, maar onduidelijk is welke activiteiten wel en welke niet.
 - Vanwege de overlap en de onduidelijkheid, die leidt tot rechtsonzekerheid, stellen we voor om één helder peilcriterium voor additionaliteit vast te stellen en punt i te schrappen.
- Artikel 3.10.j is waarschijnlijk opgesteld om -terecht- oversubsidiëring te voorkomen, maar kan op dit moment projecten in een houdgreep nemen. Binnen een investeringstraject worden verschillende scenario’s aangehouden, gezien de onzekerheid die concurrentie binnen subsidietenders met zich meebrengt. Alternatieve manier van voorkomen van oversubsidiëring is het aanvullen van artikel 4.6 met de mogelijkheid tot korten en/of terugvorderen van subsidie bij overstimulering.
- Inwerkingtreding per 1 januari 2023 wordt gewaardeerd, fijn dat snelheid wordt geboden. We begrepen (via het RVO vragenuur) dat de regeling mogelijk nog eerder ingaat; bijvoorbeeld per november of december 2022, afhankelijk van de definitief gepubliceerde Delegated Act op RFNBO’s. En we begrepen dat de tender ook snel, mogelijk al een maand na ingang, opengaat voor één maand, zodat beoordeling ook snel kan starten.

De [Nederlandse Vereniging Duurzame Energie \(NVDE\)](#) maakt zich sterk voor een energievoorziening die volledig is gebaseerd op hernieuwbare energie door het bundelen van krachten uit de gehele sector. De activiteiten bij meer dan 6000 aangesloten bedrijven vertegenwoordigen nu al een omzet van ruim €41 miljard en meer dan 250.000 werknemers.

[H₂Platform](#) is een groeiend samenwerkingsverband van ongeveer 60 bedrijven en organisaties die zich bezighouden met productie, import, transport, opslag en inzet van waterstof. Het Platform streeft naar een snelle verduurzaming van onze samenleving in lijn met de internationale klimaatafspraken middels de inzet van duurzaam geproduceerde waterstof. Het H₂Platform vertegenwoordigt de Nederlandse waterstofsector in Europa via Hydrogen Europe.