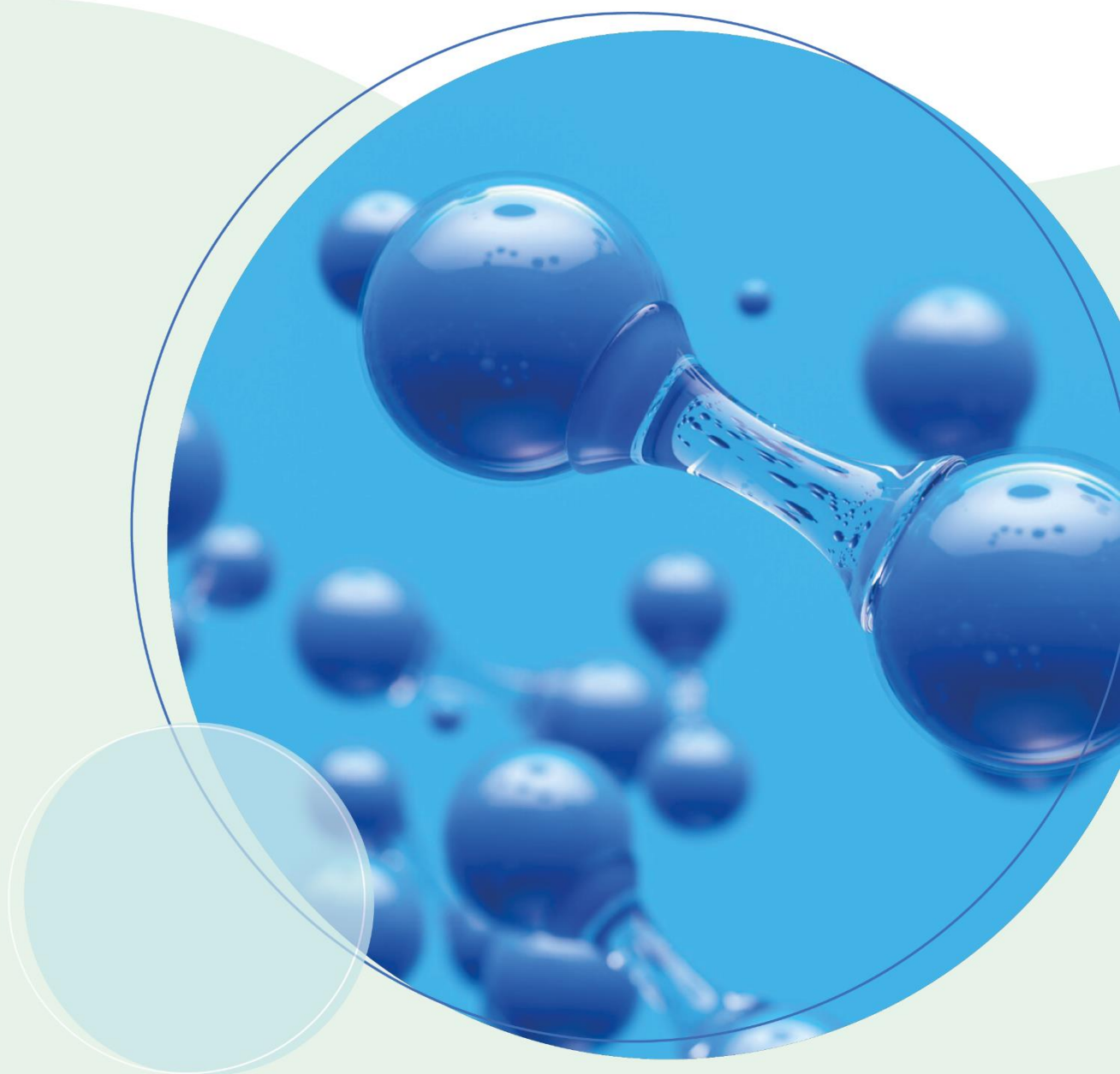


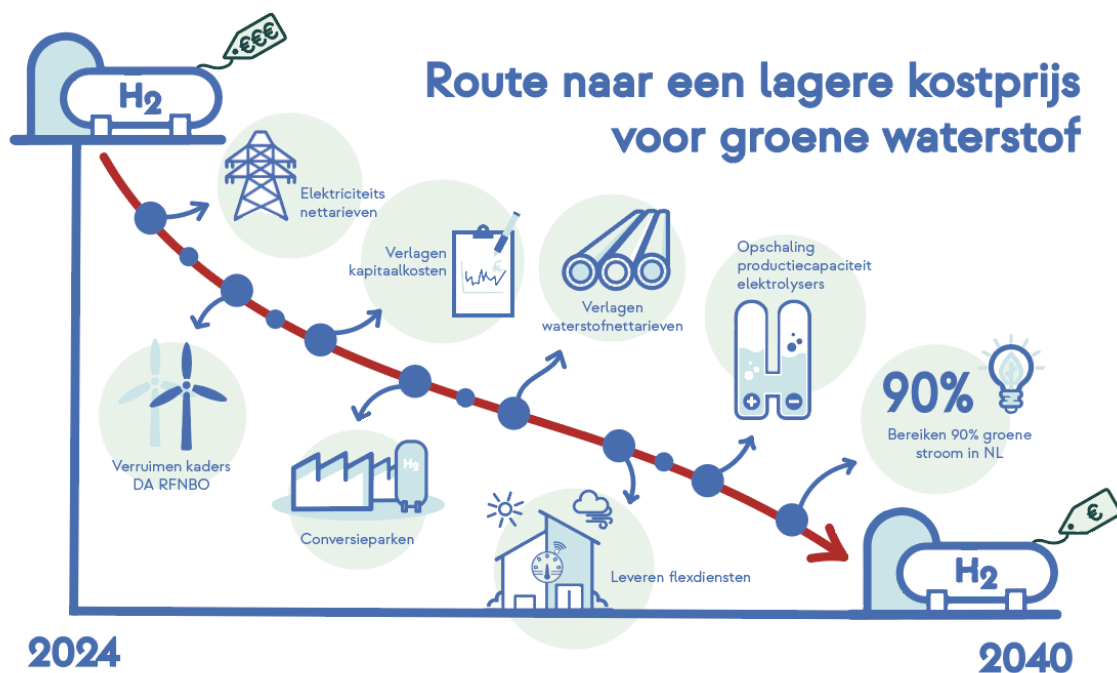
Op weg naar betaalbare groene waterstof

Enquêteonderzoek naar opties voor kostprijsreductie



Samenvatting

De kostprijs van groene waterstof moet omlaag om de ambities voor een duurzame, concurrerende waterstofeconomie in Nederland waar te maken. Uit eerder onderzoek van TNO blijkt dat de kostprijs van in Nederland geproduceerde groene waterstof momenteel tussen de €12 en €14 per kilo ligt. Als we groene waterstof grootschalig willen inzetten in industrie en mobiliteit moet die prijs dalen. NLHydrogen voerde een sectorbrede enquête uit, onder haar leden en onder deelnemers aan het Nationaal Waterstofprogramma. Het resultaat: 24 kansrijke maatregelen die opgeteld kunnen leiden tot een flinke kostprijsverlaging in de loop van de komende 15 jaar.



Waardevolle inzichten uit de sector

Er zijn in de gehele keten besparingen mogelijk. Via onze enquête ontvingen we hier input op door 77 reacties uit alle hoeken van de sector: producenten van hernieuwbare waterstof, fabrikanten van elektrolyzers en componenten, netbeheerders, overheden en andere betrokken partijen.

De 24 in deze enquête geïdentificeerde besparingsopties zijn onderverdeeld in zes categorieën: investeringskosten (CAPEX), elektriciteitskosten (nu nog de grootste kostenpost voor het maken van groene waterstof), infrastructuur, operationele kosten, financiering en beleidsmaatregelen. De kostprijs omlaag brengen vraagt om een samenhangende aanpak, waarbij aan meerdere knoppen tegelijk gedraaid moet worden.

Naast de geïdentificeerde besparingsopties is relevant om te benoemen dat voor de elektriciteitskosten in de TNO-studie het prijspeil in 2024 - een hoge vaste prijs - wordt gebruikt. We verwachten dat in de praktijk de prijs van groene stroom lager en meer variabel wordt. Door te zorgen dat elektrolyzers maximaal gebruik kunnen maken van goedkopere groene stroom op het moment dat die beschikbaar is kunnen de elektriciteitskosten mogelijk nog verder worden verlaagd.

Concrete maatregelen: van conversieparken tot slimme financiering

Uit de analyse komen diverse kansrijke maatregelen naar voren, waaronder:

- **Lagere netwerkkosten** voor elektrolyzers;
- **Beleidsaanpassingen**, zoals het versoepelen van Europese regels voor groene waterstofproductie;
- **Slimme financieringsconstructies** en garanties om investeringsrisico's te beperken;
- **Clusteren van groene-waterstoffabrieken** in conversieparken waar gezamenlijk infrastructuur kan worden aangelegd;
- **Verlagen waterstofnettarieven** door dit niet alleen lokaal geproduceerde groene waterstof, maar ook blauwe en geïmporteerde waterstof te laten vervoeren;
- **Gebruik maken van flexdiensten** waarbij elektrolyzers flexibel inspelen op het elektriciteitsaanbod;
- **Schaalvergroting en standaardisatie** van elektrolyserproductie en fabrieksontwerpen;
- **Bereiken van 90% groene stroom in Nederland** zodat elektrolyzers meer draaiuren kunnen maken;

Samen maken we groene waterstof betaalbaar

De resultaten van dit onderzoek laten zien dat er niet één oplossing is voor het verlagen van de kostprijs van waterstof, maar dat er een combinatie van technologische innovaties, beleidsmaatregelen, schaalvergroting en samenwerking nodig is. Het levert ook een goede basis voor verdere analyse en uitwerking. Hierbij stellen we onder meer voor om verder onderzoek te doen naar de combinatie van flexdiensten met variabele stroomprijzen en financieringsinstrumenten. Verder zal onze eigen systeemstudie nog meer inzicht geven in de meerwaarde van waterstof in het Nederlandse energiesysteem.

Inleiding

Voor de Nederlandse klimaatdoelen is het belangrijk dat de kostprijs van in Nederland geproduceerde hernieuwbare waterstof snel daalt. Het ministerie van Klimaat en Groene Groei en TNO gaan later dit jaar het potentieel voor kostprijsreductie van groene waterstof in kaart brengen, in navolging van de eerder door TNO uitgevoerde [RHyCEET-studie](#). NLHydrogen is gevraagd om voor dit doel input uit de sector te verzamelen die TNO vervolgens kan gebruiken voor een meer gedetailleerde analyse van de verschillende opties.

In 2018 voorzag [de Waterstof Coalitie](#) – een samenwerkingsverband van bedrijven, netbeheerders, havenbedrijven, NGO's en kennisinstellingen – een snelle kostprijsdaling van groene waterstof. Door schaalvergroting van elektrolyzers en goedkopere hernieuwbare elektriciteit werd een kostprijsverlaging verwacht in de loop van dit decennium, vergelijkbaar met eerdere ontwikkelingen bij zonne- en windenergie.

In 2024 laat TNO met haar RHyCEET-studie echter zien dat de kostprijs (LCOH) van groene waterstof in Nederland met €12–14/kg aanzienlijk hoger ligt dan destijds verwacht. De daling is uitgebleven door stijgende elektriciteitsprijzen, hogere bouwkosten en rentes, en vertraagde investeringen in elektrolysecapaciteit.

TNO benadrukt dat deze uitkomst een momentopname is en dat kostprijsdaling nog mogelijk is. In het publieke debat geldt de huidige hoge prijs echter steeds meer als vast uitgangspunt. Toch bestaan er binnen de sector nog diverse kansrijke opties om de kostprijs te verlagen.

Om deze verder te verkennen, is een enquête gehouden onder leden van NLHydrogen en betrokkenen bij het Nationaal Waterstofprogramma. Daarmee is geïnventariseerd welke kostprijsreducerende maatregelen kansrijk zijn en binnen welke termijn ze haalbaar kunnen zijn. De resultaten moeten concrete aanknopingspunten bieden voor overheden, bedrijfsleven en kennisinstellingen om de kostprijs van groene waterstof verder te verlagen in het licht van de Nederlandse klimaatdoelstellingen.

Methodologie

NLHydrogen heeft een enquête uitgevoerd naar kostprijsdaling van in Nederland geproduceerde hernieuwbare (groene) waterstof. Waterstofproductie via andere technologieën in Nederland of de import van waterstofdragers zijn ook zeer interessante onderwerpen, maar vallen niet onder de scope van deze enquête.

Alleen interventies die betrekking hebben op de daadwerkelijke productie van groene waterstof zijn onderzocht. Interventies op andere plekken in de keten (met name om de prijs van groene elektriciteit in Nederland naar beneden te krijgen) zijn erg relevant voor de kostprijs van groene waterstof, maar vallen buiten de scope van dit onderzoek.

De referentie-elektrolyser die wordt onderzocht in RHyCEET is een generieke elektrolyser met een capaciteit van 100 megawatt, waarin geen onderscheid wordt gemaakt tussen alkaline- en PEM-electrolyzers. Deze referentie-elektrolyser wordt ook in deze enquête als basis gebruikt. Deze fabriek kan gevoed worden door zowel zonnestroom als door onshore en offshore windstroom, maar omdat offshore wind in de Nederlandse context de belangrijkste voeding is voor groene-waterstofproductie richten enkele vragen zich specifiek op de offshore wind-groene waterstof-koppeling.

De gebruikte meetmethode voor de kostprijs is de zogenoemde Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) - een rekenmethode waarin de totale kosten van hernieuwbare waterstofproductie per eenheid (in dit geval per kilogram) worden opgeteld. Hierbij wordt alles meegenomen, zowel kapitaalinvesteringen in de productiefaciliteiten (CAPEX) als de operationele kosten die gemaakt worden (elektriciteit, tarieven voor gebruik van infrastructuur, etc.) om hernieuwbare waterstof te produceren.

Subsidies vallen buiten de scope van dit onderzoek, aangezien het subsidiëren van hernieuwbare waterstof niet tot een absolute kostenvermindering leidt.

Onderzochte besparingsopties

Er zijn in totaal 24 besparingsopties onderzocht, verspreid over de volgende zes categorieën:

- CAPEX - electrolyzers en andere technische componenten
- CAPEX – projectkosten m.u.v. kosten technische installaties
- Elektriciteitskosten
- Infrastructuurkosten (elektriciteitsnet, waterstofleidingen en overig)
- Operationele kosten (m.u.v. elektriciteitskosten en infrastructuurkosten)
- Financiering en WACC

Deze categorieën en opties zijn geselecteerd op basis van de RHyCEET-studie, input van NLHydrogen-leden en andere experts/stakeholders in de sector en vakliteratuur. De daadwerkelijke opties staan bij de resultaten per categorie uitgebreid omschreven.

Voor elke besparingsoptie zijn de volgende vragen gesteld:

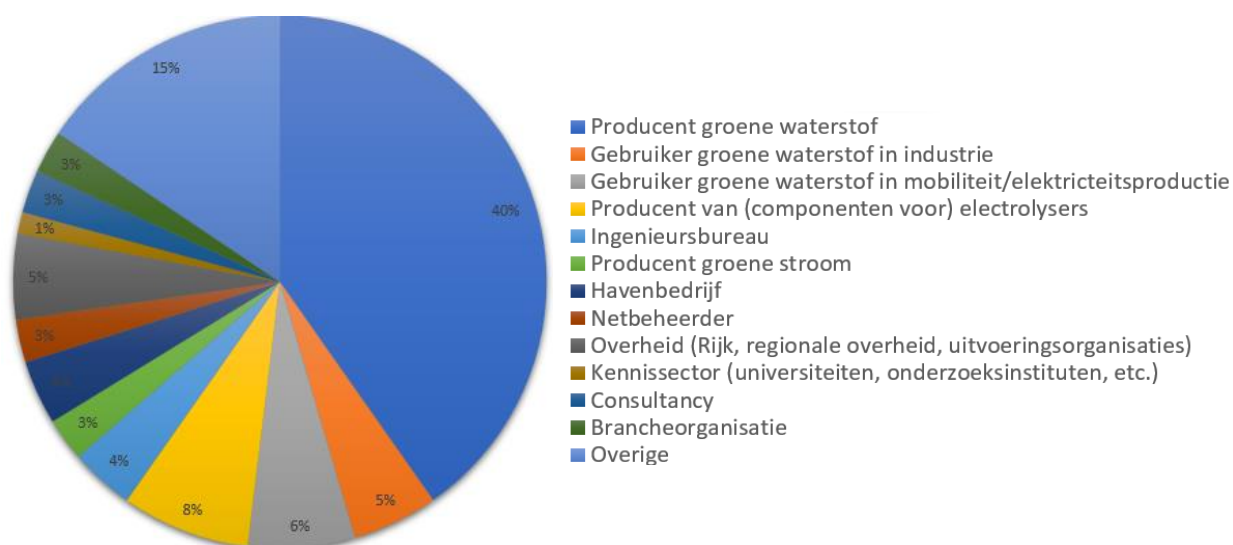
- *Hoe haalbaar is deze optie voor kostenbesparing?* Te beantwoorden op een schaal van 1 tot 5, waar 1 staat voor *niet haalbaar* en 5 voor *zeer goed haalbaar*.
- *Op welke termijn kan deze optie voor besparing zorgen?* Hierop kunnen de geënquêteerden de volgende antwoorden geven:

- *Op relatief korte termijn (tussen nu en 2030)*
- *Op middellange termijn (tussen 2030 en 2035)*
- *Op lange termijn (tussen 2035 en 2040)*
- *Op zeer lange termijn (na 2040)*
- Hoe groot is ruwweg het besparingspotentieel van deze optie? Hierop kunnen de geënquêteerden de volgende antwoorden geven:
 - Zeer gering (< 0,10 euro/kg)
 - Gering (0,10-0,25 euro/kg)
 - Gemiddeld (0,25 – 0,50 euro/kg)
 - Groot (0,50 – 1,00 euro/kg)
 - Zeer groot (> 1 euro/kg)

Om deze gegevens te verwerken tot bruikbare resultaten is de *modus* van elke besparingsoptie gehanteerd, dus het antwoord dat het meest werd ingevuld in de enquête voor de termijn en het besparingspotentieel van de optie. De haalbaarheid is gebruikt als filter; maatregelen die als niet of slecht haalbaar zijn gekwalificeerd zijn niet meegenomen als significante besparingsoptie.

Respons

De enquête is 77 keer ingevuld, een mooi resultaat; ook gegeven de relatief korte responstijd, die overlapt met de vakantieperiode. Deze respons betekent dat de uitkomsten voldoende representatief zijn voor ruwe indicaties. Vooral de subgroep producenten van hernieuwbare waterstof is ruim vertegenwoordigd, met zo'n 40% van de antwoorden. De verdere respons is vrij gelijk uitgesmeerd over de andere groepen respondenten – zie onderstaande figuur.

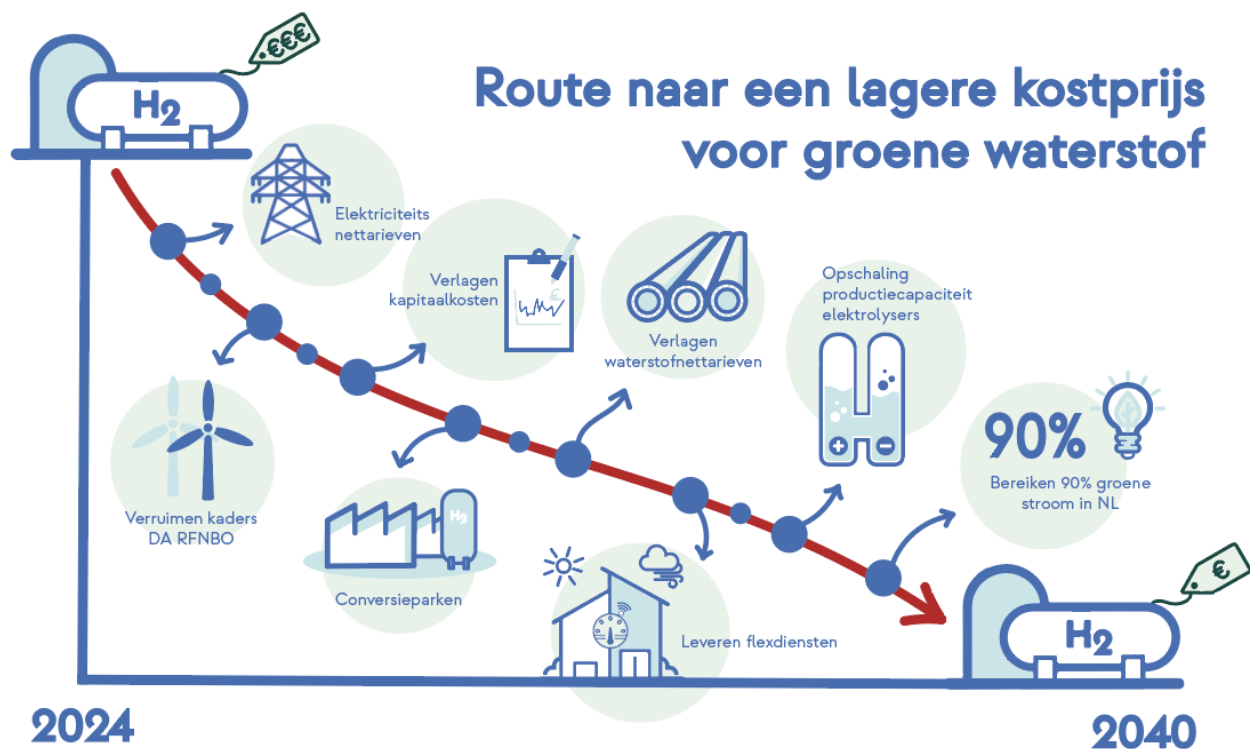


Analyse van totaalbeeld en conclusies

Volgens de waterstofsector zijn er verschillende kansrijke opties voor kostprijsreductie. Met een basale formule voor kwantificatie tellen deze opties (cumulatief) op tot een potentiële reductie van zo'n 30% in 2030 en een mogelijke halvering van de LCOH in 2040. Deze zijn deels te behalen door verdere ontwikkeling van de sector, bijvoorbeeld door de verwachte toename in productiecapaciteit van elektrolyzers. Deels zijn dit beleidsmatige opties, zoals het verder verruimen van de Europese gedelegeerde handeling voor hernieuwbare waterstof (RFNBO). En deels kunnen deze opties door publiek-private samenwerking worden behaald, bijvoorbeeld bij het afdekken van financiële risico's voor elektrolyseprojecten.

Er is verder kwantitatief onderzoek nodig om deze eerste conclusies te valideren (o.a. door het vervolg op RHyCEET), en de praktijk zal gaan uitwijzen of dit soort besparingen inderdaad haalbaar zijn.

Een optelsom van alle grotere en kleinere interventies bij elkaar kan tot een grote impact leiden. Door consequent in te zetten op kostprijzdaling in alle domeinen – CAPEX en OPEX, op elektriciteit en op infrastructuur, technisch, beleidsmatig en financieel – ziet de waterstofsector mogelijkheden om in de komende vijftien jaar een significante kostprijsreductie van hernieuwbare waterstof te realiseren.



In de interventies is een onderscheid aan te brengen tussen kostprijsdalingen die de waterstofsector zelf kan bewerkstelligen en kostprijsdalingen die primair door wijzigingen in beleid moeten worden gerealiseerd. Het patroon hierin is dat de meeste interventies door de sector kunnen worden getrokken, wat voor ongeveer de helft van de kostprijsreductie kan zorgen. Denk hierbij bijvoorbeeld aan het verder ontwikkelen van conversieparken, het verlagen van financiële risico's of het opschalen van de productie van electrolyzers. Hierbij is samenwerking met overheden en de kennissector wel van groot belang.

Puur beleidsmatig zijn er minder knoppen om aan te draaien, maar daar staat tegenover dat dit wel de interventies zijn met de grootste impact op de kostprijs. Het verlagen van elektriciteitsnettarieven, het verruimen van de kaders van de delegated act RFNBO en het aanpakken van de waterstofnettarieven zijn beleidsmatige interventies die op korte termijn impact kunnen hebben en daarmee de positieve feedbackloop van nieuwe investeringen in electrolyzers en kostendaling door opschaling kunnen opstarten. Hiermee kan zo'n 35% van de totale kostenprijsreductie gerealiseerd worden.

De laatste 15% van de mogelijke kostprijsreductie zit in het bereiken van 90% groene stroom in het Nederlandse stroomnet; deze kostprijsreductie is niet sec aan de sector of aan de overheid toe te rekenen maar reflecteert een economiebrede voortgang in de energietransitie.

Benadrukt moet worden dat er mogelijk ook op andere plekken in de keten mogelijkheden zijn om de kostprijs nog verder naar beneden te brengen, maar die in deze enquête niet uitgevraagd konden worden. Er is alleen uitvraag gedaan naar interventies bij de daadwerkelijke groene-waterstofproductie, en niet naar bijvoorbeeld interventies bij het aanbod van groene stroom voor elektrolyse waarmee de elektriciteitsprijs beïnvloed kan worden, of interventies die de vraag naar groene waterstof aanjagen (zoals afnameverplichtingen voor industrie en de transportsector).

De belangrijkste interventies die buiten scope blijven zitten in de interactie tussen elektriciteitsproductie en elektrolyse. Door in te zetten op het verlagen van de prijs van groene stroom, en door electrolyzers zo te ontwerpen en in te stellen dat ze maximaal gebruik kunnen maken van goedkopere groene stroom als die beschikbaar is kunnen de elektriciteitskosten – de grootste bijdrager aan de kostprijs van groene waterstof – mogelijk nog verder naar beneden worden gebracht. Vervolgonderzoek moet uitwijzen hoe groot deze potentie is.

Een overzicht van de resultaten van de enquête is te vinden in de grafiek op de volgende pagina. Vervolgens worden de verschillende besparingsopties en de resultaten van de enquête per categorie besproken.



CAPEX – elektrolyzers

Onder deze categorie vallen alle kosten voor elektrolyzers – de modules waarin water met behulp van groene stroom gesplitst wordt in hernieuwbare waterstof en zuurstof. In deze categorie worden de productiekosten van alkaline- en PEM-elektrolyzers onderzocht. De zogenoemde balance of plant (de ondersteunende componenten die de elektrolyser module faciliteren, zoals koeling, compressoren, elektrische systemen, het besturingssysteem, etc.) laten draaien) valt onder “CAPEX – projectkosten” en niet onder deze categorie.

Let op: de efficiëntieverbetering die kan ontstaan door innovatie van elektrolyser stacks en door toepassing van nieuwe technieken (zoals AEM en SOEC) valt echter onder elektriciteitskosten, omdat een elektrolyser die een hogere conversie-efficiëntie heeft ervoor zorgt dat een groene-waterstofproducent minder elektriciteit hoeft in te kopen om eenzelfde hoeveelheid groene waterstof te produceren.

Op dit moment wordt de contributie van de CAPEX van elektrolyzers aan de LCOH volgens RHyCEET geschat op €1,43/kg groene waterstof.

Geïdentificeerde besparingsmaatregelen:

- **Kostprijsverlaging van elektrolyzers door toename van de productiecapaciteit van elektrolyzers en componenten binnen Europa.** Denk hierbij aan seriematige productie en verdere automatisering van elektrolyzers en componenten. Omdat de markt voor water-elektrolyzers tot voor kort vrij klein was, is het productieproces nog weinig geautomatiseerd. Er is dus zeker ruimte voor verdere opschaling.
- **Kostprijsverlaging van elektrolyzers door toename van de productiecapaciteit van elektrolyzers en componenten buiten Europa.** Denk hierbij met name aan importeren van elektrolyzers uit bijvoorbeeld China, die mogelijk qua initiële investering goedkoper zijn maar die op het gebied van strategische afhankelijkheid minder aantrekkelijk kunnen zijn.
- **Kostprijsverlaging van elektrolyzers door het gebruik van zeldzame aardmetalen (CRM's) en andere schaarse en dure grondstoffen te vermijden.** PEM-elektrolyzers specifiek vereisen grote hoeveelheden iridium, platina en palladium. Dit zijn dure grondstoffen waarvan de bevoorradingsketen gemakkelijk verstoord kan worden en waarvan Europa een grote strategische afhankelijkheid heeft van andere regio's. Voor alkaline-elektrolyzers is deze besparingsmaatregel niet relevant.
- **Kostprijsverlaging van elektrolyzers door verhogen stroomdichtheid.** De stroomdichtheid refereert naar de hoeveelheid stroom die door één elektrolysestack wordt geleid. Door deze te verhogen kan een elektrolyser op een hoger vermogen draaien en kan daarmee dus meer waterstof worden geproduceerd. De verhoging van de stroomdichtheid heeft wel invloed op de efficiëntie en de degradatie van het stacksysteem, maar dat

is mogelijk te mitigeren door andere materialen te gebruiken en goed te koelen. Veel innovatietrajecten voor de waterstofmaakindustrie richten zich op het verhogen van de stroomdichtheid, omdat hiermee de CAPEX per MW geïnstalleerd fabrieksvermogen naar beneden kan worden gebracht.

Deze besparingen kunnen vooral door producenten van elektrolyserstacks en -componenten worden gerealiseerd. Universiteiten en onderzoeksinstituten en nationale of Europese innovatieprogramma's kunnen hier een faciliterende rol in spelen door gericht nieuwe en verbeterde technologie en materialen te ontwikkelen.

Resultaten enquête

	Modus termijn	Modus besparings- potentieel
Toename van de productiecapaciteit van elektrolyzers en componenten buiten Europa.	2025-2030	Gemiddeld
Toename van de productiecapaciteit van elektrolyzers en componenten binnen Europa.	2030-2035	Gemiddeld
Verminderen gebruik van zeldzame aardmetalen (CRM's) en andere grondstoffen	2030-2035	Gering
Verhogen stroomdichtheid	2030-2035	Gering

De toename van de productiecapaciteit van elektrolyzers kan volgens de sector een **gemiddelde** (€0,25-0,50/kg) impact hebben op de LCOH van groene waterstof en kan tussen **2025 en 2030** (buiten Europa) of **tussen 2030 en 2035** (binnen Europa) gerealiseerd worden. Opvallend is dat de modus van het besparingspotentieel voor de productie van componenten binnen Europa en buiten Europa hetzelfde is. Men zou kunnen verwachten dat het grote vermogen tot industriële opschaling in met name China zou kunnen leiden tot een grotere kostprijsreductie. Volgens de uitkomsten van de enquête schat de sector echter in dat dit effect relatief beperkt is. Het gewogen gemiddelde van de productie buiten Europa is wel iets hoger. Bij andere duurzame technologieën is een grote prijsdaling gerealiseerd door grootschalige productie in m.n. China. De sector schat in dat dit voor elektrolyzers in principe ook in Europa kan plaatsvinden. Wel verwacht de sector dat de productie buiten Europa dus sneller opgeschaald kan worden.

Het verminderen van het gebruik van zeldzame aardmetalen heeft volgens de sector een **geringe** impact (€0,10-0,25/kg) en kan tussen **2030 en 2035** gerealiseerd worden. Men schat in dat dit een beperkte impact heeft op de totale kostprijs van de electrolyser. De belangrijkste reden om hierop in te zetten is wellicht strategische autonomie. Op alkaline-elektrolyzers is deze besparingsmaatregel niet van toepassing.

Het verhogen van de stroomdichtheid heeft volgens de sector een **geringe** impact (€0,10-0,25/kg) en kan tussen **2030 en 2035** gerealiseerd worden. Deze uitkomst is wellicht lager dan we hadden verwacht toen we deze enquête opstelden, omdat het verhogen van de stroomdichtheid een van de maatregelen is waar door maakindustrie partijen en universiteiten verder onderzoek naar wordt gedaan. Wellicht dat de impact van deze optie wordt onderschat omdat de maakindustrie ondervertegenwoordigd is in de enquête.

Aanbevelingen

Op basis van deze uitkomsten verdient het de aanbeveling om te blijven inzetten op ontwikkeling van de Europese maakcapaciteit voor elektrolyzers. Hiervoor moeten bedrijven gaan investeren in grootschalige seriematige en geautomatiseerde fabrieken, waarbij overheden met ondersteunend beleid de risico's van deze investering kunnen verkleinen.

Het belangrijkste argument om dit niet te doen zou zijn dat elektrolyzers in andere regio's goedkoper geproduceerd kunnen worden, maar de sector schat in dat het prijsverschil beperkt is. Gebruik maken van elektrolyzers van Europese makelij heeft bovendien voordelen voor strategische onafhankelijkheid (minder afhankelijk van leveranciers buiten Europa) en economische spin off (de Europese investeringen in elektrolysecapaciteit komen ook ten goede aan Europese maakindustrie). Hiervoor is het belangrijk dat de triple helix van bedrijfsleven, overheid en kennisinstellingen samen blijft werken op dit thema.

CAPEX – projectkosten

Onder deze categorie vallen alle projectkosten die niet de kosten zijn voor het elektrolyzersysteem. Denk hierbij aan de *balance of plant* (de ondersteunende componenten die de elektrolyser laten draaien) en compressoren. Maar bijvoorbeeld ook aan bouwkosten voor fabrieken en aan arbeidskosten op projectniveau: aangenomen en ingehuurd ingenieurs, technici, projectmanagers en vergunningsadviseurs.

Op dit moment zijn de LCOH-kosten die onder deze categorie vallen volgens RHyCEET €3.49/kg groene waterstof.

Geïdentificeerde besparingsmaatregelen:

- **Verlagen kosten balance of plant en compressoren door standaardisatie en automatisering.** Net als elektrolyzers kunnen ook deze componenten goedkoper worden als ze grootschaliger worden geproduceerd.
- **Verlagen kosten voor engineering en projectkosten van groene-waterstoffabrieken door standaardisatie van fabriekontwerp en/of onderdelen van de fabriek.** Door één fabrieksontwerp op meerdere plaatsen (in Nederland of elders) toe te passen kan een bedrijf zorgen dat er minder tijd en arbeidsuren in projecten hoeven te worden geïnvesteerd.
- **Verlagen projectkosten door versnelling van doorlooptijd vergunningsaanvragen.** Dit kan bijvoorbeeld door informatievoorziening door lokale overheden en omgevingsdiensten en uitwisseling van kennis en best practices tussen bedrijven en overheden en overheden onderling. Een voorbeeld hiervan is het Versnellingshuis HIC in Rotterdam, een gezamenlijk loket waar lokale overheden en omgevingsdiensten samenwerken om voor cruciale energietransitieprojecten de vergunningsverlening zo soepel mogelijk te laten verlopen.
- **Verlagen bouwkosten door reduceren van toepassing van dure bouwmaterialen.** Materialen als staal en beton zijn duur, dus door deze minder te gebruiken kan de CAPEX naar beneden worden gebracht. Dit moet uiteraard niet ten koste gaan van functionaliteit van de fabriek of van de veiligheid.
- **Verlagen projectkosten door clustering van verschillende elektrolyserprojecten in conversieparken.** Als verschillende elektrolyserprojecten op dezelfde locatie worden ontwikkeld kan infrastructuur voor de projecten tegelijk worden aangelegd (en/of gedeeld) en kunnen ruimtelijke en vergunningsprocedures gezamenlijk worden doorlopen. Dit zorgt voor lagere infrastructuurkosten en een kortere doorlooptijd van het project.

Deze besparingen kunnen deels door groene-waterstofproducenten zelf worden gerealiseerd. Voor clustering in conversieparken is samenwerking tussen producenten en betrokkenheid van clusterpartijen (zoals havenbedrijven) en netbeheerders nodig. Voor versnelling van doorlooptijd van vergunningsaanvragen kunnen lokale overheden, omgevingsdiensten en clusterpartijen een faciliterende rol spelen.

Resultaten enquête

	Modus termijn	Modus besparings- potentieel
Verlagen projectkosten door clustering van verschillende electrolyserprojecten in conversieparken.	2025-2030	Gemiddeld
Verlagen projectkosten door versnelling van doorlooptijd vergunningsaanvragen.	2025-2030	Zeer gering
Verlagen kosten balance of plant en compressoren door standaardisatie en automatisering.	2030-2035	Gering
Verlagen kosten voor engineering en projectkosten van groene-waterstoffabrieken door standaardisatie van fabriekontwerp en/of onderdelen van de fabriek.	2030-2035	Gering
Verlagen bouwkosten door reduceren van toepassing van dure bouwmaterialen.	2030-2035	Zeer gering

Verlagen projectkosten door clustering van verschillende electrolyserprojecten in conversieparken heeft volgens de sector een **gemiddelde** impact (€0,25 - 0,50/kg) op de LCOH, en kan tussen **2025 en 2030** gerealiseerd worden. De uitdaging bij deze ingreep zit hem erin om de maatschappelijke meerwaarde van clustering niet alleen ten goede te laten komen van de netbeheerders; deze maken lagere kosten omdat er minder infrastructuur aangelegd hoeft te worden als fabrieken zich clusteren op gunstige locaties. Via lagere aansluit- en transportkosten voor het elektriciteitsnet en het waterstofnet op die locaties, bijvoorbeeld door het aanbieden van groepsaansluitingen, kunnen groene-waterstofproductenten ook profiteren van deze besparing.

Verlagen van projectkosten door snellere vergunningsprocedures heeft volgens de sector een **zeer geringe** impact (<€0,10/kg) en kan tussen **2025 en 2030** gerealiseerd worden. Snellere vergunningprocedures spelen wel een rol in het verminderen van onverwachte vertragingen in projecten, maar zijn niet terug te vertalen naar significante besparingen. De besparingskosten hiervan zitten hem vooral in de ontwikkelkosten en die zijn ten opzichte van de verdere CAPEX relatief klein. De risicomitigatie van snellere vergunningsprocedures kan mogelijk wel zorgen voor betere financieringsvoorwaarden.

Het verlagen van de kosten voor de balance of plant en compressoren door standaardisatie en automatisering heeft volgens de sector een **geringe** impact (€0,10-0,25/kg) op de LCOH en kan tussen **2030 en 2035** gerealiseerd worden. Dit geeft in onze optiek vooral aan dat de balance of plant tot nu toe relatief weinig aandacht heeft gekregen in dit soort analyse, terwijl de kosten voor de balance of plant die van de electrolyserstacks overstijgen. Tegelijkertijd zijn de

toeleveringsketens voor de (componenten van de) balance of plant wel al volwassen, dus de winst kan hierdoor kleiner zijn dan door automatiseren van elektrolyserproductie.

Verlagen kosten voor engineering en projectkosten van groene-waterstoffabrieken door standaardisatie van fabriekontwerp en/of onderdelen van de fabriek heeft volgens de sector een **geringe** impact (€0,10-0,25/kg) op de LCOH en kan tussen **2030 en 2035** gerealiseerd worden. Om deze kostenverlaging te kunnen benutten is wellicht eerst de daadwerkelijke realisatie van de eerste grootschalige projecten nodig. Bij vervolgprojecten kunnen de lessons learned van het eerste project toegepast worden en kan standaardisatie worden ingezet. Deze lessons learned moeten allereerst binnen bedrijven zelf worden gedeeld, maar er kan ook op sectoraal niveau (door brancheverenigingen als NLHydrogen of publiek-private samenwerkingen als het NWP) uitwisseling hierover worden georganiseerd.

Verlagen van bouwkosten door het reduceren van toepassing van bouwmaterialen heeft volgens de sector een **zeer geringe** impact (<€0,10/kg) en kan tussen **2030 en 2035** gerealiseerd worden. De kosten van de bouwmaterialen zijn ten opzichte van de rest van het project niet significant.

Aanbevelingen

Doe verder onderzoek naar de kostenopbouw van de balance of plant – en naar mogelijkheden om die slimmer in te richten. Hier kan de sector samen met onderzoeksinstituten mee aan de slag. Het Hydrohub Gigawatt Scale Elektrolyser-project geleid door ISPT is een goed voorbeeld van hoe dit aangepakt kan worden.

Wijs conversieparken aan op andere kansrijke locaties voor elektrolyse buiten Rotterdam en zorg dat best practices uit Rotterdam worden gedeeld. Zorg bovendien dat de maatschappelijke meerwaarde van clustering op conversieparken resulteert in lagere infrastructuurkosten voor elektrolyzers. Zorg bijvoorbeeld dat het delen van infrastructuur in de regelgeving mogelijk wordt gemaakt. Deze aanbevelingen vereisen een samenwerking tussen havenbedrijven en netbeheerders en wellicht ook de inzet vanuit de ACM voor het kaderstellend beleid.

Elektriciteitskosten

Onder deze categorie vallen alle beleidsmaatregelen en technische innovaties die de absolute kosten van hernieuwbare elektriciteit verlagen en het aandeel van elektriciteitskosten in de totale productiekosten van waterstof (LCOH) verder terugdringen.

Erg belangrijk om hier te benoemen is dat in deze enquête alleen gevraagd is naar mogelijkheden om de elektriciteitskosten omlaag te brengen *op de plek van groene waterstofproductie*. Er zijn nog verschillende andere mogelijkheden om groene elektriciteit in Nederland goedkoper te maken, zoals contract for difference-constructies voor het ondersteunen van nieuwe windparken op zee of verdere integratie van het Europese stroomnet, maar die besparingen moeten elders in de keten worden gerealiseerd. Deze zijn daarom buiten scope gehouden van dit onderzoek. In de toekomst zullen elektrolyzers bovendien goedkoper stroom kunnen af nemen door gebruik te maken van combinaties van PPA's, directe koppeling aan elektriciteitsopwek en afname van stroom van het elektriciteitsnet.

De LCOH-kosten die onder deze categorie vallen volgens RHyCEET bedragen €5.20/kg groene waterstof, gebaseerd op kosten voor afname van elektriciteit in 2024 via een *power purchasing agreement (PPA)* van offshore-windparken voor €75/MWh of voor afname van elektriciteit van wind op land of zonneparken voor €80/MWh. In RHyCEET wordt dus een vaste hoge prijs aangenomen.

Geïdentificeerde besparingsmaatregelen:

- **Verlagen elektriciteitskosten per kg geproduceerde waterstof door verbetering van het rendement van elektrolyzers door innovaties.** Producenten van elektrolyzers (OEMs) werken aan het stapsgewijs verbeteren van de waterstofopbrengst. Momenteel ligt deze op 60-70% efficiency (dus voor elke kWh aan groene stroom wordt 0,6 tot 0,7 kWh energie vastgelegd in een waterstofmolecuul), hetgeen nog veel energie- en omzettingsverlies betekent. Verbetering van de nu gangbare alkaline- en PEM-technieken of verdere ontwikkeling van nieuwe efficiëntere technieken kan dit rendement verhogen, waardoor de elektriciteitskosten per kg geproduceerde groene waterstof omlaag gaan. Dit moet primair door de waterstofmaakindustrie worden gerealiseerd.
- **Verlagen elektriciteitskosten door indirecte kostencompensatie voor ETS-kosten.** Het Europese systeem van emissiehandel (EU ETS) verplicht Europese elektriciteitsproducenten om emissierechten aan te kopen voor hun CO₂-uitstoot. De kosten hiervan berekenen zij door in de elektriciteitsprijzen. Tegelijkertijd onderkent de EU het risico dat bepaalde energie-intensieve bedrijfstakken die door het ETS een hogere energierekening hebben, hun productie verplaatsen naar een land buiten de Europese Unie. Daarom laat de EU ruimte voor kostencompensatie, waar bedrijven via een regeling aanspraak op kunnen maken. Bij het uitvoeren van de enquête was dit nog niet mogelijk, maar in de voorjaarsbesluitvorming is deze regeling inmiddels verder opengesteld.

- **Verlagen elektriciteitskosten door verruimen Europese verplichtingen voor additionaliteit en temporele correlatie.** Om te vermijden dat elektrolyzers direct gebruik van groene stroom in de weg zitten heeft de Europese Commissie regels ingesteld om te zorgen dat hernieuwbare groene waterstof gebruik maakt van additionele productiecapaciteit. Deze moet zonder subsidie en specifiek voor groene waterstofproductie worden ontwikkeld. Bovendien moeten regels voor temporele correlatie ervoor zorgen dat opgewekte groene stroom vanaf 2030 binnen hetzelfde uur gebruikt wordt voor waterstofproductie.

Deze regels gelden nu nog niet. De eerste groene-waterstofprojecten zouden gebruik kunnen maken van een zogenaamde *phase in period* voor additionaliteit en temporele correlatie, zodat de technologie met soepelere voorwaarden eerst verder volwassen kan worden en een lagere productieprij kan worden bereikt. In deze periode hoeft je nog geen ongesubsidieerde groene stroom te gebruiken en hoeft je niet voor elk draaiuur aan te tonen dat je genoeg groene stroom hebt maar mag dat nog op maandbasis. Deze phase in period loopt echter in 2028 af, terwijl de markt nog niet de schaal heeft die hij volgens nationale en Europese doelstellingen zou moeten hebben. Door deze periode te verlengen kunnen de eerste groene-waterstofprojecten goedkopere elektriciteit aanschaffen en kan de groene waterstofmarkt beter op gang worden gebracht. Dit moet door een versoepeling van de Europese Delegated Act RFNBO worden geregeld.

- **Verhogen aantal toegestane draaiuren door het bereiken van een aandeel van 90% hernieuwbare elektriciteit op het Nederlandse stroomnet.** Op enig moment in de toekomst produceren we in Europa zo veel hernieuwbare stroom met zon en wind dat vanaf dan groene-waterstoffabrieken volcontinu (RFNBO-gecertificeerde) groene waterstof kunnen produceren waardoor ze meer vollasturen kunnen draaien en geen gebruik meer hoeven te maken van PPA's voor additionele groene stroom. Dit maakt de kostprijs voor elektriciteit lager. De vraag is wanneer dit moment bereikt wordt. Dit moment kan naar voren worden gehaald door in de Delegated Act RFNBO op Europees niveau de drempel van 90% naar (bijvoorbeeld) 80% te verschuiven.

Resultaten enquête

	Modus termijn	Modus besparings- potentieel
Verlagen elektriciteitskosten door indirecte kostencompensatie voor ETS-kosten	2025-2030	Gering
Verlagen elektriciteitskosten door verruimen Europese verplichtingen voor additionaliteit en temporele correlatie.	2025-2030	Gemiddeld/ groot
Verlagen elektriciteitskosten per kg geproduceerde waterstof door verbetering van het rendement van elektrolyzers door innovaties.	2030-2035	Gemiddeld
Verhogen aantal toegestane draaiuren door het bereiken van een aandeel van 90% hernieuwbare elektriciteit op het Nederlandse stroomnet.	2035-2040	Zeer groot

Verlagen van de elektriciteitskosten door indirecte kostencompensatie (IKC) heeft een **geringe impact** (€0,10-0,25) op de LCOH, en kan tussen **2025 en 2030** gerealiseerd worden. Het verschilt per elektrolyseproject of de IKC regeling een voordeel oplevert. Voor sommige projecten is de impact een stuk groter dan de hierboven genoteerde waarde, verschillende geënquêteerden geven aan dat de impact groot (€0,50-€1,00/kg) tot zeer groot (€>1,00/kg) is. Dus door de IKC-regeling open te zetten kunnen er wel een aantal grote elektrolyseprojecten die gebruik willen maken van additionele inkoop van elektriciteit verder ondersteund worden. Inzet van de IKC-regeling is onderdeel van een bredere afweging, omdat dit impact heeft op de hele Nederlandse industrie en niet alleen op groene-waterstofproductie.

Het versoepelen van de Europese regels voor additionaliteit en temporele correlatie kan een **gemiddelde** (€0,25-0,50/kg) tot **grote impact** (€0,50-1,00/kg) hebben (toevalligerwijs even vaak ingevuld in de enquête), en kan tussen **2025 en 2030** gerealiseerd worden. De specifieke verplichtingen voor additionaliteit gaan in 2028 in, dus hierop ingrijpen moet al op korte termijn gebeuren. Met de huidige voortgang van elektrolyseprojecten, ondersteunend beleid en kritische infrastructuur, zullen er nauwelijks electrolysefabrieken voor 2028 klaar zijn en daarmee vallen alle nakomende electrolyseprojecten onder het nieuwe, minder aantrekkelijke additionaliteitsregime.

Verbeteren van het rendement van electrolyzers heeft volgens de sector een **gemiddelde impact** (€0,25-0,50) op de LCOH, en kan over 5 tot 10 jaar significante impact hebben. Inzet van nieuwe technologieën of verbeteringen bij de gangbare alkaline- en PEM-electrolyzers helpen om minder elektriciteit af te hoeven nemen per kilo geproduceerde waterstof.

Het verhogen van het aantal toegestane draaiuren door het bereiken van een aandeel van 90% hernieuwbare elektriciteit op het Nederlandse stroomnet heeft een **zeer grote impact** (>€1,00/kg) volgens de sector; één van de

twee maatregelen met de grootste impact. Kanttekening is wel dat dit aandeel pas **tussen 2035 en 2040** behaald gaat worden volgens de sector en daarom dan pas positieve impact op de LCOH gaat hebben.

Aanbevelingen

Zowel de waterstofsector als het Rijk moeten in gesprek gaan met de Europese Commissie over het verruimen van de Delegated Act RFNBO-waterstof. NLHydrogen beveelt een versoepeling van de regels rondom additionaliteit en temporele correlatie aan. Realisatie voor 2028, het huidige einde van de overgangperiode, is een te korte tijdslijn voor de meeste projecten. Dit tijdstip leek enige jaren geleden nog wel passend, maar gezien de vertraging in de ontwikkeling van andere onderdelen van de waardeketen (beleid voor afname van waterstof, aanleg van infrastructuur) knelt deze datum nu – zowel in Nederland als in andere Europese landen.

De grote kostprijsreductie van het behalen van de 90%-drempel kan naar voren worden gehaald door deze waarde naar 80% te brengen. Deze lagere mijlpaal kan volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2024 al rond 2035 bereikt worden. Electrolyzers zouden dan nog steeds een prikkel hebben om de productie te beperken tijdens de uren waarin fossiele brandstoffen de prijs bepalen, aangezien deze uren relatief duur zullen.

Infrastructuurkosten

Onder deze categorie vallen de geïdentificeerde besparingsopties die de infrastructuurkosten voor elektriciteit en waterstof significant kunnen verlagen. Hierbij moet worden opgemerkt dat vanwege het gesocialiseerde model voor aanleg van infrastructuur in Nederland kosten- en baten evenredig verdeeld worden onder alle gebruikers van infrastructuur. De besparingsopties moeten zodanig vertaald worden dat deze resulteren in een kostprijzdaling voor groene waterstof en dat deze besparing niet voor rekening van eindgebruikers komt.

Op dit moment zijn de LCOH-kosten die onder deze categorie vallen volgens RHYCEET €2,36/kg groene waterstof.

Geïdentificeerde besparingsmaatregelen:

- **Verlagen elektriciteitsnetwerktarieven door het invoeren van een locatiegebonden korting bij plaatsing van elektrolyzers bij aansluitingen van duurzame energieopwekking, zoals wind op zee.** Door de afname dicht bij de aansluitingen te brengen wordt verzwaring van het verdere netwerk vermeden. Tevens kan worden gedacht aan het delen van een aansluiting met de producenten. Voor de wind op zee aanlanding zou dit zover moeten kunnen gaan tot het delen van de aansluiting op het hoogspanningsstation.
- **Verlagen elektriciteitsnetwerktarieven door het toepassen van groepscontracten voor gezamenlijke ontwikkeling elektrolyzers en windparken op zee.** De ACM onderzoekt momenteel groepscontracten, waarmee bedrijven gezamenlijk één (kleiner) contract voor transportcapaciteit kunnen afsluiten en onderling elektriciteit kunnen uitwisselen. Door afname te bundelen en af te stemmen op de leveringsprofielen van het gekoppelde windpark op zee wordt het elektriciteitsnetwerk en de elektriciteitsmarkt ontlast, netverzwaringen voorkomen en benodigde opslag beperkt.
- **Verlagen van elektriciteitsnetwerktarieven door het gebruik van tijdsduurgebonden aansluit- en transportovereenkomst (ATR-85).** Door het inzetten van alternatieve transportrechten kan de schaarse ruimte op het net efficiënter benut worden en meer ruimte worden gecreëerd voor (duurzame) aangesloten. Deze flexibiliteit zou zich moeten terugvertalen in lagere nettarieven.
- **Verlagen waterstofnettarieven door koolstofarme waterstof en geïmporteerde waterstof goede toegang (en markt) te geven tot die infrastructuur.** Hiermee kunnen de waterstofvolumes worden verhoogd waardoor de gesocialiseerde kosten kunnen worden gereduceerd/verdeeld over een groter volume waardoor de prijs per eenheid daalt.

De kostenbesparingen kunnen worden gerealiseerd door een samenwerking van marktpartijen, producenten groene waterstof, infrastructuurpartijen en netbeheerders, havenbedrijven, afnemers groene waterstof, financiers) en overheidspartijen (Rijk, regionale overheden, ACM)

Resultaten enquête

	Modus termijn	Modus besparings- potentieel
Verlagen elektriciteitsnetwerktarieven door doorvoeren locatiegebonden korting bij plaatsing van elektrolyzers bij aansluitingen van duurzame energieopwekking.	2025-2030	Zeer groot
Verlagen elektriciteitsnettarieven door toepassen groepscontracten voor gezamenlijke ontwikkeling elektrolyzers en windparken op zee.	2025-2030	Zeer groot
Verlagen elektriciteitsnettarieven door gebruik tijdsduurgebonden aansluit-en transportovereenkomst (ATR-85).	2025-2030	Gemiddeld
Verlagen waterstofnettarieven door koolstofarme waterstof en geïmporteerde waterstof goede toegang te geven tot die infrastructuur.	2030-2035	Gering

In de enquête zijn verschillende maatregelen uitgevraagd die impact kunnen hebben op de elektriciteitsnettarieven. Volgens de waterstofsector hebben locatiegebondentarieven en groepscontracten een **zeer grote impact** (>€1,00-kg), en heeft een ATR-85 een **gemiddelde impact (€0,25-0,50)** op de LCOH. Deze reductie kan in alle scenario's tussen **2025 en 2030** gerealiseerd worden Volgens de sector zet de ATR-85 in vergelijking met de andere opties relatief weinig zoden aan de dijk. Bovendien omvat deze een vrij groot risico op een grote beperking van de toegestane vollaasturen.

Groepscontracten en locatiegebonden nettarieven zijn echter erg kansrijk volgens de sector. Beide oplossingen zijn nu nog niet uitgewerkt en komen dus wel met bepaalde onzekerheden. De grootte van kortingen is nog onduidelijk en door de koppeling met een enkel windpark op zee is deze mogelijk slechts situationeel bruikbaar. Ook voor locatiegebonden nettarieven is nog onduidelijk hoe de korting wordt omgegeven en hoe lang deze in stand blijft. De sector heeft duidelijk behoefte aan langetermijnzekerheid, zodat een valide en duurzame business case kan worden gemaakt. NLHydrogen heeft een voorkeur voor een generieke korting voor deze situatie en niet een locatiegebonden tarief. Dit zorgt tevens voor een level-playing field ten opzichte van onze buurlanden.

De impact van het verlagen waterstofnettarieven door koolstofarme waterstof en geïmporteerde waterstof goede toegang te geven tot die infrastructuur wordt als **gering** (€0,10-€0,25 ingeschat door de sector). Deze besparing kan tussen **2030 en 2035** gerealiseerd worden. Het kan helpen om waterstofnetkosten betaalbaar te houden, maar zal zich beperkt vertalen in de prijs voor lokale productie. Hierbij moet wel worden opgemerkt dat in RHyCEET werd uitgegaan van een lagere prijs voor de landelijke waterstofbackbone, wat resulteert in een totale bijdrage aan de LCOH van 29 cent per kg. Tijdens het uitvoeren van de enquête werd aangekondigd dat de aanlegkosten van de

Hynetwerk backbone omhoog gingen – van 1.5 naar 3.8 miljard euro. Met de lagere aanlegkosten waren de waterstofnetkosten nog relatief beperkt, in de nieuwe situatie worden die mogelijk een stuk hoger.

Aanbevelingen

Voor aanpassen van de nettarieven heeft NLHydrogen een voorkeur voor een generieke korting voor alle elektrolyzers, aangezien deze de meeste zekerheid en voorspelbaarheid geeft voor de business case en geen onderscheid maakt tussen elektrolyzers. Daarnaast creëert deze aanpak een level-playing field met onze omringende landen.

In Nederland worstelen de toezichthouder en beleidsmakers met deze kaders in discussies over het al dan niet invoeren van specifieke nettarieven voor elektrolyzers (en andere flexibele assets). Aan de ene kant zou een dergelijke korting als discriminatoir en niet-kostenreflectief gezien kunnen worden. Aan de andere kant wordt daarmee de vraagsturing en de systeembalans bevorderd. NLHydrogen wijst in dit kader op de algemene Verdragsdoelstellingen van de VWEU en VEU met betrekking tot concurrentiekracht en innovatie, bescherming van het milieu en een betrouwbare en betaalbare energievoorziening. Vanuit het beginsel van Unietrouw is het goed verdedigbaar dat Nederland, evenals de landen om ons heen, op grond van deze algemene doelstellingen overgaat tot significante kortingen (of een volledige vrijstelling) voor nettarieven voor elektrolyzers.

Wel is het hierbij belangrijk dat er rekening gehouden wordt met ruimtelijke inpassing, omdat we juist willen dat elektrolyzers een bijdrage leveren aan het verminderen van netcongestie en publieke investeringen in het energienet. Voor grootschalige elektrolyzers betekent dat een plaatsing bij aanlandingen van wind op zee ([conform de studie die CE Delft hierover gedaan heeft voor ons](#)) of bij *brownfield*-locaties waar infrastructuur al aangelegd is. Voor kleinere elektrolyzers kan dit ook plaatsing bij opwek uit zonneparken of windmolens op land betekenen. De korting moet verder transparant zijn en zo lang mogelijk gelden om zo de hoogst mogelijke voorspelbaarheid te leveren. Een vrijstelling geniet met het oog op het level playing field met m.n. Duitsland de voorkeur.

Deze aanbeveling kan uitgevoerd worden door netbeheerders, de ACM en relevante ministeries.

Operationele kosten

Onder operationele kosten vallen alle kosten die gemaakt worden voor operatie van een groene waterstoffabriek die niet onder elektriciteitskosten of infrastructuur vallen. Hieronder vallen o.a. de arbeidskosten die nodig zijn om de fabriek te opereren en de onderhouds- en vervangingskosten van (onderdelen van) elektrolyzers. Tenslotte vallen alternatieve inkomstenstromen dan de verkoop van waterstof hier ook onder, omdat deze helpen om de business case van de waterstof te verbeteren.

Op dit moment zijn de LCOH-kosten die onder deze categorie vallen volgens RHYCEET €1.22/kg (inclusief vervangingskosten van (onderdelen van) elektrolyzers).

Geïdentificeerde besparingsmaatregelen

- **Verlagen operationele kosten door verbeteren van de betrouwbaarheid elektrolyzers en andere fabrieksonderdelen.** Dit draagt op meerdere manieren bij aan een kostenbesparing; de vervangingskosten van elektrolyzers zijn lager, de draaiuren van de fabriek zijn hoger en arbeidskosten voor onderhoud worden vermeden.
- **Genereren van extra inkomsten door de verkoop van flexdiensten.** Elektrolyzers kunnen bijdragen aan de flexibilisering van het energiesysteem door het afvangen van pieken in stroomproductie en het faciliteren van energieopslag. Hiermee kan een extra inkomensstroom worden aangeboord.
- **Genereren van extra inkomsten door de verkoop van zuurstof en warmte.** Deze restproducten van elektrolyse kunnen een eigen waarde vertegenwoordigen; zuurstof kan in de industrie worden gebruikt als grondstof en restwarmte kan dienen als voeding voor (industriële) warmtenetten.

Voor deze kostenbesparingsopties moeten groene-waterstofproducenten samenwerken met respectievelijk producenten van elektrolyzers, netbeheerders en afnemers van zuurstof en warmte.

Resultaten enquête

	Modus termijn	Modus besparings-potentieel
Genereren extra inkomsten door de verkoop van flexdiensten.	2025-2030	Gemiddeld
Verlagen operationele kosten door verbeteren betrouwbaarheid elektrolyzers en andere fabrieksonderdelen.	2030-2035	Gering
Genereren extra inkomsten door de verkoop van zuurstof en warmte.	2030-2035	Zeer gering

Het leveren van **flexdiensten** heeft een gemiddelde impact op de LCOH (€0,25-0,50/kg). Deze besparing kan tussen **2025 en 2030** gerealiseerd worden. Deze potentie is wellicht nog een stuk hoger; er zijn use cases bekend waarbij gebruik maken van flexibiliteit [10-30% van de LCOH af kan halen](#) door inkoop van elektriciteit te ontwijken als deze duur is. Om deze potentie volledig te ontsluiten zijn volwassen waterstofmarkten nodig, met voldoende verschillende waterstofbronnen om lokale fluctuaties in beschikbaarheid van groene stroom op te vangen en daarnaast infrastructuur en opslagcapaciteit. Op korte termijn is de in de enquête genoemde kleinere reductie wellicht al wel mogelijk. De waterstofsector kan zelf aan de slag met deze flexdiensten verder ontwikkelen.

Het verbeteren van de betrouwbaarheid van electrolyzers heeft volgens de sector een **geringe impact** (€0,10-0,25/kg). Deze besparing kan tussen **2030 en 2035** gerealiseerd worden. Dit zorgt voor een kleine verbetering die in bereik komt als de markt volwassener wordt.

Verkoop van zuurstof en warmte heeft volgens de sector een verwaarloosbare impact. Belangrijke kanttekening hier is dat de referentie-electrolyser voor dit onderzoek een relatief grootschalige 100MW-eenheid is. Bij kleinere electrolyzers is het makkelijker om een goede koppeling te vinden tussen vraag en aanbod van zuurstof en warmte, bijvoorbeeld door de nabijheid van een stadswarmtenet. Deze besparing kan tussen **2030 en 2035** gerealiseerd worden.

Financiering en WACC

De **financieringskosten** van een project zijn de totale kosten die een bedrijf maakt om geld aan te trekken voor de investering. Dit omvat de rente op leningen (vreemd vermogen), het rendement dat investeerders verwachten op hun eigen vermogen en de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen. Hoe hoger de risico's van een project, hoe hoger de financieringskosten, omdat geldverstrekkers en investeerders een hogere vergoeding vragen voor het geïnvesteerde kapitaal. Optimaliseren van de financieringskosten gebeurt doorgaans pas wanneer er zicht is op een sluitende business case.

In RHyCEET staan op dit moment geen LCOH-kosten voor financiering, deze zijn uitgesmeerd over de andere categorieën. Slimmere financieringsconstructies kunnen de kosten voor alle andere categorieën naar beneden brengen. De base case gaat uit van een **WACC** (weighted average cost of capital, kapitaalkosten dus) van 9.5%¹.

Geïdentificeerde maatregelen.

- **Verlagen van het risico op een te late aansluiting op infrastructuur.** Naarmate er meer zicht is op beschikbare elektriciteit- en waterstof infrastructuur neemt het risico af. Hierdoor kunnen de kapitaalkosten worden verlaagd o.a. omdat er (meer) schuldfinanciering aangetrokken kan worden. Timing van aansluiting op elektriciteitsnet en waterstofbackbone gelijktijdig met de oplevering van het elektrolyseproject is cruciaal.
- **Verlagen van het kredietrisico van de waterstofafnemer en verzekeren van afname.** Op het moment dat afname van waterstof gegarandeerd is door harde toezeggingen van afnemende partijen of kaderstellend beleid gaat het risico voor de groene-waterstofproducent naar beneden, waardoor de kapitaalkosten worden verlaagd. Het verlagen van het kredietrisico zou via nieuwe garantie instrumenten mogelijk gemaakt kunnen worden. Waar waterstofafnemers niet de benodigde langjarige contracten aan kunnen gaan zou eventueel een langere termijn van afname verzekerd kunnen worden.
- **Performance garanties van elektrolyserleveranciers.** Leveranciers kunnen technologie- en constructierisico's adresseren waardoor een hoger aandeel vreemd vermogen mogelijk is en verschaffers van eigen vermogen potentieel een lager rendement kunnen vragen. Performance garanties kunnen betrekking hebben op o.a. de efficiëntie, degradatie, beschikbaarheid, stack vervanging, vertragingen in constructiefase.
- **Verlagen risico's in sourcingstrategie voor elektriciteit.** Hoe robuuster de sourcingstrategie hoe lager de financieringskosten. De ontwikkeling van een Corporate Power Purchase Agreement (cPPA) garantiefonds is een van de opties die hieraan kan bijdragen. Voor veel zakelijke afnemers ontbreekt de vereiste

¹ De base case gaat uit van een **WACC** (weighted average cost of capital, kapitaalkosten dus) van 9.5% op basis van een equity share van 67% met een required rate of return van 12% en een debt share van 33% tegen een interest rate van 6%. Het TNO-model lijkt daarnaast uit te gaan van projectfinanciering, terwijl balansfinanciering ook aannemelijk is, met name voor de eerste elektrolyseprojecten. Onderstaande maatregelen hebben met name impact op financieringskosten wanneer een projectfinancieringsaanpak wordt gehanteerd.

kredietwaardigheid om langetermijnfinanciering mogelijk te maken. Hier kan een CPPA-garantiefonds een cruciale rol spelen door het kredietrisico te verlagen en de financierbaarheid van projecten te verbeteren.

Aangezien de financieringskosten een reflectie zijn van de (gepercipieerde) risico's, hangt het handelingsperspectief in deze af van de partij die het risico draagt. Alle partijen die actief zijn in de waterstofketen (zowel marktpartijen als overheden) hebben hier invloed op.

Resultaten enquête

	Modus termijn	Modus besparings- potentieel
Verlagen kredietrisico van de waterstofafnemer	2025-2030	Gemiddeld
Verlagen technologie- en constructierisico's door performance garanties van elektrolyserleverancier	2025-2030	Gering
Verlagen risico's in sourcingstrategie voor elektriciteit.	2025-2030	Gemiddeld
Verlagen risico op te late aansluiting op infrastructuur	2030-2035	Gering

Financieringsmaatregelen voor het afdekken van risico's rondom sourcing, afname of functioneren van electrolyzers kunnen **tussen 2025 en 2030** invloed hebben en afdekking van risico's voor te late aansluiting op infrastructuur **tussen 2030 en 2035** (vermoedelijk omdat de realisatie van de waterstofbackbone grotendeels na 2030 valt. Individueel zijn dit niet de allergrootste maatregelen, maar cumulatief heeft aanpakken van financieringskosten toch een significante impact op de LCOH. Met name het verlagen van het kredietrisico van de afnemer en van het aanbod van groene elektriciteit heeft een significante impact (**€0,25-0,50/kg**). De kredietrisico's rondom afname en technologie zijn kleiner (**€0,10-0,25/kg**).

Aanbevelingen

Start met een verkenning van hoe commerciële financieringsinstituten of een overheidsfonds (zoals Invest-NL) bovengenoemde risico's zou kunnen afdekken. Werk als onderdeel hiervan uit welke aanvullende instrumenten zoals garanties, leningen of subsidies vanuit de overheid nodig, wenselijk en uitvoerbaar zijn. Voorbeelden van instrumenten zijn garanties bieden tegen tariefwijzigingen door contracts for differences aan te bieden, of aan of kredietverzekeringen zoals Atradius biedt in naam van de Nederlandse staat. Hier kunnen het bedrijfsleven en de overheid samen aan werken.

Het is bovendien belangrijk dat HyNetwork zich blijft inzetten om het risico op te late aansluiting van infrastructuur te blijven verlagen. Hiervoor moeten ze blijven inzetten op een snellere aanleg van het waterstofnet; de huidige tijdspaden zullen ertoe leiden dat verschillende grote waterstofprojecten in de knel komen. Specifiek meer aandacht heeft de aanleg van de Delta Rhine Corridor, en de noord-zuidverbinding tussen de industrieclusters in Amsterdam, Rotterdam, Eemshaven en Zeeland.