Radarweg 60
1043 NT Amsterdam

www.tno.nl

T +31 88 866 50 10

TNO-rapport

TNO 2022 P10332

Ontwikkeling productiekosten klimaatvriendelijke waterstof

Datum	28 april 2021
Auteur(s)	R.J. Detz, T.C. Hajonides van der Meulen, S. Lamboo, M. Weeda
Aantal pagina's	45 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	3
Opdrachtgever	
Projectnaam	Prijsontwikkeling klimaatvriendelijke waterstof
Projectnummer	060.50433

Alle rechten voorbehouden.
Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.
Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2022 TNO

Samenvatting

Voor het Actieprogramma Onderweg met Waterstof van het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat is meer inzicht nodig in de marktontwikkeling van waterstof in mobiliteit in de periode tot 2030 om een ambitieus maar tegelijkertijd realistisch programma op te kunnen stellen. Waterstof wordt per kilogram afgerekend en de gemiddelde prijs daarvoor “aan de pomp” is op dit moment zo'n €10 per kilogram (excl. BTW). Volgens het projectteam van het actieprogramma zou waterstof gemiddeld niet meer dan circa €6 per kilogram (excl. BTW) mogen kosten voor een haalbare business case voor de eindgebruiker, en om te kunnen concurreren met fossiele brandstoffen. Een belangrijk deel van de waterstofprijs wordt bepaald door de productiekosten van waterstof. Doel van deze studie is om meer inzicht te krijgen in de ontwikkeling van de productiekosten van klimaatvriendelijke waterstof tot 2030 en de mogelijke verder ontwikkeling tot 2050. In de analyse zijn zowel de binnenlandse productiekosten van groene en blauwe waterstof bepaald en de kosten voor overzeese import van groene waterstof. Deze kosten zijn met elkaar en ook met waardes gerapporteerd in andere publieke bronnen vergeleken. Vervolgens is een korte toelichting gegeven op mogelijk beleid dat invloed kan hebben op de waterstofprijs.

Onze analyse in deze studie geeft aan dat de kosten van centrale grootschalige productie van groene waterstof voor 2020 uitkomen op 5,2 - 7,2 €/kg H_2 en mogelijk afnemen tot 3,6 - 5,8 €/kg H_2 in 2030. Een combinatie van optimistische ontwikkelingen bovenop de ondergrens van deze kostenprojectie zou kunnen leiden tot productiekosten die uitkomen tussen de 2,5 en 3,6 €/kg H_2. De investeringskosten in elektrolyse en de elektriciteitskosten zijn de grootste kostencomponenten. Op basis van een beoordeling van kostenverlagende en kostenverhogende aspecten is de verwachting dat de kosten van relatief kleinschalige decentrale productie eerder hoger dan lager liggen ten opzichte van centrale productie, en zeker niet significant lager zullen zijn.

De productiekosten van blauwe waterstof zijn sterk afhankelijk van de aardgasprijs. De kosten zijn op basis van de gasprijs in 2020 bepaald op 1,9 - 2,7 €/kg H_2, en voor 2030 op 1,9 - 3,0 €/kg H_2. Vooralsnog is de conclusie dat de productiekosten van groene waterstof tot 2030 hoger uitvallen dan die voor blauwe waterstof. Mochten de aardgasprijzen echter op een structureel hoger niveau uitkomen dan voorzien op basis van de aardgasprijs in de afgelopen jaren dan kan dit beeld wijzigen. Bij een driemaal hogere gasprijs dan gehanteerd in deze studie lopen de productiekosten van blauwe waterstof bijvoorbeeld op tot meer dan 5 €/kg H_2.

Ook is gekeken of het importeren van groene waterstof tot lagere kosten kan leiden. Hiervoor is met het TNO Supply Chain Model uitgerekend wat de kosten zijn om waterstof(dragers) per schip naar de Rotterdamse haven te transporteren vanuit Argentinië, Canada, Marokko of Saudi Arabië. Uit deze analyse blijkt dat kosten variëren van bijna 6 tot ruim 9 €/kg H_2 voor de verschillende importketens uit de diverse landen. Ongeveer de helft tot tweederde hiervan betreft productiekosten van waterstof. Het resterende deel wordt gevormd door kosten voor buffering, de conversiestappen ten behoeve van het transport van waterstof, en het transport zelf inclusief bijbehorende havenfaciliteiten. De onderlinge verhouding tussen beide hangt af van de locatie en de vorm waarin waterstof wordt getransporteerd. In het

algemeen lijkt import per schip tot 2030 nog niet concurrerend te zijn met binnenlandse productie van waterstof. Dat sluit echter niet uit dat in specifieke situaties, waar condities voor productie van hernieuwbare elektriciteit optimaal zijn en door combinatie van bronnen veel vollasturen haalbaar zijn, ook al voor 2030 import van groene waterstof mogelijk is tegen kosten die vergelijkbaar zijn met de geprojecteerde kosten van productie in Nederland.

De productie van waterstof als bijproduct van de chloorproductie is in deze studie zijdelings aangestipt. De hoeveelheid bijproduct waterstof is in principe voldoende om de eerste vloten van waterstofvoertuigen van brandstof te voorzien. Het is echter niet zo dat deze waterstof nu niet wordt benut; een deel wordt geleverd aan de chemische industrie voor gebruik als grondstof, en een deel wordt gebruikt als brandstof. Bij verschuiving van de toepassing zal er substitutie plaatsvinden. Het effect hiervan zal mede worden bepaald door wat er in de plaats komt van de huidige toepassing van de waterstof. Indien inzet als brandstof voor toepassingen in de vervoersector een interessante markt is zullen de kosten van deze waterstof zich naar verwachting voegen naar de marktprijs van waterstof om concurrerend te kunnen zijn.

De productiekosten voor groene en blauwe waterstof die volgen uit onze analyse overlappen (deels) met in de literatuur gepubliceerde ranges. Gemiddeld zijn de inschattingen en projecties vanuit de literatuur optimistischer en volgen onze getallen de bovenkant van de range. Bij groene waterstof komt dit met name door verschillen in aannames voor de investeringskosten en het elektriciteitsverbruik van elektrolyse. Bij blauwe waterstof komt het verschil waarschijnlijk vooral van kosten voor afvang, transport en opslag van CO_2.

Verschillende beleidsopties kunnen de prijs die afnemers betalen voor waterstof in meer of mindere mate beïnvloeden. Hernieuwbare Brandstof Eenheden (HBE's) kunnen een aanzienlijk effect hebben afhankelijk van de waarde van een HBE en eventuele mogelijkheden voor toepassing van een extra factor. De prijs van een HBE lag in de periode 2019-2020 rond 13 €/GJ wat overeen komt 1,6 €/kg H_2. Op het ogenblik geldt voor waterstof een vermenigvuldigingsfactor van 2,5 wat een steun zou betekenen van 3,9 €/g H_2. De SDE++ is een subsidie op de onrendabele top van een technologie ten opzichte van een conventionele referentie. Op basis van de huidige uitgangspunten van de regeling kan de SDE++ tot een subsidie van ongeveer 3 €/kg H_2 leiden. Investeringssubsidies of (gedeeltelijke) vrijstelling van netwerkkosten hebben ook een direct verlagend effect op de kosten van productie van waterstof door elektrolyse. Tot slot zijn lage kosten voor waterstof van elektrolyse gebaat bij een zo hoog mogelijk aantal vollasturen voor productie en zo laag mogelijke kosten van elektriciteit. In dit verband zal beleid dat zorgt voor uitbreiding van de capaciteit voor productie van hernieuwbare elektriciteit naar verwachting ook leiden tot daling van kosten voor productie van groene waterstof.

Bij alle prognoses past de kanttekening dat de snelheid waarmee nationaal en internationaal de productie van hernieuwbare elektriciteit en de productie en het gebruik van waterstof als energiedrager zich ontwikkelen, een significante invloed kan hebben op de ontwikkeling van de kosten en de prijs van waterstof. Periodieke monitoring van de feitelijke kosten- en prijsontwikkelingen in de markt kan bijdragen om van jaar tot jaar een scherper beeld van de trends richting 2030 en verder te krijgen voor zowel de kosten voor productie van groene als van blauwe waterstof.

Inhoudsopgave

Samenvatting **2**

1 Inleiding **5**

2 Analyse kostenontwikkeling productie in Nederland **7**
2.1 Aanpak en uitgangspunten voor kostenberekening van groene waterstof 7
2.2 Ontwikkeling van investeringskosten voor elektrolyse en overige aannamen 8
2.3 Resultaten voor productiekosten van groene waterstof 10
2.4 Kosten van decentrale productie ten opzichte van centrale productie 13
2.5 Aannamen en resultaten voor productie van blauwe waterstof 14
2.6 Kosten van bijproduct waterstof 16
2.7 Vergelijking productiekosten groene en blauwe waterstof 17

3 Analyse kostenontwikkeling import **19**
3.1 Beschrijving van de importanalyse 19
3.2 Geanalyseerde importketens 20
3.3 Importanalyse resultaten, onzekerheidsanalyse en interpretatie 21
3.4 Deelconclusies uit de importanalyse 24
3.5 Aanvullende overwegingen met betrekking tot import van waterstof 25

4 Vergelijking met kosten uit de literatuur **27**
4.1 Vergelijking van productiekosten voor groene waterstof 27
4.2 Vergelijking van productiekosten voor blauwe waterstof 29

5 Beleidsopties voor kostenreductie groene waterstof **31**
5.1 Bestaande beleidsinstrumenten 31
5.2 Overige beleidsopties 32

6 Conclusies **33**

Referenties **35**

Bijlage(n)
A Klimaatvriendelijkheid blauwe waterstof
B Beschrijving Supply Chain Model
C Levelized Cost of Electricity (LCoE)

1 Inleiding

Het projectteam van het Actieprogramma Onderweg met Waterstof van het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat heeft als opdracht om een ambitieus maar tegelijkertijd realistisch programma op te stellen voor de marktontwikkeling van waterstof in mobiliteit in de periode tot 2030. Uit eigen analyse is gebleken dat een prijsdaling van 'klimaatvriendelijke' waterstof een randvoorwaarde is voor de nagestreefde opschaling in de markt. Waterstof wordt per kilogram afgerekend en de gemiddelde prijs daarvoor "aan de pomp" is op dit moment zo'n €10 per kilogram (excl. BTW). Gemiddeld zou waterstof niet meer dan circa €6 per kilogram (excl. BTW) mogen kosten voor een haalbare business case voor de eindgebruiker en om te kunnen concurreren met fossiele brandstoffen. Overigens benoemt de projectgroep ook twee andere randvoorwaarden: een verdere daling van de aanschafkosten van voer- en vaartuigen en de beschikbaarheid van een betrouwbaar en dekkend netwerk van vulpunten of tankstation voor waterstof.

De prijs van waterstof aan de pomp is opgebouwd uit bijdragen van kosten in verschillende delen van de totale well-to-tank waardeketen, te weten productiekosten van waterstof, kosten voor transport en distributie van waterstof en de kosten van exploitatie van een waterstofvulpunt (HRS, Hydrogen Refuelling Station). Per element zullen er marges zijn en over het geheel kan er nog een heffing van de overheid overheen komen (accijns). Het projectteam maakt de inschatting dat op het ogenblik een belangrijk deel van de kosten worden gevormd door de productiekosten van waterstof. Zij geeft aan dat de bijdrage van de kosten van waterstof op dit moment tussen de 40 tot 60% is van de totale kosten aan de pomp. Een significante daling in de kosten van waterstofproductie is noodzakelijk om tot de streefwaarde van €6 per kilogram te kunnen komen. Het projectteam heeft TNO daarom gevraagd onderzoek te doen naar de ontwikkeling van de productiekosten van waterstof, en dan met name klimaatvriendelijke waterstof.

Doel van de studie is om inzicht te krijgen in ontwikkeling van de productiekosten van klimaatvriendelijke waterstof tot 2030 en de mogelijke verder ontwikkeling tot 2050. In het kader van deze studie worden onder klimaatvriendelijke waterstof de volgende typen waterstof verstaan:

- Productie van waterstof via water-elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit, met onderscheid tussen:
    - grootschalig centrale productie in Nederland (≥ 40 MW);
    - kleinschalige decentrale productie op MW-schaal op of nabij een tankstation;
    - grootschalige productie in het buitenland met transport per schip naar Rotterdam;
- Productie van waterstof op basis van centrale *reforming* van aardgas met afvang en opslag van CO_2 (CCS)
- Waterstof die beschikbaar komt als bijproduct bij de productie van chloor.

Voor deze studie heeft TNO de ontwikkeling geanalyseerd van de belangrijkste kostencomponenten voor productie van de verschillende typen waterstof tot 2030, inclusief een mogelijke bandbreedte. Op basis hiervan zijn de zogenaamde *levelised cost*, een maat voor de gemiddelde netto productiekosten over de levensduur van een productie-installatie, voor productie van waterstof berekend tot

2030. Voor de periode na 2030 is gebruik gemaakt van inschattingen voor de productie van waterstof zoals gerapporteerd in een groot aantal recente rapporten van gerenommeerde instituten en partijen zoals de IEA, IRENA en de Hydrogen Council. Voor zover de rapporten ook gegevens bevatten voor de periode vanaf nu tot 2030 zijn deze meegenomen waardoor ook onderlinge vergelijking met de TNO-analyse mogelijk is.

Naast totale kosten geven de TNO-berekeningen ook inzicht in de kostenopbouw van die kosten, zowel voor in Nederland geproduceerde waterstof als voor geïmporteerde waterstof. Naast inzicht in de kostenontwikkeling is gevraagd in kaart te brengen welke mogelijkheden er voor de Nederlandse overheid zijn om de hoogte van de verschillende kostencomponenten te beïnvloeden, en wat het effect van inzet van de mogelijkheden kan zijn.

In Hoofdstuk 2 wordt de TNO-analyse van de productie van diverse type waterstof in Nederland toegelicht en de resultaten gepresenteerd. In Hoofdstuk 3 wordt dit gedaan voor de import-analyse waarbij het uitgangspunt is dat uiteindelijk pure waterstof beschikbaar komt op de locatie van import zodat een goede vergelijking met lokaal geproduceerde waterstof mogelijk is. Hoofdstuk 4 presenteert de resultaten van de analyse van een selectie van recente publicaties en vergelijkt die met de TNO-analyse. Hoofdstuk 5 geeft een overzicht van beleidsinstrumenten waarmee kostencomponenten als onderdeel van de totale productiekosten kunnen worden beïnvloed, en sluit af met de conclusies die volgen uit de studie.

2 Analyse kostenontwikkeling productie in Nederland

In dit hoofdstuk wordt de analyse van de kostenontwikkeling van de productie van groene en blauwe waterstof in Nederland beschreven. We bespreken de totale productiekosten, zonder enige vorm van beleidsondersteuning. Verschillende opties om met beleidsinstrumenten de kosten voor de productie van groene waterstof te verlagen worden besproken in Hoofdstuk 5.

2.1 Aanpak en uitgangspunten voor kostenberekening van groene waterstof

Onder groene waterstof wordt in het kader van dit rapport waterstof verstaan die wordt geproduceerd door elektrolyse van water met duurzame elektriciteit. De analyse van de kostenontwikkeling voor groene waterstof in Nederland is gebaseerd op een rekentool die door TNO in 2021 is gemaakt voor EZK. Doel hiervan was om inzicht te geven in de productiekosten van groene waterstof voor de eerste circa 500 MW aan elektrolysecapaciteit en inzicht te geven in het effect de beleidsopties om de productiekosten te verlagen, en wat de kosten van het inzetten van de beleidsinstrumenten zijn. De rekentool is ontwikkeld op basis van het Onrendabele Top Model van de SDE++. Waar het PBL het ORT model elk jaar opnieuw invult voor het SDE++ advies op basis van de nieuwste inzichten (Lensink, & Schoots, 2021), hebben wij aannames gemaakt over hoe de investeringskosten, operationele kosten en vollasturen per jaar veranderen tot 2030. Deze aannames, die in de volgende paragraaf worden toegelicht, gebruiken we om voor elk jaar een berekening te doen met het ORT model. De resultaten zijn een benadering van de gemiddelde productiekosten van groene waterstof over een periode van 15 jaar vanaf het jaar van ingebruikname van een installatie. Die 15 jaar is de periode waarmee de SDE++ rekening houdt. De prijs die voor groene waterstof wordt betaald zal afhangen van vele andere factoren zoals productiekosten van andere installaties die eerder of later geïnstalleerd worden, de vraag naar en beschikbaarheid van groene waterstof, distributiekosten, subsidies, vergoedingen, en belastingen. Deze factoren zijn niet meegenomen in deze analyse.

In de rekentool zijn twee opties ingebouwd voor de koppeling van de elektrolyse installaties: 1) aan het net of 2) directe koppeling aan wind op zee. Bij netkoppeling zijn de beschikbare uren met lage CO_2-intensiteit ingeschat op basis van de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020 (PBL, 2020), net zoals is gedaan in de SDE++ 2021. Hiervoor is aangenomen dat de beschikbare uren voor de productie van groene waterstof, de uren zijn waarin de marginale optie een duurzame bron is. De aanname is dan dat de extra vraag van een elektrolyse installatie niet leidt tot extra CO_2-uitstoot doordat er een fossiele elektriciteitscentrale moet worden aangezet om aan de extra vraag naar elektriciteit van elektrolyse te voldoen. Deze aanname is te verdedigen voor een beperkte hoeveelheid extra vraag zoals van de eerste ~500 MW aan elektrolysecapaciteit. Bij verdere toename van de vraag door elektrolyse, zoals bij 3 GW of meer aan nieuwe capaciteit, zal deze aanname niet meer geldig zijn omdat er dan vrijwel zeker fossiele elektriciteitscentrales bij moeten springen om te voorzien in de extra elektriciteitsbehoefte. Het recente besluit van het kabinet om de reeds geplande 11,5 GW aan wind op zee uit te breiden met nog eens 10 GW voor 2031 zal wel resulteren in meer emissievrije uren op het net en meer mogelijkheden voor directe koppeling van elektrolyse met wind op zee. Dit recente besluit en de realisatie van elektrolysecapaciteit zijn echter geen onderdeel

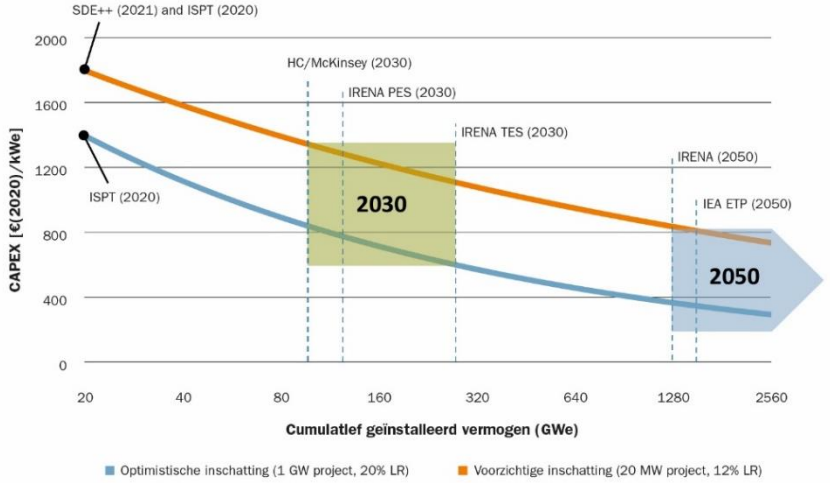
van de KEV 2020, waardoor we zonder additionele modellering geen goede inschatting kunnen maken van de beschikbare emissievrije uren voor een grote hoeveelheid elektrolysecapaciteit gekoppeld aan het net. Additionele modellering valt buiten de scope van zowel dit onderzoek en was ook geen onderdeel van het eerdere onderzoek voor EZK.

Bij directe koppeling aan wind op zee worden de vollasturen van de elektrolyse installatie bepaald door de productie van de windparken, wat ook voor grote capaciteit aan elektrolyse installaties goed ingeschat kan worden. Omdat de focus hier ligt op de grootschalige toepassing van elektrolyse is voor deze kostenanalyse aangenomen dat de elektrolysecapaciteit is gekoppeld aan wind op zee. Dit kan via een directe lijn, een aparte verbinding tussen windpark en elektrolyse installatie, of via een 'virtuele directe lijn' waarbij de elektrolyse installatie wel aan het net is gekoppeld maar alleen produceert wanneer het windpark ook produceert. Vanwege beperkingen in de netcapaciteit om alle elektriciteit van wind op zee in het landelijke net in te passen is de verwachting dat afname van de windstroom door bijvoorbeeld grootschalige waterstoffabrieken op basis van elektrolyse zo dicht mogelijk aan de kust zal plaatsvinden.

2.2 Ontwikkeling van investeringskosten voor elektrolyse en overige aannamen

De aannames voor specifieke investeringskosten zijn gebaseerd op een leercurve analyse die is gemaakt voor een rekentool om de benodigde beleidsondersteuning voor de eerste uitrol van elektrolyse (Detz & Weeda, 2022) te kunnen verkennen. Voor de leercurve analyse is een bandbreedte voor huidige investeringskosten aangenomen. De bovenkant is gezet op 1800 €/kW_e. Dit bedrag is gebaseerd op marktconsultatie en gebruikt voor het voor het eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 voor een 20 MW alkalische elektrolyser (Lensink & Schoots 2021). Het is ook het resultaat van een ontwerpstudie met een gedetailleerde onderbouwing van de kosten voor een GW-schaal fabriek op basis van PEM elektrolyse (ISPT, 2020). De ondergrens is gesteld op 1400 €/kW_e en komt uit diezelfde studie voor een GW-schaal fabriek op basis van alkalische elektrolyse. Op basis van verschillende inschattingen van de groei in wereldwijd geïnstalleerd vermogen en procentuele kostendaling per verdubbeling van geïnstalleerd vermogen komen we tot inschattingen voor een voorzichtige en een optimistische daling van de kosten richting 2030 en 2050. Figuur 1 vat de bevindingen samen. De investeringskosten in 2030 liggen met deze leercurve analyse tussen de 600 €/kW_e in de meest optimistische case en 1350 €/kW_e in de meest conservatieve variant.

De O&M (*Operation and Maintenance*) kosten, netwerkkosten en efficiency zijn gebaseerd op de SDE++ 2021. Aangenomen is dat de O&M kosten constant blijven richting 2030. De netwerkkosten zijn gebaseerd op tarieven voor netkoppeling, waar een lichte stijging in wordt verwacht de komende jaren. We gebruiken de netwerkkosten voor netgekoppelde installaties als benadering van wat de netwerkkosten voor projecten met een directe lijn zullen zijn. De werkelijke kosten voor een directe lijn zullen project specifiek zijn. Bij virtuele directe koppeling is de elektrolyse installatie gewoon aan het net gekoppeld en wordt aangenomen dat de reguliere nettarieven gelden. Er wordt alleen elektriciteit via het net afgenomen wanneer het windpark waar een *power purchase agreement* (PPA) mee is afgesloten ook daadwerkelijk elektriciteit produceert.



Figuur 1 Eén-component leercurve projecties voor elektrolyzer investeringskosten.

Naast wind op zee en waterstofproductie op land wordt er nagedacht over waterstofproductie op zee op platforms of eilanden, en zelfs over waterstofproductie geïntegreerd in windturbines. Van deze opties is echter nog onvoldoende concrete informatie beschikbaar om daar aparte varianten voor mee te nemen in deze analyse. Bij productie op platforms of eilanden op zee liggen de investeringskosten en O&M kosten waarschijnlijk wat hoger, maar zal de post netwerkkosten geheel of gedeeltelijk wegvallen. Voor nu wordt daarom aangenomen dat de kosten voor deze varianten binnen de bandbreedte van de huidige analyse vallen.

De elektriciteitskosten zijn gebaseerd op TNO projecties voor de *levelised cost of electricity* (LCoE) van wind op zee projecten[1]. De kosten van windparken zullen naar verwachting stijgen door het gebruik van grotere turbines die verder op zee geplaatst worden. Door het gebruik van grotere turbines verder op zee wordt er echter ook meer elektriciteit geproduceerd, waardoor de gemiddelde kostprijs van een geleverd kilowattuur in 2030 lager ligt dan in 2020 en 2025. Een overzicht van de aannames die zijn gebruikt in het model voor berekening van de productiekosten van waterstof zijn gegeven in onderstaande Tabel 1.

Tabel 1 Aannames analyse productiekosten groene waterstof in Nederland voor voorzichtige (high) en optimistische (low) inschattingen van de investeringskosten voor elektrolyseprojecten.

Parameter	Eenheid	2020 low	2020 high	2025 low	2025 high	2030 low	2030 high
Investeringskosten	€/kW_{in}	1400	1800	910	1552	592	1338
O&M kosten	€/kW_{in}/jaar	38	38	38	38	38	38
Netwerktarief	€/kW_{in}/jaar	50,6	50,6	52,2	52,2	54,4	54,4
Elektriciteitskosten	€/MWh	40,1	40,1	34,5	34,5	28,3	28,3
Elektriciteitsverbruik	kWh/kg H_2	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8
Vollasturen	h	5277	3704	5277	3704	5277	3704

[1] Opgemerkt wordt dat gehanteerde elektriciteitskosten laag zijn in vergelijking met huidige elektriciteitsprijzen en prijzen op de termijnmarkt voor de komende jaren die ruim boven de 100 €/MWh liggen (https://zichtopenergie.nl/prijsontwikkelingen/ontwikkelingen-electriciteitsprijzen/). PPA-prijzen zullen lager liggen dan marktprijzen maar wel de trend in marktprijzen volgen. Bij het gehanteerde elektriciteitsverbruik in deze studie leidt elke 10 €/MWh verhoging van de kosten van elektriciteit tot een verhoging van de productiekosten met 0,578 €/kg (en vice versa).

De vollasturen zijn afhankelijk van de verhouding tussen de elektrolyse installatie en het windpark waar het aan gekoppeld is. Voor de variant met lage vollasturen (3704) gaan we uit van een elektrolyse installatie met dezelfde piekcapaciteit als het gekoppelde windpark, waardoor de elektrolyse installatie nagenoeg alle windstroom afneemt. De elektrolyse installatie wordt bij deze variant heel dynamisch bedreven en volgt het productieprofiel van het windpark perfect. De vollasturen van de elektrolyse installatie zijn wat lager dan die van het windpark omdat we aannemen dat de elektrolyse installatie uitgeschakeld wordt in periodes waarin de installatie op minder dan 10% van de piekcapaciteit moet opereren door een gebrek aan windenergie. Deze aanname is ook gebaseerd op de SDE++ 2021.

Voor de hoge variant zijn de vollasturen gebaseerd op een elektrolyse-installatie met een capaciteit die de helft bedraagt van de piekcapaciteit van het windpark waar de installatie aan gekoppeld is. Hierdoor produceert de elektrolyse-installatie vaker op maximale capaciteit en kunnen er meer vollasturen gemaakt worden. Als het windpark meer produceert dan de elektrolyse-installatie kan afnemen, is de overige elektriciteit beschikbaar voor de elektriciteitsmarkt. Naarmate de elektrolyse installatie kleiner is ten opzichte van het windpark kan de installatie meer vollasturen maken. Maar bij een gegeven waterstofvraag is er dan wel een veelvoud aan wind op zee nodig met bijbehorende behoefte aan mogelijkheden voor aanlanding en inpassing in het net van de overige elektriciteit. Gezien de verwachte grote behoefte aan groene waterstof als uitvloeisel van voorstellen in het kader van het Europese *Fit for 55* pakket (Lamboo & Weeda, 2022; CE Delft, 2022) en de beperkte mogelijkheden voor aanlanding en inpassing van wind op zee richting 2030 is in deze studie uitgegaan van een maximale verhouding van 2 tussen de capaciteit van windparken en de aangesloten elektrolysecapaciteit. Op basis van het gebruikte windprofiel geeft dit 5277 vollasturen per jaar. Hierbij is rekening gehouden met uitschakeling van de elektrolyse-installatie als het aanbod vanuit het windpark lager is dan nodig voor minimaal deellastbedrijf.

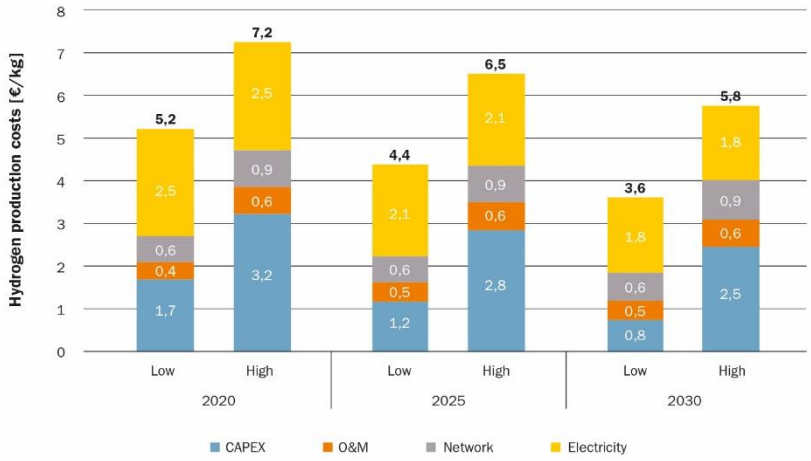
2.3 Resultaten voor productiekosten van groene waterstof

Figuur 2 toont de resultaten van de analyse met de rekentool, inclusief de verdeling van kosten naar onderdeel. De productiekosten dalen van 5,2 - 7,2 €/kg H_2 in 2020 naar 3,6 - 5,8 €/kg H_2 in 2030.[2] De investeringskosten en elektriciteitskosten zijn de grootste onderdelen van de kosten. De daling in productiekosten komt dan met name ook door een daling van de investeringskosten en de elektriciteitskosten. Het figuur toont ook aan dat de investeringskosten, O&M kosten en netwerkkosten minder zwaar meewegen in de cases met hoge vollasturen. De elektriciteitskosten zijn niet afhankelijk van het aantal vollasturen.

Het resultaat getoond in Figuur 2 is onze beste inschatting van de productiekosten op basis van de beschikbare informatie en onze aannames. Het kan echter zijn dat de productiekosten in 2030 hoger of lager uitvallen dan onze beste inschattingen.

[2] In het EU ETS-voorstel in het Fit for 55 pakket is voorgesteld om hernieuwbare waterstof in aanmerking te laten komen voor gratis emissierechten. Als dit daadwerkelijk wordt ingevoerd en wordt overgenomen in de nationale CO2-heffing zouden inkomsten uit verkoop van gratis emissierechten (ETS en CO2-heffing) kunnen worden gegenereerd. Dit is in deze analyse niet meegenomen. Eventuele inkomsten zijn afhankelijk van het aandeel gratis rechten en de CO_2-prijs. Ter indicatie: per kg CO_2/kg H_2 aan gratis rechten en per 10 €/ton CO_2 bedragen de inkomsten 0,01 €/kg H_2.

Om dit in beeld te brengen hebben we een aantal opties doorgerekend waarmee de productiekosten in 2030 lager kunnen uitvallen dan in de referentiecase hierboven. De resultaten geven aan waar aan moet worden voldaan om te komen tot lagere productiekosten.



Figuur 2 Productiekosten van groene waterstof in Nederland.

De opties die zijn doorgerekend zijn:

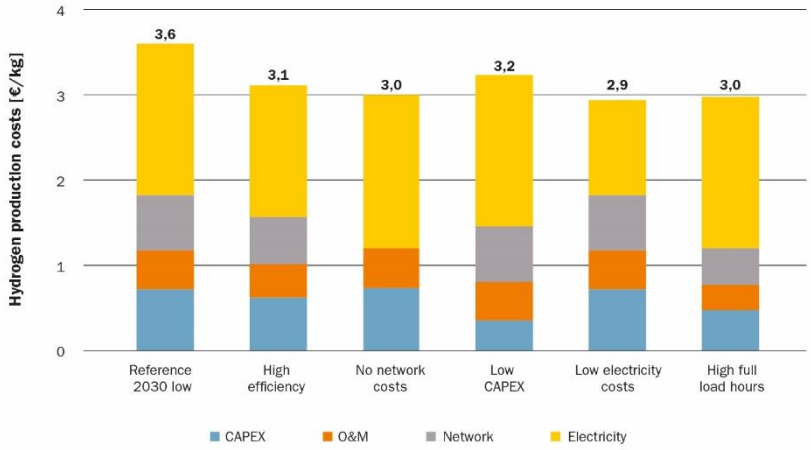
- Hogere omzettingsefficiëntie: er is niet een waarde voor het specifiek elektriciteitsverbruik maar een brede waaier die varieert van 50 kWh/kg tot wel meer dan 80 kWh/kg (IRENA, 2020). Naar verwachting zal het gemiddelde verbruik afnemen in de tijd als steeds de meest efficiënte systemen worden geïnstalleerd.
- Geen netwerkkosten: netwerkkosten kunnen voor grote bedrijven nu al veel lager zijn dan voor kleinere aansluitingen en met beleid voor elektrolyse zelfs helemaal vrijgesteld worden van netwerktarieven.
- Lagere investeringskosten: lagere investeringskosten dan de laagste die door ons zijn ingeschat voor 2030 (600 €/kW) zouden kunnen worden bereikt als opschaling sneller verloopt dan voorzien in de bijbehorende projectie die voorziet in 270 GW cumulatief geïnstalleerde capaciteit wereldwijd (IRENA, 2019). Ook door investeringssubsidies kunnen de effectieve investeringskosten worden verlaagd.
- Lagere elektriciteitskosten: de elektriciteitskosten kunnen bij gunstige condities lager zijn, bijvoorbeeld bij snellere opschaling van hernieuwbare energie-opties met toenemende periodes van overvloedig aanbod en lage prijzen tot gevolg. De aangenomen elektriciteitskosten zijn gebaseerd op de laagste groothandelsprijzen in de emissievrije uren in 2030 zoals doorgerekend voor de KEV 2020. Hoe realistisch dit is hangt er vanaf hoeveel partijen gaan reageren op prijsprikkels. Als veel partijen inschakelen bij lage prijzen, zullen de prijzen weer omhoog gaan.
- Hogere vollasturen: Een variant met 8000 uur is berekend. Om in alle uren hernieuwbare waterstof te kunnen produceren is dan wel opschaling van duurzame energie nodig zodat het net vrijwel het gehele jaar door is gevuld met duurzame elektriciteit.

De volgorde is gebaseerd op een inschatting van de waarschijnlijkheid dat de opties in 2030 werkelijkheid zijn. Een overzicht van de aannames is gegeven in Tabel 2.

Tabel 2 Vergelijking van aannames voor gevoeligheidsanalyse “lagere kosten 2030”.

Parameter	Eenheid	Basisscenario “Laag” 2030	Opties “lagere kosten 2030”
Elektriciteitsverbruik	kWh/kg H_2	57,8	50
Netwerktarief	€/kW_{in}/jaar	54,4	0
Investeringskosten	€/kW_{in}	592	300
Elektriciteitskosten	€/MWh	28,3	17,5
Vollasturen	h	5277	8000

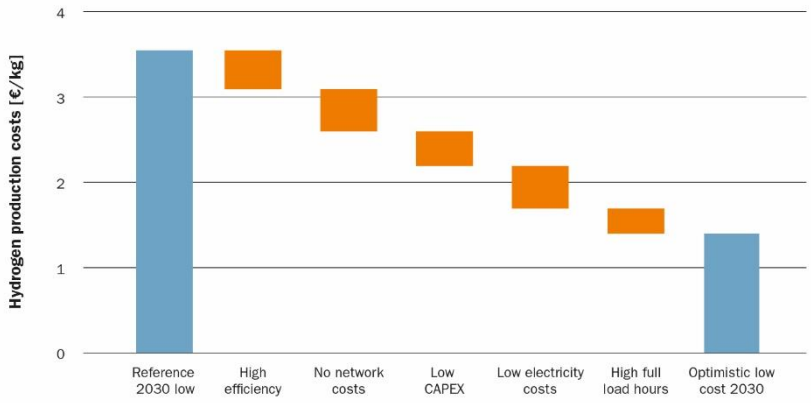
Figuur 3 toont een overzicht van de impact van de verschillende opties. Lagere elektriciteitskosten zorgen voor de grootste daling van de productiekosten, gevolgd door een nultarief voor netwerkkosten en hoge vollasturen. Bij hoge vollasturen is te zien dat de vaste kosten relatief minder worden per kilogram waterstof, maar dat de elektriciteitskosten per kilo gelijk blijven. Het lagere specifieke elektriciteitsverbruik heeft een iets beperkter effect dan de hoge vollasturen, maar de keuze voor een efficiënter systeem is eenvoudiger dan het realiseren van meer vollasturen voor productie van hernieuwbare waterstof bij een beperkt aanbod duurzame elektriciteit. Halvering van de toch al lage specifieke investeringskosten heeft relatief het minste effect. Omdat in onze aannames de O&M kosten niet zijn gerelateerd aan de investeringskosten leidt de halvering alleen tot een verlaging van het aandeel van de investeringskosten in de totale kosten. Het effect van halvering van de O&M kosten bij gelijk blijven van de overige aannamen is niet apart berekend, maar het effect kan eenvoudig worden ingeschat aan de hand van Figuur 2.



Figuur 3 Effecten van aannamen voor lagere productiekosten van groene H_2 in 2030.

In Figuur 4 is het effect van stapsgewijs toevoegen van verschillende opties voor lagere kosten weergegeven. Doordat de effecten hier cumulatief zijn, is de impact van sommige opties kleiner dan aangegeven in Figuur 3. Duidelijk zichtbaar is bijvoorbeeld dat verhoging van de vollasturen een kleiner effect heeft in Figuur 4 dan in Figuur 3. Dit komt doordat de kosten waar de grotere hoeveelheid waterstof van de extra uren effect op heeft al op een lager niveau liggen vanwege het doorvoeren van de andere opties voor lagere kosten. Als alle opties voor lagere

kosten tegelijk realiteit zouden worden dan resulteert dit in een kostenniveau van 1.5 €/kg H_2. Dit wordt niet gezien als realistisch voor 2030. Mogelijk dat een combinatie van lager elektriciteitsverbruik, een laag netwerktarief en een beperkte toename van vollasturen tot een kostenniveau tussen de 2.5 €/kg en 3.6 €/kg kan leiden.



Figuur 4 Cumulatief effect van aannamen voor lagere productiekosten van groene H_2 in 2030.

2.4 Kosten van decentrale productie ten opzichte van centrale productie

De resultaten zijn in principe voor grootschalige centrale productie van groene waterstof. Naar verwachting zijn de kosten voor decentrale productie echter vergelijkbaar zoals ook blijkt uit een studie van NREL (James et al, 2013). Afhankelijk van de precieze capaciteit zijn de specifieke investeringskosten voor een elektrolyse-installatie zelf vergelijkbaar of iets hoger dan bij centrale productie. De specifieke investeringskosten liggen aanzienlijk hoger bij kleine systemen van enkele tientallen of honderden kilowatt maar vlakken snel af bij systemen op de schaal van een of enkele megawatt. De absolute kosten voor aansluiting van een decentrale productie-eenheid zullen een stuk lager zijn dan voor een centrale eenheid waarvoor mogelijk een apart onderstation met aansluiting op het hoogspanningsnet nodig is. De lagere absolute kosten kunnen echter ook maar over een kleinere capaciteit worden uitgesmeerd waardoor het verschil in specifieke investeringskosten beperkt is. Hetzelfde geldt voor allerlei bijkomende kosten zoals voor engineering, vergunningen en installatie.

Bij decentrale productie op een tankstation worden de kosten voor transport van waterstof naar het tankstation uitgespaard, wat ruimte voor iets hogere productiekosten kan geven. Daartegenover staat dat dimensionering van een systeem op een (openbaar) tankstation een uitdaging is, zeker in de beginfase als de vraag nog beperkt is en onregelmatig. Vanzelfsprekend is dimensionering van een systeem voor een vaste en regelmatige vraag eenvoudiger zoals bijvoorbeeld een busvloot of een wagenpark dat volgens een vast schema kan worden getankt. Dimensionering van een elektrolyser op de piekvraag levert een systeem met een lage benuttingsgraad. Bij dimensionering op de gemiddelde vraag is er relatief veel opslag nodig, en gaan daar de kosten in zitten. Daarbij zal de gemiddelde vraag, in een zich ontwikkelende markt, in het eerste jaar een andere zijn dan in de daaropvolgende jaren zodat enige overdimensionering nodig is om niet elk jaar het systeem te hoeven aanpassen. Tot slot zullen bij decentrale productie de specifieke onderhoudskosten eerder hoger dan lager liggen, evenals de kosten voor

elektriciteit en de netwerkkosten gerelateerd aan het kleinere volume waterstof. Al met al is in het algemeen te verwachten dat de productiekosten van decentrale productie eerder hoger dan lager liggen ten opzichte van centrale productie, en zeker niet significant lager zullen zijn.

2.5 Aannamen en resultaten voor productie van blauwe waterstof

Onder blauwe waterstof wordt in het kader van dit rapport waterstof verstaan die wordt geproduceerd door *reforming* van aardgas waarbij de CO_2 wordt afgevangen en wordt opgeslagen in lege gasvelden op de Noordzee (*Carbon Capture and Storage*, CCS). Er is geen definitie die aangeeft wat het minimum percentage CCS moet zijn om te kunnen spreken van blauwe waterstof. In deze studie gaan we uit van 90% CO_2 reductie door CCS.

Controverse over de klimaatvriendelijkheid van blauwe waterstof

Vorig jaar is veel discussie ontstaan rond een rapport met de boodschap dat gebruik van blauwe waterstof vervuilender is dan directe inzet van aardgas (Howarth and Jacobson, 2021). Ook een ander rapport is kritisch over blauwe waterstof (Yuanrong et al., 2021). Daar waar het doel emissiereductie is door decarbonisatie van aardgas zou per saldo de emissie van broeikasgassen bij blauwe waterstof hoger zijn dan bij direct gebruik van aardgas. De indruk is dat de rapporten een wat vertekend beeld geven voor lekkages rond winning, transport en opslag van aardgas in Noordwest-Europa, en de productie van blauwe waterstof op basis daarvan, zeker als zou worden uitgegaan van cijfers voor productie met nieuwe efficiënte installaties op basis van *autothermal reforming* (ATR) met hoge afvangpercentages in plaats van cijfers voor bestaande fabrieken op basis van *steam methane reforming* (SMR) met beperkte mogelijkheden voor afvang van CO_2. Niettemin lijkt een kritische houding ten aanzien van blauwe waterstofproductie op basis van aardgas op z'n plaats. Is het niet vanwege de hogere methaanlekkages voor aardgas uit Rusland, dan wel omdat we af willen van de afhankelijkheid van Rusland en zo mogelijk afhankelijker worden van de import van aardgas via LNG wat ook gepaard gaat met relatief hoge methaanemissies. Daarbij geldt meer algemeen dat blauwe waterstof vanwege het conversieverlies in principe leidt tot een toename van het gebruik van aardgas terwijl we juist streven naar vermindering van het gebruik. Bijlage A geeft een meer uitgebreide beschouwing van de aspecten die een rol spelen in de discussie over hoe klimaatvriendelijk blauwe waterstof is.

De productiekosten van blauwe waterstof zijn berekend op basis van data van de SDE++ 2021. De aanpak is hetzelfde als die voor groene waterstof: we berekenen de gemiddelde productiekosten op basis van aannames voor de gemiddelde kosten voor een installatie in een bepaald jaar met een operationele levensduur van 15 jaar. De investeringskosten voor een *reformer*, O&M kosten van een *reformer*, de efficiëntie van een *reformer* en de vollasturen zijn gebaseerd op berekeningen van de kosten van grijze waterstof. De kosten van grijze waterstof worden in de SDE++ gebruikt als correctiebedrag voor groene waterstof. Als referentie is een *steam methane reformer* (SMR) gebruikt, de kosten voor een *autothermal reformer* (ATR) zijn gelijk verondersteld aan een SMR. De kosten voor CCS zijn project specifiek.

Hier is de volledige bandbreedte van CCS kosten uit de SDE++ 2021 gebruikt. Voor de onderkant van de bandbreedte is *pre-combustion* afvang bij een nieuwe ATR met gasvormig transport gebruikt. Voor de bovenkant van de bandbreedte is *post-combustion* afvang bij een bestaande SMR met vloeibaar transport gebruikt. Een overzicht van de aannames is gegeven in Tabel 3

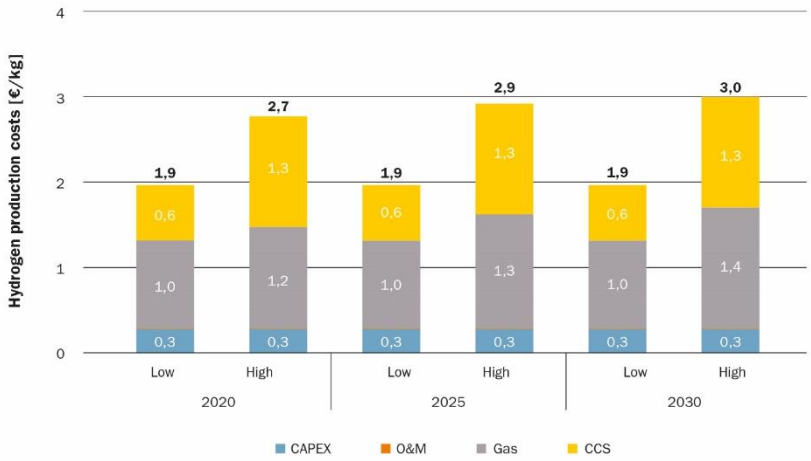
Tabel 3 Aannames analyse productiekosten blauwe waterstof in Nederland.

Parameter	Eenheid	2020 low	2020 high	2025 low	2025 high	2030 low	2030 high
CAPEX reformer	€/kW_{in}	536	536	536	536	536	536
O&M kosten	M€/jaar	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
CCS afvangpercentage	%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
CCS kosten	€/t CO_2	79	157	79	157	79	157
Gasprijs	€/MWh HHV	19,7	23,7	20,5	26,7	20,5	28,4
Efficiency	% LHV	76%	76%	76%	76%	76%	76%
Full load hours	h	8000	8000	8000	8000	8000	8000

Voor de gasprijs zijn twee scenario's gebruikt. Het scenario met hoge gasprijzen is gebaseerd op de KEV 2020, waar de gasprijs van 2020 lineair stijgt tot 2030. Omdat we uitgaan van een operationele periode van 15 jaar hebben we voor na 2030 ook aannames gedaan. Voor het hoge scenario is aangenomen dat de gasprijs na 2030 nog wat verder stijgt waarna het stabiliseert rond de 29 €/MWh HHV vanaf 2040 op basis van aannames uit de TNO scenariostudie (Scheepers et al., 2022). Het scenario met lage gasprijzen is gebaseerd op de *World Energy Outlook* (WEO) 2020 van de IEA (IEA, 2020). De WEO heeft uiteenlopende projecties voor de gasprijs in Europa voor de periode tot 2030, waarin de gasprijs zowel kan dalen als kan stijgen. Wij hebben voor het scenario met lage gasprijzen aangenomen dat de gasprijs tot 2025 de KEV projecties volgt tot 20,5 €/MWh HHV en daarna stabiel blijft. Omdat we voor de berekeningen gemiddelde gasprijzen voor 15 jaar gebruiken hebben de verschillen in aannames na 2025 een invloed op de gemiddelde gasprijs voor een nieuwe installatie in 2020.

Figuur 5 toont de resultaten voor de kosten van blauwe waterstof op basis van de hierboven beschreven aannames. De kosten variëren van 1,9 - 2,7 €/kg H_2 in 2020 en van tot 1,9 - 3,0 €/kg H_2 in 2030 (zie Figuur 5). De verschillen in kosten komen door de verschillen in gasprijs en CCS kosten. De onderkant van de bandbreedte verandert niet omdat de gasprijs in het lage scenario nauwelijks stijgt. De stijging in gasprijs in het hoge scenario is wel significant, waardoor de kosten van de bovenkant van de bandbreedte wel toenemen richting 2025 en 2030. Voor CCS is aangenomen dat 90% van de CO_2 wordt afgevangen. De kosten voor emissie van de resterende 10% CO_2 is in de berekening van de kosten voor blauwe waterstof, zoals weergegeven in Figuur 5 niet meegenomen. De restemissie van ongeveer 1 kg CO_2/kg H_2 zou een stijging van de kosten van 0,1 €/kg H_2 opleveren bij een CO_2-prijs van 100 €/ton CO_2.[3]

[3] Productie van waterstof valt onder de *carbon leakage list* van het EU-ETS en komt in aanmerking voor een hoeveelheid gratis emissierechten afhankelijk van de prestatie van een installatie ten opzichte van een *benchmark.* Bij afvang en opslag van CO_2 kunnen inkomsten worden verkregen uit verkoop van deze gratis rechten. Eventuele inkomsten zijn in deze analyse niet meegenomen.



Figuur 5 Productiekosten van blauwe waterstof in Nederland.

Effect hoge aardgasprijzen op de productiekosten van waterstof

Aannames en resultaten in deze studie zijn gebaseerd op lange termijn projecties van de gasprijs. Met de hoge gasprijzen van eind 2021 en begin 2022 zijn de kosten van blauwe waterstof echter significant hoger. Met een gasprijs van 95 €/MWh komen de gaskosten uit op 4,7 €/kg H_2. De totale kosten voor blauwe waterstof komen dan uit op 5,6 - 6,3 €/kg H_2. Bij dit prijsniveau is groene waterstof al snel competitief hoewel hoge gasprijzen ook een prijsopdrijvend effect op de elektriciteitsprijzen hebben. Het is echter niet duidelijk hoe en wanneer hoge gasprijzen precies effect hebben op de productiekosten van waterstof. Grote afnemers hebben mogelijk specifieke contracten met lange looptijden om risico's van prijsstijgingen te minimaliseren. Verder is het niet duidelijk of de hoge gasprijzen tijdelijk zijn en weer terugkeren naar de oorspronkelijke waarden, of dat ze structureel zijn, of wel dalen maar uiteindelijk op een structureel hoger niveau uitkomen. Bij een prijs van ordegrootte 60 €/MWh, midden tussen de lage waarden uit Tabel 3 en de hoge waarde van 95 €/MWh liggen de productiekosten van blauwe waterstof rond 4 à 5 €/kg. De kosten van groene waterstof liggen daar nu nog iets boven. Maar als de hogere aardgasprijzen aanhouden zullen, bij realisatie van de geschetste kostendaling van groene waterstof, de kosten van beide type waterstof snel een vergelijkbaar niveau hebben.

2.6 Kosten van bijproduct waterstof

De meest bekende vorm van bijproduct waterstof is de waterstof die vrijkomt bij de chloorproductie van chloor. Het productieproces voor deze producten is ook een elektrolyseproces en is nauw verwant aan elektrolyse van water. In feite betreft het de elektrolyse van zout opgelost in water. Het proces levert ook zuivere waterstof.

In Nederland wordt jaarlijks ordegrootte 20 tot 25 kiloton waterstof geproduceerd als bijproduct bij de productie van chloor. In principe is dat voldoende om in een eerste periode waterstofvoertuigen van brandstof te kunnen voorzien. De projectgroep van

het Actieprogramma komt in een voorlopige doorrekening uit op een behoefte van circa 7 kiloton in 2025. Het is echter niet zo dat de waterstof die als bijproduct vrijkomt nu niet benut wordt en dus vrijelijk beschikbaar is als brandstof voor voertuigen. Een deel van de waterstof wordt gebruikt als brandstof en een deel wordt verkocht aan derden vooral voor toepassingen van waterstof als grondstof in de chemische industrie.

Aangenomen mag worden dat het overgrote deel, zo niet alle kosten voor het productieproces in principe worden gedekt door inkomsten uit verkoop van de hoofdproducten chloor en natronloog. Verkoop van de waterstof dat als bijproduct vrijkomt is min of meer een bonus. De kosten voor deze waterstof zijn in principe nihil. Dat wil niet zeggen dat de waterstof gratis beschikbaar is. Bij levering aan een tankstation zullen er minimaal transportkosten zijn. Dat kan via een pijpleiding, maar ook per vrachtwagen. In dat laatste geval is er ook een laadterminal nodig. Verder zullen bij inzet van de waterstof voor andere dan de huidige doeleinden de baten daarvan moeten opwegen tegen de kosten die eventueel moeten worden gemaakt. Als de waterstof nu wordt ingezet voor productie van warmte dan zal voor productie van die warmte een andere brandstof moeten worden ingezet. En als de waterstof nu al aan derden wordt verkocht tegen een bepaalde prijs dan zal een alternatieve toepassing een hogere prijs moeten opleveren. Inzet als brandstof voor vervoer kan zo'n toepassing zijn die een hogere prijs oplevert. Maar de prijs zal zich dan in principe voegen naar de marktprijs, of daar net iets onder blijven om concurrerend te zijn, en naar verwachting geen groot voordeel opleveren ten opzichte van andere typen waterstof.

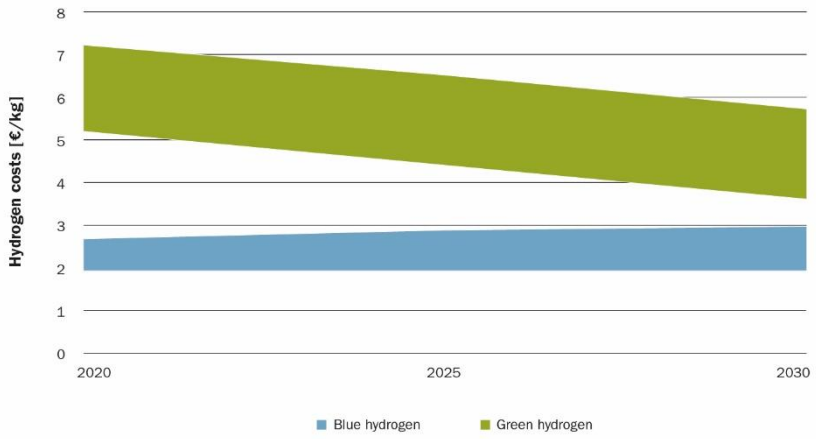
2.7 Vergelijking productiekosten groene en blauwe waterstof

De productiekosten van groene waterstof in Nederland dalen met onze aannames richting 2030, maar blijven boven de productiekosten van blauwe waterstof (zie Figuur 5). Met de optimistische lage kosten case voor groene waterstof komen de productiekosten met 1,5 €/kg H_2 wel uit onder de bandbreedte van blauwe waterstof. Hier is dus een combinatie van lage investeringskosten, hoge vollasturen, hoge efficiëntie, lage elektriciteitskosten en lage tot geen netwerkkosten voor nodig.

De resultaten laten een vrijwel lineaire daling van de productiekosten van groene waterstof zien. A priori is dit niet de verwachting omdat de investeringskosten van elektrolyse installaties niet lineair dalen. De afvlakking van de afname van kosten in de tijd is echter nog beperkt in de scenario's die zijn gebruikt voor de leercurve. Verder wordt de afvlakking gecompenseerd door de veronderstelde daling van de kosten voor elektriciteit. Per saldo resulteert dit in een vrijwel lineaire afname van productiekosten in de beschouwde periode.

De kosten voor productie van blauwe waterstof zijn gebaseerd op de aardgasprijs en prognoses voor ontwikkeling van de aardgasprijs uit de periode net voor de sterke stijging in het laatste kwartaal van 2021 en het eerste kwartaal van 2022. In die periode is de aardgasprijs verveelvoudigd ten opzicht van het niveau van de afgelopen jaren toen de aardgasprijs historisch lag was. De resultaten getoond in Figuur 5 laten zien dat met de aannames in deze studie ongeveer 45% van de productiekosten van blauwe waterstof het gevolg zijn van de kosten van aardgas. Bij verdubbeling van de aardgasprijs zou de bandbreedte voor blauwe waterstof in

Figuur 6 lopen van 2,9 tot 3,9 €/kg in 2020 tot 2,9 en 4,4 €/kg in 2030. Vlak na 2025 zou dan overlap in kosten van groene en blauwe waterstof plaatsvinden. Bij een verdrievoudiging van de aardgasprijs zou de bandbreedte lopen van 3,9 tot 5,1 €/kg in 2020 tot 2,9 en 5,8 €/kg in 2030. In dat geval is er bijna volledige overlap tussen de productiekosten van groene en blauwe waterstof hoewel het mogelijke effect van hogere aardgasprijzen op de (gemiddelde) elektriciteitsprijzen voor elektrolyse hier nog niet is meegenomen. Dit effect kan aanzienlijk zijn, maar neemt waarschijnlijk af naarmate de elektriciteitsvoorziening meer is gebaseerd op hernieuwbare elektriciteit van zon en wind. Op deze manier kan op basis van de actuele gasprijs aan de hand van Figuur 6 een indicatie worden verkregen hoe de kosten voor productie van groene en blauwe waterstof zich onderling verhouden.



Figuur 6 Vergelijking van productiekosten van groene en blauwe waterstof in Nederland.

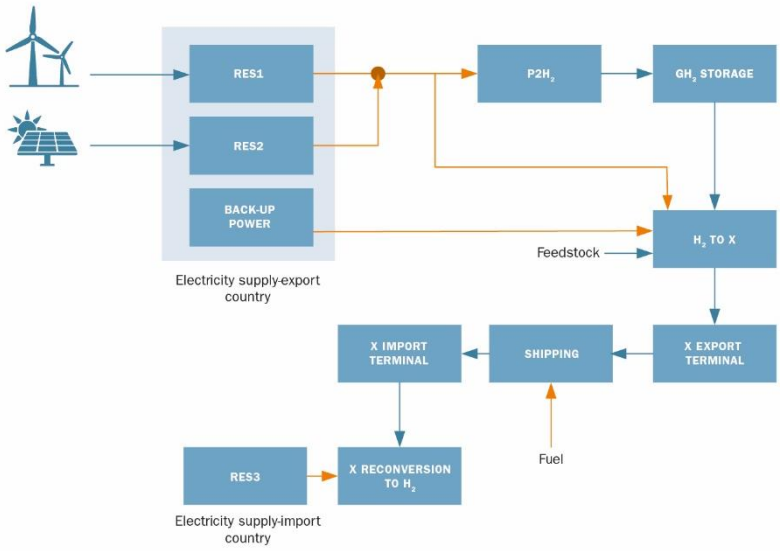
3 Analyse kostenontwikkeling import

In dit hoofdstuk wordt de ontwikkeling van de productiekosten van groene waterstof via grootschalige productie in het buitenland (inclusief transport per schip naar Rotterdam) verkend.

3.1 Beschrijving van de importanalyse

TNO ontwikkelt het TNO Supply Chain Model (huidige versie SCM V1.13) om importketens voor hernieuwbare waterstof vanuit diverse landen en voor transport van waterstof in diverse vormen systematisch met elkaar te kunnen vergelijken. Het model evalueert de kosten van waterstof of waterstofdragers in de waardeketen, waarbij Nederland als importerend land centraal staat. Het SCM is een model dat op ketenniveau de importkosten en de afhankelijkheden van de verschillende parameters evalueert. Het model berekent kosten, inclusief kosten van kapitaal. Zaken als belastingen, eventuele importheffingen, en prijsvorming door marktwerking zijn geen onderdeel van de analyse.

De importketen van waterstof wordt beschreven als een aaneenschakeling van ketenelementen. Figuur 7 geeft de samenhang tussen deze ketenelementen schematisch weer.



Figuur 7 Schematisch overzicht van waterstofketens in het Supply Chain Model

Korte beschrijving van het model

Elke importketen begint met de productie van hernieuwbare elektriciteit. Afhankelijk van het land vindt productie plaats op basis van zonne-energie, windenergie, waterkracht, of een combinatie van twee opties. Ieder type hernieuwbare elektriciteitsproductie heeft een eigen LCoE en een specifiek aantal vollasturen (capaciteitsfactor, CF). Uit de combinatie van de verschillende vormen van productie wordt per land een gemiddelde LCoE en een gecombineerd aantal vollasturen (*full load hours*; FLH) berekend. Voor beide wordt hierbij rekening

gehouden met overlap in productieprofielen (*critical overlap* in de tabel) waardoor het gecombineerde aantal vollasturen iets kleiner is dan de som van beide opties.

Wanneer hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is wordt waterstof geproduceerd. In alle gevallen is de geïnstalleerde capaciteit aan elektrolyse gelijk. In deze studie is een capaciteit van 2 GW verondersteld. In de resterende uren, als er geen hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is, wordt de elektrolyzer in *hot stand-by* modus gehouden. Om de elektrolyzer in hot stand-by te kunnen houden is back-up vermogen nodig. Er is aangenomen dat hiervoor een hoeveelheid elektriciteit nodig is gelijk aan 1% van het geïnstalleerde vermogen aan elektrolyse in de uren dat er geen aanbod is van hernieuwbare elektriciteit.

In de huidige versie van het model is de aanname dat de waterstof uit de elektrolyzer (zo veel mogelijk) direct wordt omgezet naar de gewenste vorm waarin de waterstof wordt getransporteerd. De conversiefabriek is gedimensioneerd op de maximale productie van waterstof door de elektrolyzer en heeft een vergelijkbaar aantal draaiuren. Om verschil in regelbaarheid, tussen elektrolyzer en vervolgprocessen op te kunnen vangen is in de modellering van het systeem een buffer opgenomen voor gasvormige waterstof met een capaciteit voor levering van waterstof aan de conversie-installaties gedurende 12 uur. Verder zijn vanuit het oogpunt van flexibiliteit productielijnen in het model dubbel uitgevoerd. De kleinere parallel geschakelde fabrieken zijn duurder dan een enkele fabriek, maar de gedachte is dat door de grotere flexibiliteit de waterstofbuffer beperkt blijven en er ook geen grootschalige waterstofopslag nodig is.

Het aantal tankers voor transport van de waterstof is bepaald op basis van de geproduceerde hoeveelheid waterstofdrager per jaar (in ktpa), een typische capaciteit van het type schip dat nodig is, en de retourafstand van de productielocatie tot Nederland. Voor iedere keten is de heen en terugreis meegenomen in de reistijd van de schepen. De opslag van export- en importterminals is gedimensioneerd op basis van de capaciteit van een tanker voor transport, inclusief een extra buffer van 25%. Het aantal benodigde tanks is bepaald op basis van de maximale ontwerpcapaciteit van een tank voor opslag van betreffende vorm van waterstof.

In Bijlage B is per ketenelement een uitgebreide beschrijving opgenomen van uitgangspunten en aannames in de huidige versie van het model. De aannames voor elektrolyse zijn wel aangepast voor deze studie. Voor de analyse is echter niet gerekend met de onder- en bovenwaarde van de bandbreedte van de specifieke investeringskosten voor elektrolyse uit de leercurve analyse Tabel 1, maar is een waarde gebruikt van 1019 €/kW die volgt uit een *learning rate* van 16%, een soort middenwaarde. De bandbreedte wordt wel gedekt met de gevoeligheidsanalyse die is uitgevoerd. Het veronderstelde specifiek elektriciteitsverbruik van elektrolyse is wel hetzelfde als in Tabel 1.

3.2 Geanalyseerde importketens

Voor deze studie zijn vier verschillende type exportlanden geselecteerd. Dit is vooral bedoeld om inzicht te geven in de invloed die verschillen in karakteristieken per land hebben op de kosten van waterstofimport, zoals bijvoorbeeld het type hernieuwbare elektriciteitsproductie met bijbehorende vollasturen en kosten van

elektriciteit (LCoE), de transportafstand, en het risicoprofiel weergegeven door verschillen in rentetarieven. Levering vanuit verschillende landen kan echter ook van belang zijn om risico's te spreiden en om een bepaalde mate van zekerheid in levering van waterstof (en daarvan afgeleide verbindingen) te kunnen realiseren. De volgende vier landen zijn gekozen, die elk als model kunnen worden gezien voor landen met vergelijkbare karakteristieken:

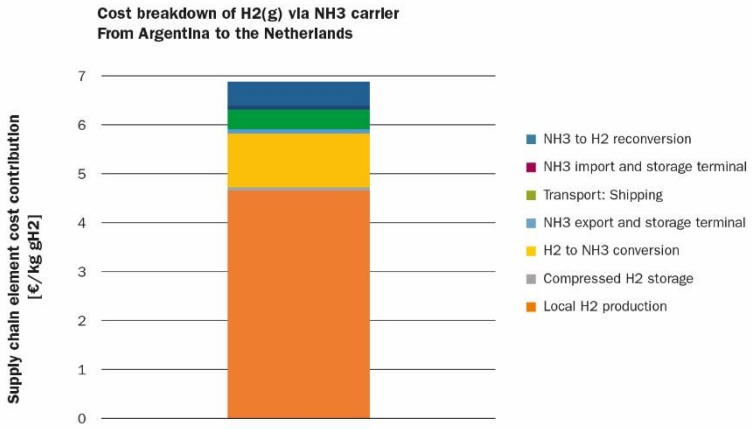
- Argentinië, en dan in het bijzonder Patagonië: Een land op grote afstand met een groot en gunstig onshore windpotentieel.
- Canada: Een land om middellange afstand met een groot (onbenut) potentieel aan waterkracht. Dit is een regelbaar type hernieuwbare energie net als bijvoorbeeld geothermische energie in IJsland. Dit kan in combinatie andere vormen, zoals bijvoorbeeld wind op land, leiden tot een hoog aantal vollasturen.
- Marokko: Een land op relatief korte afstand met goede condities voor zowel zon als onshore wind. Hierdoor is een hybride configuratie mogelijk met relatief veel FLH.
- Saudi-Arabië: Een land op middellange afstand met gunstige condities voor zonne-energie maar mindere condities voor combinatie met onshore wind.

Voor deze studie is transport van waterstof uit de verschillende landen beschouwd in drie verschillende vormen:

- als vloeibare waterstof (LH_2)
- gebonden aan een *liquid organic hydrogen carrier* (LOHC); voor deze studie is tolueen verondersteld wat wordt omgezet naar methylcyclohexaan bij binding van waterstof (TOL/MCH)
- in de vorm van ammoniak (NH_3)

3.3 Importanalyse resultaten, onzekerheidsanalyse en interpretatie

Voor de diverse importketens is een *levelised cost of hydrogen* ($LCoH_2$) bepaald. Deze $LCoH_2$ is bepaald door de jaarlijkse ketenkosten te delen door de jaarlijks in Rotterdam aangelande hoeveelheid gasvormige waterstof. Figuur 8 illustreert de ketenkostenopbouw voor de ammoniak-route vanuit Argentinië.

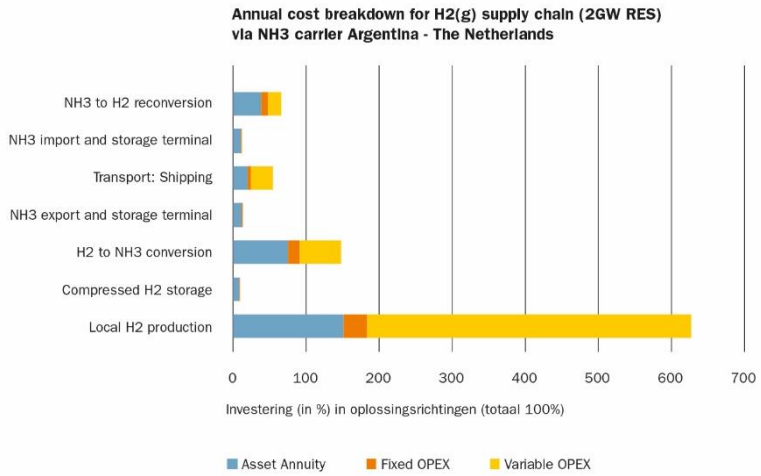


Figuur 8 Illustratie van de opbouw van de kosten van waterstof over een importketen.

De jaarlijkse ketenkosten bestaan uit drie type kosten:

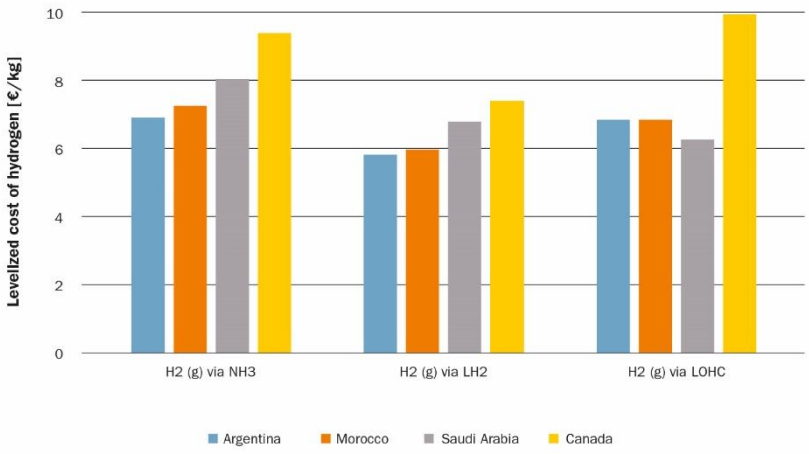
1. een deel is vaste kosten die samenhangen met het terugverdienen of afbetalen van de investeringen, en de kosten van of het rendement op financiering van de investeringen (*Asset Annuity* in Figuur 9);
2. de vaste operationele kosten (*fixed OPEX*) betreft de jaarlijkse vaste onderhoudskosten per ketenelement in;
3. de variabele operationele kosten (*variable OPEX*) zijn voornamelijk de kosten van elektriciteit en brandstof.

Figuur 9 geeft voor de ammoniakroute vanuit Argentinië een overzicht van de jaarlijkse kosten voor het importeren van 134 kiloton waterstof per jaar.



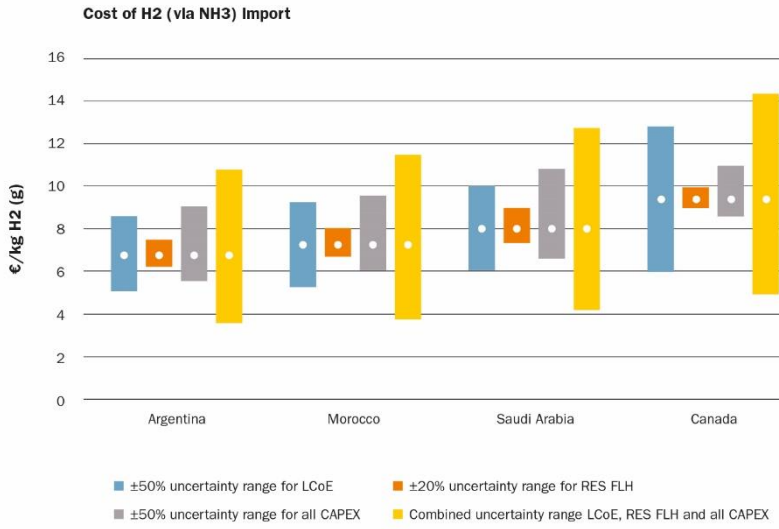
Figuur 9 Overzicht van verdeling van vaste en variabele jaarlijkse kosten over de importketen uitgesplitst per ketenonderdeel

Per waterstof importroute is berekend wat op basis van het huidige model en aannamen de kosten per geïmporteerde kilogram waterstof kan zijn in 2030. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 10.

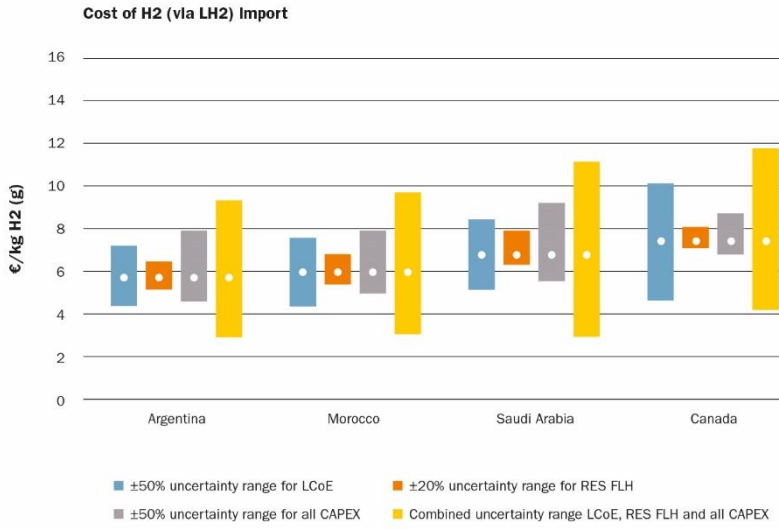


Figuur 10 Kosten van waterstof vanuit diverse landen en op diverse manieren geïmporteerd en in Nederland omgezet naar gasvormig waterstof op 70 bar.

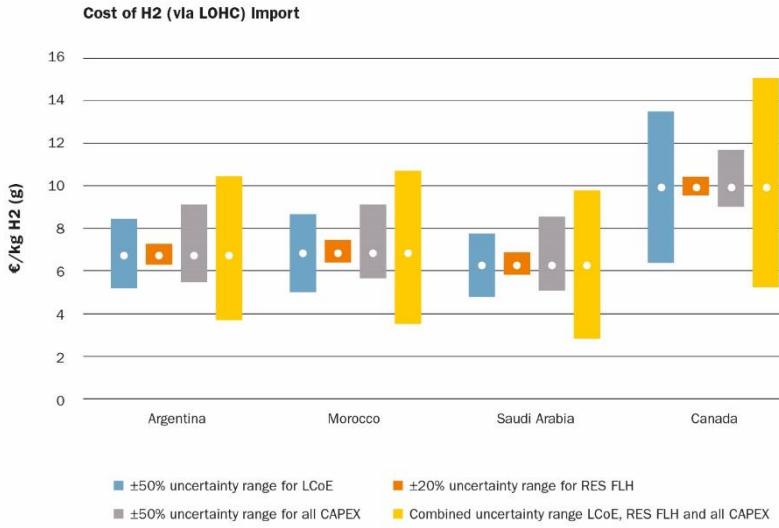
Voor deze resultaten is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd voor drie belangrijke maar onzekere parameters. Voor hernieuwbare elektriciteit is de analyse gedaan met -50% en +50% van de LCoE. Voor de gecombineerde vollasturen van de hernieuwbare bronnen is -20% en +20% van de uitgangswaarde genomen, en voor de investeringskosten van alle installaties en de schepen in de importketen is de analyse uitgevoerd met -50% en +50% van de kosten. Daarnaast zijn de drie parameters tegelijkertijd gevarieerd om het effect van de combinatie van onzekerheden weer te geven. De resultaten voor de ketens op basis van vloeibaar waterstof, ammoniak en LOHC zijn weergegeven in respectievelijk Figuur 11, Figuur 12 en Figuur 13. In de figuren zijn de waarden uit Figuur 10 weergegeven met de witte stippen. De balkjes geven de bandbreedte die wordt gevormd door variatie van de parameter waarden. De grafieken aan de rechterkant geeft de gecombineerde bandbreedte bij gelijktijdige variatie van de drie parameters in de andere drie grafieken.



Figuur 11 Import van waterstof via ammonia (NH_3)



Figuur 12 Import van waterstof via vloeibare waterstof (LH_2)



Figuur 13 Import van waterstof via LOHC

3.4 Deelconclusies uit de importanalyse

LCoE, FLH, afstand en lokale rente zijn onderscheidende factoren per land. Recente en betrouwbare gegevens over de kostenfactor per land waren niet beschikbaar en zijn daarom buiten de berekeningen gehouden. Uit Figuur 8 en Figuur 9 blijkt duidelijk dat de LCoE veruit de grootste factor is in de variabele OPEX, en in belangrijk mate de lokale productiekosten van waterstof bepaalt. De vollasturen bepalen in grote mate de hoeveelheid waterstof die door de importketen 'stroomt'. Met een lage variabele OPEX én grote hoeveelheid geproduceerde waterstof ontstaat een lage $LCoH_2$. Verbetering van parameters die niet land-gerelateerd zijn, zoals daling van de investeringskosten en toename van de efficiency van elektrolysers en andere conversie-installaties, zullen in iedere keten tot kostendalingen leiden. Het zal echter niet in elke keten tot dezelfde kostendaling voor waterstof leiden omdat de hoeveelheden waterstof per keten verschillen.

De resultaten voor kosten van import van waterstof vanuit de verschillende landen via NH_3, LH_2 en LOHC zijn samengevat in Tabel 4, zowel voor de basisberekeningen als voor de gevoeligheidsanalyse.

Tabel 4 Overzicht van de bandbreedte in kosten van geïmporteerde waterstof uit diverse landen.

H_2 import route	$LCoH_2$ Bandbreedte diverse landen	$LCoH_2$ Bandbreedte gevoeligheidsanalyse	Unit
H_2 via NH_3	6.8 – 9.3	(3.7 – 14)	€/kg H_2
H_2 via LH_2	5.8 – 7.4	(3.0 – 12)	€/kg H_2
H_2 via LOHC (toluene)	6.2 – 8.9	(3.3 – 14)	€/kg H_2
Overall $LCoH_2$	**5.8 – 9.3**	**(3.0 – 14)**	**€/kg H_2**

De berekening met de referentiewaarden in het huidige model leveren kosten die variëren van bijna 6 tot ruim 9 €/kg voor de verschillende importketens uit de diverse landen. Zonder Canada variëren de kosten van bijna 6 tot ongeveer 8 €/kg.. De laagste kosten zijn in deze studie voor LH_2 hoewel de kosten dicht bij elkaar

liggen en de overlap tussen de bandbreedtes groot is. Op basis van deze resultaten is er geen duidelijke winnaar.

Op basis van de berekening met de referentiewaarden in het model is het beeld dat import in 2030 nog niet concurrerend is met binnenlandse productie van waterstof. Hierbij wordt echter aangetekend dat er voor het model nog geen optimalisatie heeft plaatsgevonden van de dimensionering van de onderlinge ketenelementen. Nu is de capaciteit van de installaties voor verwerking van waterstof afgestemd op de maximale productiecapaciteit aan waterstof. Deze installaties kunnen mogelijk kleiner worden uitgevoerd. Optimalisatie, inclusief de grootte van tussentijdse buffers of opslag, vergt echter dynamische modellering met profielen voor aanbod van hernieuwbare energie en productie van waterstof op bijvoorbeeld een tijdsbasis van uren of kwartieren. Dynamische optimalisatie behoort op het ogenblik echter (nog) niet tot de mogelijkheden van het model. Ook is de mix van aanbodopties niet geoptimaliseerd op vollasturen en resulterende LCoE. Verder is in de huidige berekeningen niet gewerkt met de meest optimale waarden voor de LCoE. De resultaten van de gevoeligheidsanalyse geven een indruk van wat er mogelijk is.

Halvering van de LCoE scheelt ongeveer €2/kg en levert kosten die variëren van ruim 4 tot 6 €/kg. Een 20% toename van het aantal vollasturen heeft een veel beperkter effect, maar samen met halvering van de LCoE wordt de bandbreedte vergelijkbaar met de bandbreedte die in Figuur 2 is geschetst voor binnenlandse productie in 2030. Halvering van de investeringskosten in de elektrolysers en alle ketenelementen die daar op volgen leiden tot slot tot waterstofkosten die, afgerond, aan de onderkant van de bandbreedte variëren van 3 tot 4 €/kg. Inschattingen van de investeringskosten installaties en apparatuur en de projectkosten zijn echter onzeker en het is niet uitgesloten dat de kosten in de praktijk hoger uitvallen. 50% hogere investeringskosten dan standaard aangenomen zou volgens de resultaten van de gevoeligheidsanalyse tot ongeveer 1 €/kg extra kosten leiden. Hiermee komt de inschatting voor de kosten van waterstofimport voor een optimaal systeem met gunstige condities voor hernieuwbare energie op 3 tot 5 €/kg. Dit zijn kosten die vergelijkbaar zijn met de kosten voor binnenlandse productie van waterstof.

3.5 Aanvullende overwegingen met betrekking tot import van waterstof

De kosten van geïmporteerde waterstof is een belangrijk aspect. Maar het is de vraag of, en vooral in welke mate import van waterstof in 2030 realiteit kan zijn. Deze onzekerheid betreft ook de vorm waarin import plaatsvindt, en als dit is in de vorm van ammoniak of wellicht methanol, of dan nog conversie terug naar waterstof zal plaatsvinden of dat het eigenlijk gaat over import van ammoniak en methanol ter aanvulling of vervanging van binnenlandse productie. Als alles meezit zou er in 2030 al import mogelijk moeten zijn. Air Products verwacht bijvoorbeeld al vanaf 2026 jaarlijks ongeveer 3 TWh aan groene waterstof (90 kton) in de vorm van ammoniak te kunnen exporteren vanuit Saudi-Arabië naar Noordwest-Europa, mogelijk naar Rotterdam. Er is al een contract voor levering van 2,2 GW aan elektrolysers door ThyssenKrupp. Maar opbouw van de keten vergt meer dan alleen productie van waterstof. Er moet minimaal dezelfde capaciteit aan hernieuwbare energie worden geïnstalleerd. Er is waterstofopslag nodig, een ammoniakfabriek, een haven met een terminal voor export, schepen en een terminal aan de importkant. Bij conversie terug naar waterstof is er ook een installatie voor het kraken of reformen van ammoniak nodig. Bouwen en opstarten

kost tijd, maar daar voor kan ook het verkrijgen van vergunningen de nodige tijd kosten. Verder zal het streven zijn om al vooraf zoveel mogelijk van de productie te verkopen om de investeringszekerheid te verhogen en gunstige voorwaarden voor financiering te creëren. Op basis van persberichten is het lastig om een goed beeld te krijgen van de precieze status van dit project en van andere importprojecten. Realisatie van de ketens lijkt in ieder geval niet eenvoudiger te zijn dan realisatie van binnenlandse productie vanwege alle extra elementen die nodig zijn.

Een belangrijk aspect dat nog niet is geregeld voor import is of, en onder welke voorwaarden geïmporteerde waterstof, of daarvan afgeleide verbindingen als “groen” kunnen worden gezien. Regels en systemen moeten daarvoor nog worden ontwikkeld. In dit verband is het ook van belang om goed zicht te krijgen op welke manieren er inlek van fossiele koolstof in de keten kan optreden en wat het effect daarvan is op de emissiefactor van de waterstof. Is er op de plek van productie bijvoorbeeld een verbinding met het elektriciteitsnet en in welke mate wordt er dan gebruik gemaakt van “grijze” elektriciteit voor bijvoorbeeld compressie. Verder vindt er inlek plaats bij gebruik van conventionele brandstoffen tijdens transport, tenzij schepen wat van de ammoniak of waterstof die wordt vervoerd als brandstof gebruiken. En ook de energie die nodig is voor het vrij maken van waterstof uit ammoniak en LOHC kan een bron van inlek vormen.

Een aspect waar in de huidige versie van het model nog geen rekening mee wordt gehouden is de kwaliteit waterstof die nodig is. Standaard zal conversie van zuiver vloeibaar waterstof naar gasvorming waterstof echter een hogere kwaliteit leveren dan terugwinning van waterstof uit ammoniak of LOHC. Indien een hoge kwaliteit waterstof nodig is, bijvoorbeeld bij gebruik als brandstof in brandstofcelvoertuigen, zal bij productie vanuit ammoniak en LOHC meer zuivering nodig zijn met bijhorend energieverbruik en bijbehorende verliezen dan vanuit vloeibaar waterstof. Het is wellicht geen doorslaggevend effect om te kiezen voor de ene of de andere keten, maar kan wel bijdragen tot verder onderscheid tussen ketens.

Tot slot is in deze studie de aanname dat alle waterstof die wordt geïmporteerd in de verschillende vormen op de plaats van import weer wordt omgezet naar gasvormig waterstof. Voor vloeibaar waterstof en waterstof gebonden aan een LOHC ligt dit ook voor de hand. Voor ammoniak zijn er echter meer mogelijkheden. Import van groene ammoniak kan ook worden ingezet voor vervanging van de productie van ammoniak (voor kunstmest en de chemische industrie) die nu plaatsvindt met waterstof op basis van aardgas. Daarnaast wordt ammoniak gezien als mogelijke brandstof voor de zeescheepvaart en zelfs als brandstof voor elektriciteitscentrales. In die gevallen hoeft geen conversie van ammoniak naar waterstof plaats te vinden wat een belangrijk voordeel kan zijn voor waterstofketens op basis van ammoniak.

4 Vergelijking met kosten uit de literatuur

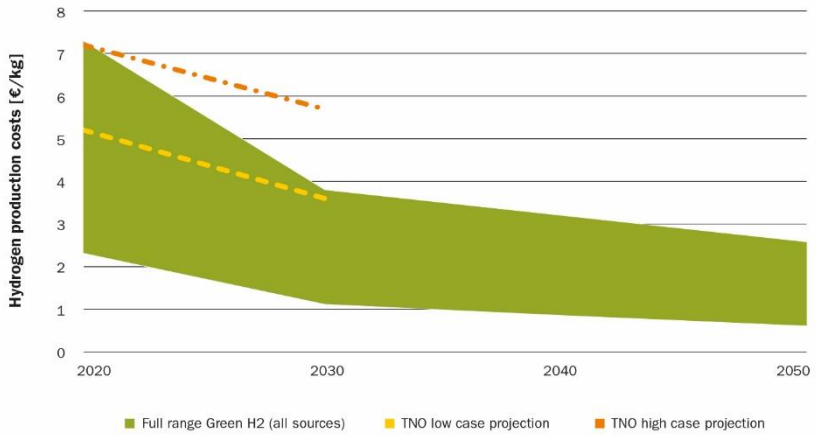
Er zijn veel (inter)nationale studies gedaan naar de verwachte prijsontwikkeling van klimaatvriendelijke waterstof, onder andere door CE Delft, Hydrogen Council, Hydrogen Europe, International Energy Agency (IEA), en de International Renewable Energy Agency (IRENA) (zie ook de lijst hieronder). Deze studies kijken voornamelijk naar de langere termijn (2030 en verder) ontwikkeling van productiekosten. De verwachtingen voor de ontwikkeling van de productiekosten van waterstof zijn geïnventariseerd aan de hand van tien recente studies van diverse organisaties:

1. Aurora Energy Research (2020), Hydrogen in the Northwest European Energy System
2. BloombergNEF (2020), Hydrogen Economy Outlook Key Messages
3. CE Delft (2018), Waterstofroutes Nederland; Blauw, Groen en Import
4. Deloitte, IFPEN, SINTEF (2021), Hydrogen4EU: Charting Pathways to Enable Net Zero
5. Energy Transition Commission (2021), Making the hydrogen economy possible: accelerating clean hydrogen in an electrified economy.
6. Guidehouse, Aurora Energy Research (2021) Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H_2
7. Hydrogen Council (2021), Hydrogen Insights: a perspective on hydrogen investments, market developments and cost competitiveness
8. Hydrogen Europe (2021) Clean Hydrogen monitor 2021
9. IEA (2021) Global hydrogen review 2021
10. IRENA (2020), Green Hydrogen cost reduction; scaling up electrolysers

4.1 Vergelijking van productiekosten voor groene waterstof

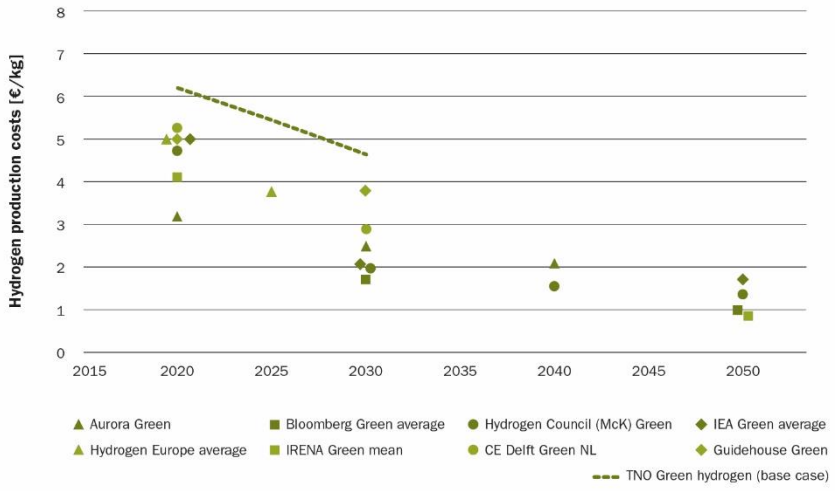
Om de cijfers te kunnen duiden en onderling te vergelijken zijn niet alleen, voor zover deze zijn gerapporteerd, de eindresultaten geïnventariseerd maar zijn ook de achterliggende aannames voor belangrijke kostencomponenten in kaart gebracht. In acht van de tien rapporten zijn de productiekosten van groene waterstof vermeld. De hoogste en laagste inschatting voor de jaren 2020, 2030, 2040 en 2050 bepalen de totale range vanuit de literatuur (groene oppervlak, Figuur 14).

De gemiddelde kosten in 2020 liggen rond de 4,5 €/kg. Vrijwel alle studies verwachten een significante kostendaling na 10 jaar, waardoor in 2030 de hoogste inschatting van de kosten al onder de 4 €/kg liggen en de gemiddelde kosten uitkomen op 2,4 €/kg. Deze trend zet zich voort, hoewel iets minder snel, richting de verdere toekomst en leidt in 2050 tot productiekosten van gemiddeld 1,2 €/kg. Onze projectie (weergegeven met de stippellijnen), zoals beschreven in hoofdstuk 2, start aan de bovenkant van de range uit de literatuur en komt voor het grootste deel hoger uit in 2030.



Figuur 14 Vergelijking van productiekosten voor groene waterstof uit TNO-analyse met literatuur.

In Figuur 15 is voor ieder jaar per studie één datapunt weergegeven waarbij de gemiddelde waarde is gekozen voor studies waarin een range wordt beschreven. Dit geeft een beter beeld van de spreiding van de verschillende getallen en laat bijvoorbeeld duidelijk zien dat in de meeste studies wordt verwacht dat de gemiddelde productiekosten vanaf 2030 (ruim) onder de 3 €/kg uitkomen en in 2050 onder de 2 €/kg en in sommige gevallen zelfs onder de 1 €/kg. Opnieuw blijkt uit dit figuur dat onze projectie (gemiddelde van de totale range) hoger uitvalt dan gerapporteerd in andere studies.



Figuur 15 Productiekosten voor groene waterstof uit recente rapporten.

Ter vergelijking is in Tabel 5 de bandbreedte weergegeven voor enkele parameters zoals gehanteerd in deze studie en in de geraadpleegde rapporten voor zover er waarden zijn gerapporteerd. Hieruit blijkt dat vooral de CAPEX in de literatuur een stuk lager wordt ingeschat. Dit heeft mogelijk te maken met het verschil tussen totale projectkosten (inclusief bijvoorbeeld de kosten voor ontwerp, engineering en infrastructuur, en onvoorziene kosten) en de investeringskosten, in feite de aanschafprijs van een elektrolyse-installatie, maar in veel rapporten staat dit niet duidelijk omschreven. De netwerkkosten kunnen ook een deel van het verschil

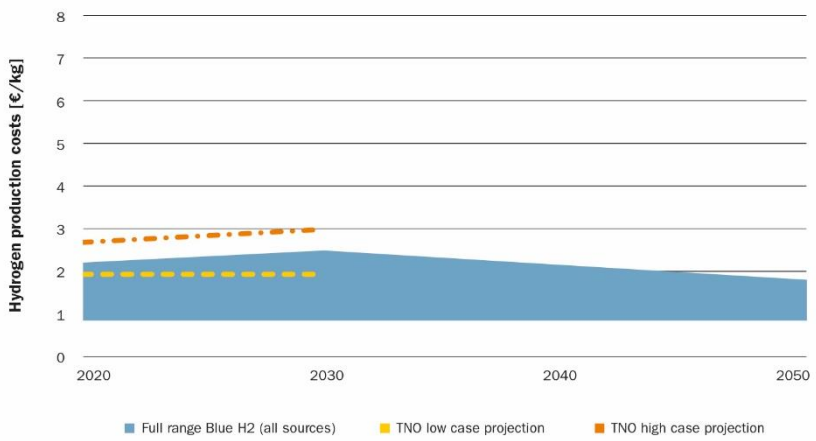
vormen. Deze kosten kunnen aanzienlijk zijn. Het is vaak niet duidelijk of deze kosten meegenomen zijn in de gerapporteerde studies. De elektriciteitsprijs uit de TNO analyse valt binnen de literatuurrange en dit geldt ook voor de efficiëntie van de electrolyser in 2020. Het elektriciteitsverbruik in 2030 blijft in de TNO analyse gelijk aan dat in 2020 en in de literatuur wordt genoemd dat dit verbetert, hoewel slechts in één rapport getallen worden gegeven voor 2030 (Energy Transition Commission, 2021).

Tabel 5 Overzicht van parameterwaarden uit TNO-analyse en recente rapporten

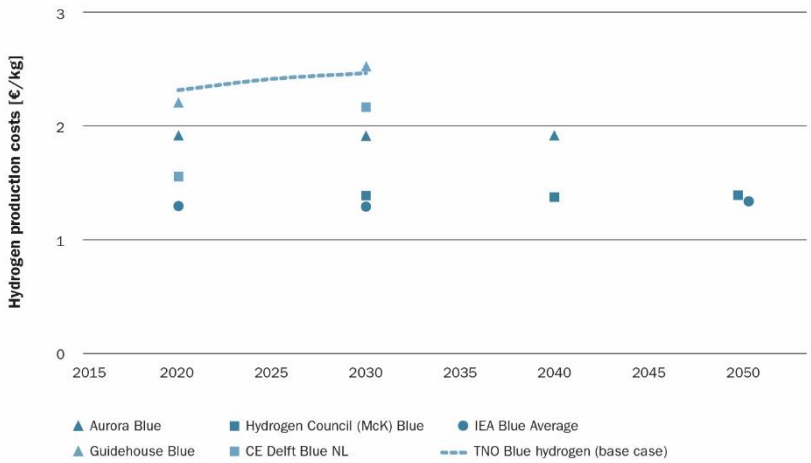
Bron	Parameter	Eenheid	2020	2030
TNO analyse	CAPEX	€/kW	1285 - 1747	592 - 1338
Literatuurrange			600 - 1200	116 - 625
TNO analyse	Elektriciteit	€/MWh	40	28
Literatuurrange			22 - 69	11 - 48
TNO analyse	Elektriciteitsverbruik	kWh/kg	58	58
Literatuurrange			41 - 83	40 - 49

4.2 Vergelijking van productiekosten voor blauwe waterstof

In de meeste geanalyseerde rapporten ligt de nadruk op groene waterstofproductie, maar in vijf van de tien wordt ook blauwe waterstofproductie meegenomen. De range die hieruit volgt is veel nauwer en constanter dan die voor groene waterstof (Figuur 16). Zo ligt de ondergrens voor alle jaren rond de 0.9 €/kg en varieert de bovengrens van 1.8 tot 2.5 €/kg, waarbij die laagste bovengrens in 2050 wordt verwacht. De range die volgt uit onze berekeningen (aangegeven met stippellijnen) overlapt deels met de bovenkant van de range uit de literatuur. Ook wanneer naar gemiddeldes wordt gekeken volgt de TNO analyse de bovenkant van de literatuurwaarden (Figuur 17).



Figuur 16 Vergelijking productiekosten koolstofarme waterstof uit TNO-analyse met literatuur.



Figuur 17 Productiekosten van koolstofarme waterstof uit recente rapporten

De kosten voor aardgas en CO_2 afvang en opslag bepalen het grootste deel van de waterstofkosten. Kleine afwijkingen in de aannames voor deze kosten hebben grote invloed op het resultaat. In de resultaten lijkt er sprake van een neerwaartse trend in de kosten voor productie van blauwe waterstof. Het komt echter doordat alleen de geraadpleegde rapporten met de laagste kosten projecties tot en met 2050 geven. De geraadpleegde studies die de hogere kosten rapporteren bevatten slecht projecties 2030 of 2040. Mogelijk dalen de kosten voor afvang van CO_2 als door ervaring en innovatie de technologie verder verbetert. Maar het is niet te verwachten dat de aardgasprijs nog veel verder daalt ten opzichte van het lage prijsniveau in de afgelopen jaren. Hogere prijzen liggen voorlopig meer voor de hand. Verder zal er in de eerste fase waarin CCS wordt toegepast voldoende makkelijk toegankelijke opslag aanwezig zijn, maar dit kan veranderen in de loop van de tijd en dan mogelijk tot toenemende kosten voor opslag leiden richting 2050. Indien tot slot niet alle CO_2 wordt afgevangen, en er een significante resterende emissie is, kan ook dit nog een relevante kostencomponent worden bij sterk stijgende CO_2-prijzen.

5 Beleidsopties voor kostenreductie groene waterstof

In dit rapport hebben we analyses gedaan van de ontwikkeling van de productiekosten van groene waterstof aan de hand van mogelijke ontwikkelingen van energieprijzen en gerelateerde tarieven, en kosten van technologie. De kostprijs voor groene waterstof kan verder beïnvloed worden door beleid. Een aantal opties voor het reduceren van de waterstofprijs worden in dit hoofdstuk benoemd.

5.1 Bestaande beleidsinstrumenten

Er zijn twee bestaande beleidsinstrumenten die de prijs van waterstof kunnen beïnvloeden; Hernieuwbare brandstofeenheden (**HBE's)** en de **SDE++**. Per eenheid energie kan gebruikt gemaakt worden van de ene of de andere regeling. Stapeling van beide voor dezelfde eenheid energie is dus niet mogelijk; een vergoeding vanuit de SDE-subsidie voor een hoeveelheid productie kan niet worden gecombineerd met omzetting van die hoeveelheid naar HBE's.

HBE's ontstaan als bedrijven hernieuwbare energie leveren en deze leveringen inboeken in het register energie en vervoer (REV) bij de Nederlandse Emissie-autoriteit (NEa). Een HBE staat voor de levering van 1 GJ aan hernieuwbare energie. Bedrijven met een verplichting kunnen ervoor kiezen om in te boeken en zo HBE's te verkrijgen, of HBE's van andere bedrijven te kopen. Door handel in HBE's krijgen de HBE's waarde en hebben daarmee een effect op de prijs van groene waterstof voor vervoerstoepassingen. De prijs van een HBE lag in 2019 en 2020 rond 13 €/GJ (Lensink, 2021). Omgerekend is dat gelijk aan 1,6 €/kg H_2. In een recente wijziging van het Besluit energie vervoer in verband met de implementatie van EU Richtlijn Hernieuwbare Energie (Renewable Energy Directive, (EU) 2018/2001) is bepaald dat er bij het inboeken van HBE's voor waterstof een vermenigvuldigingsfactor van 2,5 mag worden gehanteerd (Staatsblad, 2021). Bij een prijs van €13 voor een HBE geeft dit een waarde van €3,9 per geleverde kilogram waterstof.

De **SDE++** betreft een subsidie op de integrale kostprijs van technologieën voor de productie van hernieuwbare energie en technologieën die leiden tot de reductie van CO_2-emissies. Binnen de regeling wordt jaarlijks de kostprijs van een optie berekend, en de hoogte van de subsidie wordt bepaald door het verschil in kostprijs - de onrendabele top - ten opzichte van de referentie voor de betreffende optie. De huidige referentie voor groene waterstof is waterstof geproduceerd met aardgas met behulp van de SMR-technologie (grijze waterstof). Op basis van aardgasprijzen van voor de prijsstijgingen in de tweede helft van 2021 lag de kostprijs voor grijze waterstof op ongeveer 1,4 €/kg H_2. Naast de subsidie biedt de SDE++ met een looptijd van 15 jaar ook zekerheid voor investeerders, waardoor de kosten voor financiering van projecten mogelijk ook lager kunnen zijn. De huidige SDE++ is gemaximeerd tot een dekking van een onrendabele top van 300 €/ton vermeden CO_2. Uitgaande van vervanging van grijze waterstof met een emissiefactor van 10 kg CO_2 per kg H_2 komt de maximale steun daarmee uit op 3 €/kg H_2. De SDE++ is doorgaans niet te combineren met andere vormen van ondersteuning.

5.2 Overige beleidsopties

Drie andere beleidsopties om de kostprijs van waterstof te beïnvloeden zijn een investeringssubsidie, een korting op de netwerkkosten en een hoger aanbod van duurzame elektriciteit.

Een **investeringssubsidie** is een directe manier om de productiekosten te verlagen. Het is in essentie hetzelfde als verlaging van de investeringskosten, bijvoorbeeld als gevolg van opschaling of innovatie. Het effect van lagere investeringskosten is besproken in Hoofdstuk 2.1. Hoe hoog subsidie op de investeringskosten mag zijn, en daarmee ook het maximale effect ervan, wordt bepaald door Europese staatssteunregels.

Zoals besproken in Hoofdstuk 2.1 kunnen de netwerkkosten een significant effect hebben op de productiekosten van groene waterstof. In de berekening is uitgegaan van tarieven die gelden voor installaties van ordegrootte 20 tot 100 MW. Bij grotere schaal dalen de kosten, Bij GW-schaal zouden de kosten volgens de huidige tariefstructuur uitkomen rond 35 €/kW/jaar. Overigens geldt sinds 2012 een regeling voor een korting van 90% op de nettarieven van grootverbruikers. Dit geldt echter alleen als zij een stabiel en vlak afnameprofiel hebben. Het wetsvoorstel voor de nieuwe Energiewet voorziet in intrekking van de volumecorrectieregeling. Vaststelling van een dergelijke regeling past volgens de memorie van toelichting op het wetsvoorstel Energiewet niet meer binnen de bevoegdheid van de wetgever, maar is de exclusieve bevoegdheid van de ACM. Het is dan ook aan de ACM om te bepalen hoe zij na inwerkingtreding van de nieuwe Energiewet met een eventuele volumecorrectie voor grootverbruikers wil omgaan. Met **verlaging of een algehele vrijstelling van netwerkkosten** kunnen de productiekosten afnemen met een bedrag tot 1 €/kg H_2.

De productiekosten van groene waterstof worden ook bepaald door het aantal vollasturen die de elektrolyse-installatie kan maken. In Hoofdstuk 2.1 is het effect van een hoger aantal vollasturen geïllustreerd. Het resulteert in een verlaging van de vaste kosten per kilogram geproduceerde waterstof. Dat zijn de financierings- en afschrijvingskosten van de investering, de vaste operationele kosten en de netwerkkosten. De effecten zijn dus vergelijkbaar met een aantal van de andere beleidsopties. De vollasturen die mogelijk zijn voor de productie van groene waterstof worden met name beperkt door de beschikbaarheid van duurzame elektriciteit waarmee de waterstof ook daadwerkelijk groen genoemd kan worden volgens Europese hernieuwbare energierichtlijn (Renewable Energy Directive, 2018).[4] Om het aantal vollasturen voor de productie van groene waterstof te kunnen vergroten is dus verdere opschaling nodig van de capaciteit wind op zee en andere duurzame bronnen. Met het recente wetsvoorstel Wijziging van de Wet windenergie op zee (ondersteunen opgave windenergie op zee) voor verhoging van de doelstelling van wind op zee van 11,5 GW naar 21 GW rond 2030 is hier ondertussen een belangrijke stap in gezet.

[4] Nadere bepaling van de voorwaarden waar aan moet worden voldaan voor productie van groene waterstof waren voorzien voor eind 2021 (artikel 27, Directive (EU) 2018/2001), maar de gedelegeerde handeling (*Delegated act*) van de Europese Commissie met gedetailleerde regels voor productie van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (*renewable fuels of non-biological origin*) wordt nu in de loop van 2022 verwacht.

6 Conclusies

Onze analyse met de rekentool, die is ontwikkeld voor EZK op basis van het Onrendabele Top Model van de SDE++, toont dat de productiekosten van groene waterstof voor 2020 uitkomen op 5,2 - 7,2 €/kg H_2 en mogelijk afnemen tot 3,6 - 5,8 €/kg H_2 in 2030. Een combinatie van optimistische ontwikkelingen bovenop de ondergrens van deze kostenprojectie zou kunnen leiden tot productiekosten die uitkomen tussen de 2,5 en 3,6 €/kg H_2. De investeringskosten in elektrolyse en de elektriciteitskosten zijn de grootste kostencomponenten. De productie van blauwe waterstof is sterk afhankelijk van de aardgasprijs en is voor 2020 bepaald op 1,9 - 2,7 €/kg H_2 en voor 2030 op 1,9 - 3,0 €/kg H_2. Op basis van deze projecties is de conclusie vooralsnog dat de productiekosten voor groene waterstof tot 2030 hoger uitvallen dan die voor blauwe waterstof. Met de recente sterke stijging van de aardgasprijs kan dit echter anders uitpakken. Mocht de aardgasprijs structureel hoger komen liggen en bijvoorbeeld driemaal hoger uitkomen dan in 2020, dan kunnen de productiekosten voor blauwe waterstof oplopen tot meer dan 5 €/kg H_2 en kan het beeld wijzigen.

Ook is gekeken of het importeren van groene waterstof tot lagere kosten kan leiden. Hiervoor is met het TNO Supply Chain Model uitgerekend wat de kosten zijn om waterstof(dragers) naar de Rotterdamse haven te transporteren vanuit de referentielanden Argentinië, Canada, Marokko of Saudi Arabië. Uit deze analyse blijkt dat kosten variëren van bijna 6 tot ruim 9 €/kg H_2 voor de verschillende importketens uit de diverse landen. Import lijkt tot 2030 dus nog niet concurrerend te kunnen zijn met binnenlandse productie van waterstof. Wanneer op bepaalde locaties een lagere LCoE en meer draaiuren haalbaar zijn, kan dit in 2030 wel leiden tot importkosten van groene waterstof die vergelijkbaar zijn met de geprojecteerde productiekosten in Nederland.

De waterstof productiekosten die volgen uit onze analyse overlappen (deels) met in de literatuur gepubliceerde ranges. Gemiddeld zijn de inschattingen en projecties vanuit de literatuur optimistischer en volgen onze getallen de bovenkant van de range. Dit komt met name door verschillen in aannames wat betreft bijvoorbeeld investeringskosten voor de elektrolyzer, elektriciteitskosten en -verbruik en, voor blauwe waterstof, de aardgasprijs.

Verschillende beleidsopties kunnen de prijs die afnemers betalen voor waterstof in meer of mindere mate beïnvloeden. HBE’s hebben een significant effect voor gebruik van waterstof in vervoer. Onder de huidige regelgeving bedraagt het effect 3,9 €/kg H_2 bij een HBE-prijs die in de periode 2019-2020 gemiddeld rond 13 €/GJ lag. De SDE++ subsidie op de productie van groene waterstof kan vanwege het plafond op de vergoeding tot 300 €/ton vermeden CO_2 tot een maximale steun van 3 €/kg H_2 leiden. Investeringssubsidies of (gedeeltelijke) vrijstelling van netwerkkosten hebben ook een direct verlagend effect op de kosten voor productie van waterstof. Daarnaast leidt een toenemend aantal vollasturen voor elektrolyse en dalende prijzen voor hernieuwbare elektriciteitsprijs tot lagere kosten en dus zal beleid dat zorgt voor meer capaciteit voor hernieuwbare elektriciteit waarschijnlijk ook een positief effect hebben op de kostprijs van groene waterstof.

Bij alle prognoses past de kanttekening dat de snelheid waarmee nationaal en internationaal de productie van hernieuwbare elektriciteit en de productie en het gebruik van waterstof als energiedrager zich ontwikkelen, een significante invloed kan hebben op de ontwikkeling van de kosten en de prijs van waterstof. Periodieke monitoring van de feitelijke kosten- en prijsontwikkelingen in de markt kan bijdragen om van jaar tot jaar een scherper beeld van de trends richting 2030 en verder te krijgen voor zowel de kosten voor productie van groene als van blauwe waterstof.

Referenties

Aurora Energy Research (2020), Hydrogen in the Northwest European Energy System

BloombergNEF (2020), Hydrogen Economy Outlook Key Messages

Clean Air Task Force (CATF, 2021), It happens here too: Methane Pollution in Europe's oil and gas network;

CE Delft (2018), Waterstofroutes Nederland; Blauw, Groen en Import

CE Delft (2022), 50% green hydrogen for Dutch industry; Analysis of consequences draft RED3

Deloitte, IFPEN, SINTEF (2021), Hydrogen4EU: Charting Pathways to Enable Net Zero

Detz, R. & Weeda, M. (2022), Projections of electrolyser investment cost reduction through learning curve analysis, TNO 2022 P10111

Energy Transition Commission (2021), Making the hydrogen economy possible: accelerating clean hydrogen in an electrified economy.

Fasihi, M., & Breyer, C. (2020), Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV- wind power plants. J Clean Prod; 243:118466. https://doi.org/10.1016/j. jclepro.2019.118466

Guidehouse, Aurora Energy Research (2021), Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H_2

Howarth, H.W. and Jacobson, M.Z. (2021), How green is blue hydrogen?, Energy Science and Engineering; https://doi.org/10.1002/ese3.956.

Hydrogen Council (2021), Hydrogen Insights: a perspective on hydrogen investments, market developments and cost competitiveness

Hydrogen Europe (2021), Clean Hydrogen monitor 2021

Institute for Sustainabale Process Technology (ISPT) (2020), Hydrohub Innovation Program, Gigawatt green hydrogen plant - State-of-the-art design and total installed capital costs.

International Energy Agency (IEA) (2020), World Energy Outlook 2020

IEA (2021), Global hydrogen review 2021

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019), Hydrogen a renewable energy perspective

IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5ºC Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

James, B., Colella, W., Moton, J., Saur, G., Ramsden, T. (2013), PEM Electrolysis H2A Production Case Study Documentation, prepared for the U.S. Department of Energy Fuel Cell Technologies Office

Lamboo, S. & Weeda, M. (2022), Impact 'Fit for 55' voorstel voor herziening RED op de vraag naar groene waterstof in Nederland, TNO 2022 10151.

Lensink, S. (2021), Voorlopige correctiebedragen 2021 en basisprijzen voor categorieën in de SDE++ 2021, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)

Lensink, S. & Schoots, K. (red.) (2021), Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)

PBL (2020), Klimaat- en Energieverkenning 2020, Den Haag

Renewable Energy Directive II (2018), Official Journal of the European Union, Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council

of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources

Scheepers, M, Gamboa Palacios, S., Jegu, E., Nogueira, L.P., Rutten, L., van Stralen, J., Smekens, K., West, K., van der Zwaan, B. (2022), Towards a climate-neutral energy system in the Netherlands, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2022, 158, 112097

Staatsblad van het Koninkrijk der Nederlanden (2021), 619, Besluit van 20 december 2021 tot wijziging van het Besluit energie vervoer in verband met de implementatie van Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en ter uitvoering van het Klimaatakkoord

Yuanrong, Z., Swidler, D., Searle, S., and Baldino, C. (2021), Lifecycle greenhouse gas emissions of biomethane and hydrogen pathways in the European Union, White paper, The ICCT.

A Klimaatvriendelijkheid blauwe waterstof

Vorig jaar is een rapport gepubliceerd met de boodschap dat gebruik van blauwe waterstof vervuilender is dan directe inzet van aardgas (Howarth and Jacobson, 2021). Daar waar het doel emissiereductie is door decarbonisatie van aardgas zou per saldo de emissie van broeikasgassen bij blauwe waterstof hoger zijn dan bij direct gebruik van aardgas voor de productie van warmte in de industrie en de gebouwde omgeving, of voor productie van elektriciteit.

Zoals gebruikelijk is de uitkomst van een vergelijking sterk afhankelijk van de aannamen. In de studie is uitgegaan van blauwe waterstofproductie in bestaande waterstoffabrieken op basis van steam methane reforming (SMR). Gebruik van blauwe waterstof in plaats van aardgas voor de productie van warmte of elektriciteit zijn echter nieuwe toepassingen waarvoor nieuwe fabrieken nodig zijn. De capaciteit van bestaande fabrieken wordt gebruikt voor bestaande toepassingen zoals in de raffinage van aardolie. Nieuwe SMRs hebben een hoger rendement dan bestaande fabrieken.

Belangrijker nog, voor productie van blauwe waterstof zal niet SMR worden gebruikt maar autothermal reforming (ATR). De warmte die nodig is voor de conversie van aardgas wordt bij SMR aan de buitenkant van de reactor geproduceerd. Daarvoor wordt een deel van het aardgas verbrand met lucht waarbij rookgas ontstaat waarin CO_2 verdund aanwezig is. Standaard betreft dit ca. 40% van alle CO_2. Bij ATR gaat alle aardgas de reactor in en vindt verbranding intern plaats met zuurstof. Hierdoor is alle CO_2 geconcentreerd aanwezig in het procesgas en kan standaard relatief efficiënt een hoog percentage CO_2-afvang (>90%) gerealiseerd worden. Bij SMR is het percentage CO_2-afvang standaard ca. 60%. Hoge afvangpercentages zijn wel mogelijk, maar alleen ten koste van een groter efficiencyverlies dan bij ATR.

Hoe groter het efficiencyverlies, hoe meer aardgas er nodig is. Dit is van belang met het oog op overige emissies die samenhangen met het gebruik van aardgas. Het gaat dan om indirecte emissies van overig energiegebruik voor de productie van waterstof en van energiegebruik voor winning en transport van aardgas, en emissies als gevolg van lekkages van methaan in de keten. Vooral die laatste emissies zijn van belang omdat methaan een veel sterker broeikasgas is dan CO_2. Over een periode van 20 jaar bezien is de Global Warming Potential (GWP) van methaan 85 maal hoger dan van CO_2. Ook relatief kleine percentages lekkage kunnen dan hard doortikken, en ze tikken harder door naarmate er meer aardgas nodig is zoals bij waterstofproductie met CO_2-afvang ten opzichte van productie zonder afvang, of bij CO_2-afvang bij SMR ten opzichte van afvang bij ATR.

Voor de Nederlandse aardgaswinning is een waarde van 0,3% voor methaanlekkage bepaald. In het kritische rapport is een waarde gehanteerd van 3,5% die beter past bij de praktijk van winning van shale gas in de Verenigde Staten.[5] Ook de ICCT is kritisch over blauwe waterstof. In hun studie is een bandbreedte van 0,1% tot 10% gehanteerd (Yuanrong et al., 2021). Metingen bij vele installaties door de NGO Clean Air Task Force (CATF, 2021) hebben ook

[5] *It's a Vast, Invisible Climate Menace. We Made It Visible*; https://www.nytimes.com/interactive/2019/12/12/climate/texas-methane-super-emitters.html

aanzienlijke methaanlekkages laten zien bij veel installaties in diverse Europese landen, met name in Oost-Europa. Dat methaanlekkages een bron van zorg zijn bleek ook tijdens de recente COP26 in Glasgow waar wereldleiders in een gezamenlijke verklaring hebben beloofd lekkages met 30% terug te dringen voor 2030 als bijdrage in de strijd tegen klimaatverandering door opwarming van de aarde.

De kritische rapporten lijken al met al een wat vertekend beeld te geven voor lekkages rond winning, transport en opslag van aardgas in Noordwest-Europa, en de productie van blauwe waterstof op basis daarvan, zeker als dat via ATR plaatsvindt. Niettemin lijkt een kritische houding ten aanzien van blauwe waterstofproductie op basis van aardgas op z'n plaats. Is het niet vanwege de hogere methaanlekkages voor aardgas uit Rusland [6], dan wel omdat we af willen van de afhankelijkheid van Rusland en zo mogelijk afhankelijker worden van de import van aardgas via LNG wat ook gepaard gaat met relatief hoge methaanemissies. Daarbij geldt meer algemeen dat blauwe waterstof vanwege het conversieverlies in principe leidt tot een toename van het gebruik van aardgas terwijl we juist streven naar vermindering van het gebruik.

Een laatste punt dat nadrukkelijk aandacht verdient is dat blauwe waterstof niet scherp is gedefinieerd en er meerdere soorten blauwe waterstof zijn. Hierboven is al aangegeven dat waterstof blauw wordt genoemd ongeacht of het CO_2-afvangpercentage 60% is of >90%. Verder is onderscheid gemaakt tussen CO_2-afvang bij bestaande SMR fabrieken die waterstof produceren voor bestaande toepassingen van waterstof, en mogelijke nieuwe fabrieken voor decarbonisatie van aardgas voordat het wordt ingezet voor de productie van warmte of elektriciteit. In alle gevallen gaat het nog wel om aardgas. Er zijn echter ook plannen in de industrie die vaak onder de noemer blauwe waterstof worden geschaard, waarbij niet aardgas de bron is maar methaanrijke restgassen die (onvermijdelijk) ontstaan bij de verwerking van aardolie en aardolieproducten in raffinaderijen en nafta krakers. Het gaat hier om projecten als H-Vision. Decarbonisatie van deze restgassen via de waterstofroute zal sowieso tot significante CO_2-reductie leiden en staat volledig los van de discussie over hoe vervuilend blauwe waterstof op basis van aardgas is.

[6] Satellites reveal major new gas industry methane leaks; https://www.reuters.com/article/us-climatechange-methane-satellites-insi-idUSKBN23W3K4

B Beschrijving Supply Chain Model

Algemene beschrijving van het huidige Supply Chain Model (versie 1.13), met uitgangspunten en aannames, zowel de algemene aannames als de specifieke aannames voor deze studie.

Algemene aannames voor de importketenelementen:
Deze sectie geeft een overzicht van een aantal belangrijke uitgangspunten en factoren die van toepassing zijn op de verschillende toeleveringsketens en de analyse daarvan in deze studie:

A. De belangrijkste factor is **tijd**. Het zichtjaar van de studie beïnvloedt de voorspelde (specifieke) kostenramingen voor de duurste ketenelementen, bijvoorbeeld de LCoE voor hernieuwbare energie, en de investeringskosten voor de elektrolyse-installaties en de installaties voor conversie van gasvormig waterstof naar een vorm die in grotere hoeveel is te transporteren (H_2-to-X, waarbij X vloeibaar waterstof is (LH_2), of ammoniak (NH_3) of een Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)). Het zichtjaar voor de analyse in deze studie is 2030.

B. De tweede belangrijke factor voor de kostenramingen is de **schaal** van de technologieën die in elk onderdeel van de keten worden gebruikt. De schaal is van invloed op de kosten van productie, verwerking en logistiek van waterstof (kosten van verscheping en export/importterminals). Voor de ketens wordt in alle gevallen als vertrekpunt een zelfde capaciteit aan elektrolyse verondersteld. Voor deze studie is het geïnstalleerd vermogen 2 GW.

C. Waterstof wordt alleen geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen, en het aantal **vollasturen** (full load hours, FLH) hangt dus af van de specifieke hernieuwbare energie optie(s) van een regio en de capaciteitsfactor(en) die daarbij horen. Het aantal vollasturen per jaar voor de productie van waterstof en de conversie-installaties is van invloed op het productievolume, en dus op de kosten per geproduceerde eenheid.

D. De **bedrijfsflexibiliteit van de conversie-installaties** is eveneens een belangrijke factor. Doorgaans moeten dergelijke installaties blijven draaien of in "hot stand-by" worden gehouden wanneer er geen hernieuwbare energie of waterstof beschikbaar is om te verwerken. Op basis van (C) gaan wij ervan uit dat waterstofdragers alleen worden geproduceerd wanneer waterstof beschikbaar is. Kleinschalige tussenopslag van waterstof om operationele flexibiliteit te vergemakkelijken wordt hieronder nader besproken.

E. In verband met de vorige twee overwegingen C en D wordt ervan uitgegaan dat de installaties voor de **productie van waterstofdragers autonome, of "eiland"-installaties** zijn die niet op een plaatselijk elektriciteitsnet zijn aangesloten. Dit houdt in dat back-up stroomopwekking nodig is om de fabrieken (gedeeltelijk) draaiende te houden wanneer er geen wind of zonneschijn is. Deze stroom zou kunnen worden opgewekt met de plaatselijk geproduceerde waterstof, maar wij gaan uit van een onafhankelijke elektriciteitsbron, aangezien dit een deel van de vers geproduceerde waterstof

zou consumeren. Het gebruik van elektriciteitsopslag voor de warme stand-by modus wordt hieronder nader toegelicht.

F. Er is gekozen voor het **vermijden van grootschalige (tussen)opslag van gasvormig waterstof** en de modellogica te vereenvoudigen door dimensionering van de H_2-to-X assets af te stemmen op de uren waarin de waterstof wordt geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen. Indien beide zouden worden losgekoppeld kunnen de H_2-to-X installaties kleiner worden uitgevoerd, maar zou er rekening moeten worden gehouden met grootschalige (tussen)opslag van gasvormig waterstof om pieken en dalen in het aanbod van hernieuwbare energie te vereffenen.

G. In de analyse kan worden gekozen voor een levensduur op basis van hernieuwbare energiebronnen (bv. 40 jaar voor zon PV), of voor een levensduur die gelijk is aan die van de waterstof-naar-X-omzettingsinstallatie (d.w.z. 20 jaar). Voor de studie is er voor gekozen de kostenanalyse te baseren op alle kosten en opbrengsten voor een operationele levensduur van de volledige toeleveringsketens van **20 jaar**.

H. In deze analyse gaan wij ervan uit dat de investering afkomstig is van een banklening en wordt de **discontovoet** (discount rate, DR) vastgesteld op de **rentevoet** van het beschouwde land.

I. De **"asset annuity"-methode** wordt toegepast om de investeringskosten op te nemen in de "levelized cost of hydrogen". Voor de investeringskosten wordt tevens rekening gehouden met alle bijkomende kosten voor het ontwikkelen en bouwen van het desbetreffende project. Voor complexe procesinstallaties is deze factor typisch 3 tot 4 maal de kale equipment kosten.

J. **In de kostenberekeningen wordt geen rekening gehouden met belastingen, heffingen, winstmarges, en prijsvorming rond waterstof op een mogelijke wereldmarkt.** De resultaten van de kostenberekeningen zijn dus kale technische kosten met verdisconteerde investeringskosten (H) gedurende de levensduur van het project (G), en niet de ramingen van de eindgebruikersprijzen van waterstof in de toekomst.

K. **Kostenfactoren per land**: Het ontwikkelen en bedrijven van elementen in de waterstofdragerketen zal per land andere kosten met zich mee brengen afhankelijk van land-specifieke situaties. Deze zijn beperkt meegenomen: In de berekeningen is enkel rekening gehouden met land-specifieke Weighted Average Cost of Capital (WACC) om de investeringsrisico's per land te duiden.

L. **Technology readiness levels (TRL) en learning curves** - diverse technologieën, waaronder de electrolyse-technologie, evolueren snel. De prestaties van de stack en het systeem als geheel verbeteren, terwijl de kosten naar verwachting zullen dalen als gevolg van economy of scale (grotere systemen), economy of numbers (meer systemen), meer automatisering van de productie en toenemende concurrentie als gevolg van een toename van aanbieders van componenten en systemen. Inschattingen voor ontwikkeling van kosten tot 2030 zijn meegenomen in deze studie. De verwachtte learning curve effecten voor diverse onderdelen van de importketen zijn van invloed op de ontwikkeling van de kosten van waterstofimport na 2030. In het TKI Nieuw Gas project HyDelta zullen deze inzichten gepubliceerd worden.

Selectie van exportlanden

Voor deze studie zijn vier verschillende type exportlanden geselecteerd. De geselecteerde landen geven inzicht in de invloed die verschillen in karakteristieken per land hebben op de kosten van waterstofimport, zoals bijvoorbeeld het type hernieuwbare elektriciteitsproductie met bijbehorende vollasturen en kosten van elektriciteit (LCoE), de transportafstand, en het risicoprofiel weergegeven door verschillen in rentetarieven. De volgende vier landen zijn gekozen, die elk als model kunnen worden gezien voor landen met vergelijkbare karakteristieken:

- Argentinië, en dan in het bijzonder Patagonië: Een land op grote afstand met een groot en gunstig onshore windpotentieel.
- Canada: Een land om middellange afstand met een groot (onbenut) potentieel aan waterkracht. Dit is een regelbaar type hernieuwbare energie wat tot hoge FLH kan leiden in combinatie met bijvoorbeeld onshore wind en pumped hydro storage.
- Marokko: Een land op relatief korte afstand met goede condities voor zowel zon als onshore wind. Hierdoor is een hybride configuratie mogelijk met relatief veel FLH.
- Saudi-Arabië: Een land op middellange afstand met gunstige condities voor zonne-energie maar mindere condities voor combinatie met onshore wind.

Hernieuwbare elektriciteitsproductie

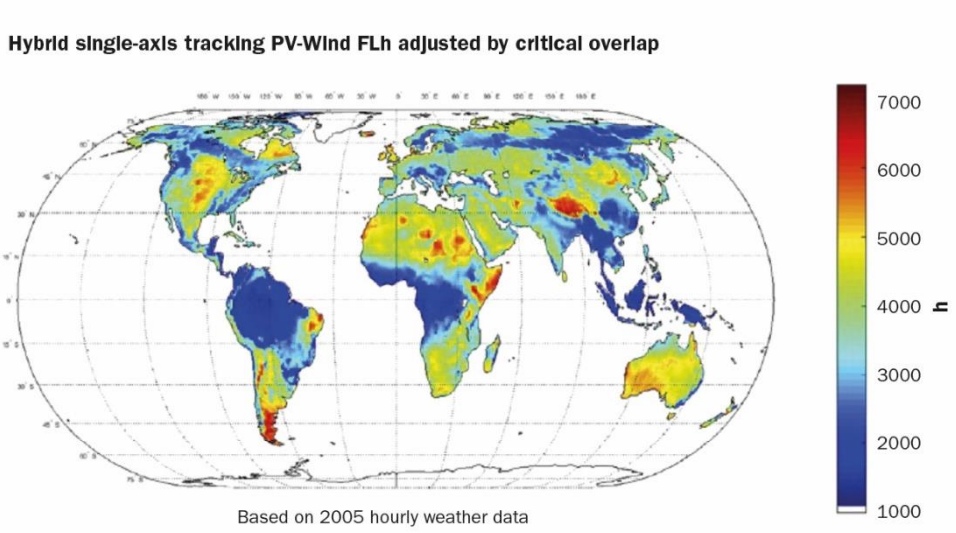
Elke importketen begint met de productie van hernieuwbare elektriciteit. Afhankelijk van het land vindt productie plaats op basis van zonne-energie, windenergie, waterkracht, of een combinatie van twee opties. Tabel 6 geeft een overzicht per land van aannames die zijn gebruikt voor analyse van de kosten van geïmporteerde waterstof. Ieder type hernieuwbare elektriciteitsproductie heeft een eigen LCoE en een specifiek aantal vollasturen (capaciteitsfactor, CF). Uit de combinatie van de verschillende vormen van productie wordt per land een gemiddelde LCoE en een gecombineerd aantal FLH berekend. Voor beide wordt hierbij rekening gehouden met overlap in productieprofielen (“critical overlap” in de tabel) waardoor het gecombineerde aantal vollasturen iets kleiner is dan de som van beide opties.

Tabel 6 Overzicht van aannames voor kostenberekening van waterstofimport

Parameter	Eenheid	Argentinië	Canada	Marokko	Saudi Arabië
Elektrolyse	MW	2000	2000	2000	2000
CF wind	%	51%	46%	43%	30%
CF zon	%	18%	-	23%	25%
CF hydro	%	-	50%	-	-
Critical overlap	%	10%	30%	10%	10%
CF combinatie	%	63%	67%	60%	49%
FLH combinatie	Uren	5490	5866	5229	4320
LCoE wind	€/MWh$_e$	34	33	40	45
LCoE zon	€/MWh$_e$	40	-	42	35
LCoE hydro	€/MWh$_e$	-	75	-	-
LCoE combinatie	€/MWh$_e$	40	79	45	45
LCoS	€/MWh$_e$	120	120	120	120
Distance	Nm	7800	3400	1700	4658
Vaartijd	Dagen	44	20	11	27
Rentetarief	%	10%	5%	10%	10%

Figuur 18 geeft een wereldwijd overzicht van het aantal vollasturen dat is te realiseren met hybride systemen bestaande uit zon-PV en onshore windparken. De FLHs die zijn gebruikt in deze studie zijn gebaseerd op gegevens van Fasihi en Breyer (2020). Per land is daarnaast voor deze studie een gemiddelde LCoE bepaald op basis van een aantal literatuurbonnen met algemene en met land specifieke LCoE waardes voor de relevante hernieuwbare energie opties. Een overzicht van gebruikte bronnen en cijfers is bijgevoegd in Bijlage C. Op basis van de FLH en LCoE van de verschillende hernieuwbare energie opties is als volgt een gecombineerde LCoE per land berekend:

$$LCoE_{combined} = \frac{LCoE_{RES1} * FLH_{RES1} + LCoE_{RES2} * FLH_{RES2}}{FLH_{RES1} * (1 - critical\ overlap\ ) + FLH_{RES2} * (1 - critical\ overlap\ )}$$



Figuur 18 Vollasturen die zijn te realiseren voor hybride systemen van zon-PV en onshore wind

Waterstofproductie door middel van elektrolyse

Wanneer hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is wordt waterstof geproduceerd. In de resterende uren, als er geen hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is, wordt de electrolyser in hot stand-by modus gehouden. De gegevens van de electrolyser zijn samengevat in Tabel 7. Het elektriciteitsverbruik is hetzelfde als in Tabel 1. Voor de specifieke investeringskosten van een project is in dit geval een middenwaarde genomen uit de leercurve analyse. Naar verwachting groeien de prestaties en kosten van verschillende type elektrolyse naar elkaar toe. Alkalische elektrolyzer zijn op dit moment goedkoper en hebben gemiddeld een lager elektriciteitsverbruik. In 2030 kunnen de karakteristieken echter op zowel alkalische- als PEM-elektrolyse van toepassing zijn. Vervanging van de stacks is gezien de relatief lage bedrijfsuren per jaar (door niet-continue bedrijfsvoering), verwachtte levensduur (80.000 uur) en beoogde operationele looptijd van 20 jaar in deze analyse buiten beschouwing gelaten.

Om de electrolyser in hot stand-by te kunnen houden is back-up power nodig. Er is aangenomen dat hiervoor elektriciteit nodig is gelijk aan 1% van het geïnstalleerde vermogen aan elektrolyse in de uren dat er geen aanbod van hernieuwbare elektriciteit. Deze back-up wordt geleverd door een elektriciteitsopslag technologie tegen een vaste kostprijs (LCoS) van 120 euro/MWh$_e$ (zie Tabel 6).

Tabel 7 Gegevens van elektrolyse

Parameter	Gegevens
Technologie	Elektrolyse
Capaciteit	2 GW
Elektriciteitsverbuik	57,8 $kWh_e/kg\ H_2$
Investeringskosten (project)	1,019 €/kW

Buffering van gasvormige waterstof

Elektrolyzers zijn flexibel en kunnen variabel aanbod van elektriciteit van zon en wind relatief eenvoudig volgen. Dit geldt niet voor de H_2-to-X installaties die waterstof omzetten naar de vorm waarin transport plaatsvindt. Opregelen en afregelen van deze installaties kost meer tijd, en deellastbedrijf gaat in het algemeen ten koste van de efficiency. Om deze beperkingen op te kunnen vangen is in de modellering van het systeem een buffer opgenomen voor gasvormige waterstof met een capaciteit voor levering van waterstof aan de conversie-installaties gedurende 12 uur.

Tabel 8 Gegevens van de buffer voor gasvormige waterstof.

Parameter	Gegevens
Technologie	Stalen tanks voor H_2-opslag op 150 bar
Capaciteit opslagtank	86 kg/tank
Specifieke investeringskosten	85 k€/tank

Waterstof-naar-waterstofdrager conversie

In deze studie wordt transport van waterstof beschouwd in drie verschillende vormen:

- als vloeibare waterstof (LH_2)
- gebonden aan een liquid organic hydrogen carrier (LOHC); voor deze studie is tolueen verondersteld wat wordt omgezet naar methylcyclohexaan bij binding van waterstof (TOL/MCH)
- in de vorm van ammoniak (NH_3)

In de huidige versie van het model is de aanname dat de waterstof uit de electrolyser (zo veel mogelijk) direct wordt omgezet naar de gewenste vorm voor transport. De conversiefabriek is gedimensioneerd op de maximale productie van waterstof door de electrolyser en heeft een vergelijkbaar aantal draaiuren. Om voldoende flexibiliteit in het systeem te hebben zijn in het model productielijnen dubbel uitgevoerd. De kleinere parallel geschakelde fabrieken zijn duurder dan een enkele fabriek, maar door de grotere flexibiliteit kan de waterstofbuffer die nodig is om het verschil in dynamisch gedrag tussen elektrolyse- en conversie-installaties te compenseren, beperkt blijven.

Voor de ammoniakproductie is stikstof nodig. Dit vergt een installatie voor cryogene luchtscheiding. De elektriciteit die daar voor nodig is gaat ten koste van de elektriciteit die beschikbaar is voor de productie van waterstof. De kosten per eenheid elektriciteit is daarmee gelijk aan de LCoE van elektriciteit voor de productie van waterstof. Dit geldt ook voor de elektriciteit die nodig is voor de andere H_2-to-X opties. Voor de back-up elektriciteitsvoorziening tijdens hot stand-by modes geldt weer de LCoS.

Tabel 9 Aannames voor H_2-to-X opties

	NH_3	LH_2	LOHC
Technologie	Haber-Bosch synthesis	Liquefaction	Toluene-methylcyclohexane
Elektriciteitsverbuik	0.45 KWh/kg NH_3	6.4 kWh/kg H_2	0.4 kWh/kg LOHC
Specifieke investeringskosten	0.79 M€/ktpa	5.1 M€/ktpa	0.048 M€/ktpa

Logistiek: tankers en opslagterminals

Het aantal tankers voor transport van de waterstof is bepaald op basis van de geproduceerde hoeveelheid waterstofdrager per jaar (in ktpa), een typische capaciteit van het type schip dat nodig is, en de retourafstand van de productielocatie tot Nederland. Voor iedere keten is de heen en terugreis meegenomen in de reistijd van de schepen. De brandstofconsumptie (2,5 GJ/km) en brandstofprijs (20 €/GJ) zijn afgestemd op het huidige type brandstof. Dit betekent dat er CO_2-emissies zijn bij het transport van de groene waterstof. Voor volledig duurzame importketens zijn duurzame scheepsbrandstoffen nodig. Varen op boil-off van LH_2, op NH_3, en op waterstof van ontleding van een deel van de LOHC aan boord zijn mogelijk opties. Studie hiernaar is onderdeel van het lopende TKI Nieuw Gas project HyDelta waarvan resultaten in de loop van 2022 worden gepubliceerd..

Tabel 10 Aannames voor transport van waterstof in verschillende vormen per schip.

	NH_3	LH_2	LOHC
Type opslag	Liquid storage	Liquid storage	Liquid storage
Tonnage tanker	53 kton NH_3	11 kton LH_2	110 kton MCH
Aandeel H_2 (wt%)	18%	100%	6.1%
Investeringskosten	75.2 M€	365 M€	67.3 M€

De opslag van export- en importterminals is gedimensioneerd op basis van de capaciteit van een tanker voor transport, inclusief een extra buffer van 25%. Het aantal benodigde tanks is bepaald op basis van de maximale ontwerpcapaciteit van een tank voor opslag van betreffende vorm van waterstof.

Tabel 11 Aannames voor de export- en importterminals in havens.

	NH_3	LH_2	LOHC
Type opslag	Liquid storage	Liquid storage	Liquid storage
Capaciteit opslagtank	5 kt NH_3	270 t LH_2	39 kt MCH 43 kt TOL
Elektriciteitsverbruik	-	0.61 kWh/kg LH_2	-
Specifieke Investeringskosten	2000 €/t NH_3	6.73 M€/t LH_2	0.30 M€/t MCH 0.28 M€/t TOL

Waterstofdrager-naar-waterstofgas herconversie

In de huidige versie van het model is de aanname dat in Nederland elektriciteit uit het net wordt gebruikt die nodig is voor productie van gasvormige waterstof uit de geïmporteerde LH_2, LOHC of NH_3. Hiervoor is nu een elektriciteitsprijs genomen van 55 €/MWh aangenomen. Door gebruik van elektriciteit van het net lekt er fossiele koolstof de keten in. Het is nog niet duidelijk hoe dit meegenomen moet worden in berekening van de emissiefactor van de waterstof. De Renewable Energy Directive (REDII, 2018) stelt in ieder geval wel dat energie van “renewable fuels of non-biological origin” (RFBNO), waaronder waterstof van elektrolyse met elektriciteit van zon en wind, alleen kan worden meegeteld voor de RFNBO-verplichting als gebruik leidt tot minimaal 70% reductie van GHG-emissies. Voor de warmte die nodig is voor het kraken van ammoniak en de terugwinning van waterstof uit de LOHC is de aanname dat deze kosteloos beschikbaar is uit restwarmte. Zeker voor ammoniak is dat een versimpeling omdat kraken van ammoniak temperaturen van 300 tot 600 graden Celsius vereist.

Tabel 12 Aannames voor omzetting van waterstofdragers naar gasvormige waterstof

	NH_3	LH_2	LOHC
Technology	Reforming	Vergassing	Dehydrogenering
Elektriciteitsverbuik	1.5 KWh/kg NH_3	0.2 kWh/kg H_2	1.5 kWh_e/kg H_2
Warmtevraag	9.7 kWh/kg H_2		9.4 kWh/kg H_2
Terugwinning	85%	99%	97%
Specifieke investeringskosten	0.27 M€/ktpa	0.2 M€/ktpa	0.014 M€/ktpa MCH

Kwaliteit van parameterwaarden

Het model, de modelparameters en de gebruikte parameterwaarden zijn gebaseerd op diverse reeds bestaande modellen en recente rapporten en studies[7] die zijn uitgevoerd voor TNO in samenwerking met marktpartijen, en door derden. Het model bevat daarmee de meest recente gegevens van verschillende technologieën in de importketens op het moment van deze studie.

[7] E.g. HyChain 2 model en HyChain 3 database, North Sea Energy 1-4, VoltaChem Power-2-integrate studies, HyDelta, TNO energy.nl factsheets

C Levelized Cost of Electricity (LCoE)

Deze bijlage geeft een overzicht van de gebruikte bronnen en cijfers voor berekening van de gecombineerde LCoE-waarden.

Bron	Land en jaar	Wind op land €/MWh	Utility solar €/MWh	Pumped hydro €/MWh
Lazard (2020), Lazard's levelized cost of energy analysis v14.0	Algemeen, 2020	33		
IEA (2020) Projected cost of generating electricity	Algemeen, 2025		45	
IRENA (2021) Renewable power generation cost in 2020	Algemeen, 2020		57	
Ram et al (2018) A comparative analysis of electricity generation cost from renewable, fossil fuels, nuclear sources in G20 countries for the period 2015 - 2030	Argentinië, 2030	25	25	
Fasihi and Breyer (2020) Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants	Argentinië, 2030	33	33	
IRENA (2021)	Overig Zuid-Amerika	45		
Ram et al (2018)	Canada, 2030	40		
Fasihi and Breyer (2020)	Canada, 2030	23		
IRENA (2021)	Noord-Amerika	37		
IRENA (2021)	Canada			75
Fasihi and Breyer (2020)	Marokko	33	23	
IRENA (2021)	Afrika	55		
Ram et al (2018)	Saudi Arabië, 2030	55	20	
Fasihi and Breyer (2020)	Saudi Arabië, 2030		18	
IRENA (2021)	Eurasia	47		

Voor de LCoE berekeningen is de gemiddelde waarde van de land-specifieke gegevens en die niet specifieke gegevens voor een technologie gebruikt. De gemiddelde waarde van twee technologieën is vervolgens gecombineerd tot een gecombineerde LCoE met behulp van de volgende vergelijking en de bijbehorende waarde voor de *critical overlap* factor zoals gerapporteerd in Tabel 6 van Bijlage B.

$$LCoE_{combined} = \frac{LCoE_{RES1} * FLH_{RES1} + LCoE_{RES2} * FLH_{RES2}}{FLH_{RES1} * (1 - critical\ overlap\ ) + FLH_{RES2} * (1 - critical\ overlap\ )}$$

Dit leidt tot de volgende resultaten.

Land	LCoE wind €/MWh	LCoE solar €/MWh	LCoE hydro €/MWh	LCoE combined €/MWh
Argentinië	34	40		40
Canada	33		75	79
Marokko	40	42		45
Saudi-Arabië	45	35		45