



Planbureau voor de Leefomgeving

# PRODUCTIE, IMPORT, TRANSPORT EN OPSLAG VAN WATERSTOF IN NEDERLAND

Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050

**Hans Elzenga en Bart Strengers**

24 april 2024

PBL

## Colofon

### **Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland. Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050**

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving  
Den Haag, 2024  
PBL-publicatienummer: 5206

#### Contact

Hans.elzenga@pbl.nl

#### Auteurs

Hans Elzenga, Bart Strengers

#### Met dank aan

Het PBL is dank verschuldigd aan Marcel Weeda (TNO)

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Elzenga, H. en B. Strengers (2024), *Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland. Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal in 2050*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Het PBL doet onderzoek naar de leefomgeving en het leefomgevingsbeleid in Nederland en daarbuiten. Denk aan milieu, natuur en ruimtelijke inrichting. Met onze verkenningen, analyses en evaluaties leveren we strategische kennis voor beleid, politiek, maatschappelijke organisaties en het bredere publiek. We geven daarbij niet alleen feiten en inzichten over het hier en nu, maar kijken ook vooruit naar de nabije en verdere toekomst. We doen ons onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk onderbouwd.

# Inhoud

<b>Samenvatting</b>	<b>4</b>
<b>1 Mogelijke rol van groene en blauwe waterstof in de energietransitie</b>	<b>18</b>
1.1 Inleiding	18
1.2 Mogelijke toepassingen van groene en blauwe waterstof	18
1.3 Broeikasgasemissies bij de productie van blauwe waterstof	19
1.4 Leeswijzer	22
<b>2 Eigenschappen van waterstof</b>	<b>23</b>
2.1 Overzicht	23
2.2 Energiedichtheid	23
2.3 Veiligheid	25
<b>3 Huidige productie en toepassing van grijze waterstof</b>	<b>26</b>
3.1 Inleiding	26
3.2 Nederland	26
3.3 Europa	28
3.4 Wereld	28
<b>4 Huidig beleid</b>	<b>30</b>
4.1 Nederland	30
4.2 Europa	36
4.3 Buurlanden: Duitsland, VK en België	41
<b>5 Potentiële productie en import in 2030, 2040 en 2050</b>	<b>44</b>
5.1 Nederland	44
5.2 Wereld en Europa	53
<b>6 Verwachte kosten</b>	<b>58</b>
6.1 Productiekosten van groene waterstof in 2030 en 2040 in Nederland	58
6.2 Productiekosten van blauwe en grijze waterstof in 2030 en 2040	61
6.3 Gevoeligheid van productiekosten voor energie- en CO <sub>2</sub> -prijzen	64
6.4 Kosten van import uit landen met groot productiepotentieel voor groene en blauwe waterstof	68
<b>7 Beschikbaarheid groene en blauwe waterstof richting 2050</b>	<b>72</b>
7.1 Productie van groene en blauwe waterstof	72
7.2 Productie groen en blauw in relatie tot vraag in 2030	74
7.3 Productie groen en blauw in relatie tot vraag na 2030	76
<b>Referenties</b>	<b>79</b>

# Samenvatting

## **Wat is groene, blauwe en grijze waterstof?**

Internationaal, en ook binnen Europa en Nederland, zien overheden, het bedrijfsleven en kennisinstututen kooldioxidevrije en kooldioxidearme waterstof als een belangrijke schakel in de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem. Kooldioxidevrije waterstof die geproduceerd wordt via elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit wordt aangeduid als hernieuwbare of groene waterstof<sup>1</sup>. Kooldioxidearme waterstof die geproduceerd wordt uit een fossiele brandstof (in Nederland vooral aardgas) en stoom en waarbij een deel (56 – 90 procent) van de vrijkomende kooldioxide wordt afgevangen en opgeslagen (CCS) wordt aangeduid als blauwe waterstof. Waterstof die uit fossiele brandstof wordt geproduceerd en waarbij alle kooldioxide (9 kilogram kooldioxide per kilogram waterstof als aardgas wordt gebruikt) naar de lucht wordt geëmitteerd noemt men grijze waterstof. Bij de winning en het transport van de methaan die voor de productie van blauwe of grijze waterstof worden gebruikt komen methaanemissies vrij. In sommige exportlanden kunnen de verliespercentages hoger zijn dan 2 procent.

## **Waarvoor kan het worden gebruikt?**

Blauwe en groene waterstof kunnen worden gebruikt ter vervanging van bestaande toepassingen van grijze waterstof, zoals bij de productie van ammoniak, methanol<sup>2</sup>, waterstofperoxide en bij het kraken en ontzwavelen van aardolie. In de toekomst kan het ook worden gebruikt voor nieuwe toepassingen zoals de productie van synthetische brandstoffen<sup>3</sup>, de productie van ijzer en staal, regelbare elektriciteitsopwekking en verwarming in de gebouwde omgeving.

In het Nederlandse en Europese klimaatbeleid wordt vooral ingezet op de productie en toepassing van groene waterstof, aangezien alleen groene waterstof in een klimaatneutraal energiesysteem past. Blauwe waterstof wordt vooral gezien als middel om in de periode dat er nog onvoldoende groene waterstof beschikbaar is de kooldioxide-emissies door waterstofproductie in bestaande toepassingen snel omlaag te brengen, en daarnaast als wegbereider voor het gebruik van groene waterstof in nieuwe toepassingen. De onderliggende gedachte is dat de productiecapaciteit voor blauwe waterstof door het toepassen van CCS op bestaande grijzewaterstoffabrieken goedkoper en sneller is op te schalen dan die voor groene waterstof.

## **Hoeveel grijze waterstof wordt er momenteel gebruikt?**

In Nederland, de EU en de wereld wordt grijze waterstof al op grote schaal toegepast als grondstof in de industrie (vooral voor ammoniak- en methanolproductie) en in raffinaderijen (voor kraken en

---

<sup>1</sup> Mogelijk kunnen in de toekomst ook twee andere vormen van CO<sub>2</sub>-vrije waterstof een rol spelen in de energietransitie: waterstof die geproduceerd is met kernstroom (zogenoemde paarse of roze waterstof) en waterstof die gewonnen wordt uit diepe ijzerhoudende aardlagen (zogenoemde witte waterstof).

<sup>2</sup> Bij methanolproductie ligt het gebruik van blauwe waterstof niet voor de hand, aangezien er koolstofatomen nodig zijn om methanol (CH<sub>3</sub>OH) te kunnen produceren. Het is niet efficiënt om de CO<sub>2</sub> die afkomstig is van aardgas ondergronds op te slaan en te vervangen door biogene CO<sub>2</sub>.

<sup>3</sup> Ook daarbij ligt het gebruik van blauwe waterstof niet voor de hand, om dezelfde reden als bij methanol.

ontzwavelen). Het grootste deel wordt uit aardgas geproduceerd met *Steam Methane Reforming* (SMR). Waterstofhoudende restgassen die vrijkomen bij bijvoorbeeld stoomkraken van nafta worden op grote schaal als brandstof voor de ondervuring van de installaties gebruikt.

### Nederland

Tabel S1 geeft een indicatie van de hoeveelheden die in 2019 in Nederland voor verschillende toepassingen werden gebruikt. Methanol wordt vooral geproduceerd in Delfzijl, ammoniak in Zeeland en Zuid-Limburg, en raffinage vindt vooral plaats in Rotterdam.

**Tabel S1**

Waterstofverbruik in 2019 in Nederland in kiloton en petajoule (LHV)<sup>a</sup>, onderverdeeld naar toepassing

Toepassing	kton	PJ <sub>LHV</sub>
<b>Ammoniak</b>	480	58
<b>Raffinage (kraken, ontzwavelen)</b>	544	65
<b>Overig gebruik zuivere waterstof<sup>b</sup></b>	143	17
<b>Methanol</b>	102	12
<b>Restgassen</b>	231	28
<b>Totaal</b>	1.500	180

- a) LHV staat voor lower heating value. 1 kilogram waterstof heeft een energie-inhoud van 120 megajoule.
- b) in de chemische industrie (bijvoorbeeld bij de productie van waterstofperoxide, harsen en vezels), de voedings-, de glas-, de metallurgische en de elektronica-industrie en bij de productie van bio-brandstoffen.

Om een indruk te geven van wat er voor nodig is om het huidige gebruik van grijze waterstof als grondstof in Nederland volledig uit te faseren:

- Om de 152 petajoule (LHV) grijze waterstof voor chemie en raffinage (dus exclusief restgassen) volledig te vervangen door groene waterstof zou bij een omzettingsrendement van 62 procent (LHV) 250 petajoule (69 terawattuur) hernieuwbare elektriciteit nodig zijn. Dat is meer dan 50 procent van het huidige elektriciteitsgebruik in Nederland. Om die hoeveelheid met bijvoorbeeld wind op zee op te wekken is – uitgaande van 4.740 vollastuur – een vermogen van ongeveer 15 gigawatt nodig.
- In de Cluster Energiestrategieën van de 5 grote industriële clusters worden gepland om bij nagenoeg alle bestaande grijzewaterstofproductie CCS toe te passen, en ook bij bepaalde restgasstromen die nu voor ondervuring worden gebruikt. Daarbij zou jaarlijks 9,5 megaton kooldioxide worden afgevangen en opgeslagen.

### Europa

In Europa werd in 2019 10,2 megaton (1.220 petajoule) zuivere grijze waterstof gebruikt, 8 keer zoveel als in Nederland. Daarbij kwam 70 – 100 megaton kooldioxide vrij. Het is niet bekend hoeveel waterstofhoudende restgassen in Europa zijn geproduceerd. Om de totale huidige hoeveelheid grijze waterstof te vervangen door groene waterstof is bij een omzettingsrendement van 62 procent (LHV) bijna 1.970 petajoule (547 terawattuur) hernieuwbare elektriciteit nodig. Om de waterstof ‘blauw’ te maken zou bij een afvangpercentage van 55 – 90 procent jaarlijks 39 tot 90 megaton moeten worden afgevangen en opgeslagen.

## Wereld

Wereldwijd werd er in 2018 115 megaton (13.800 petajoule) grijze waterstof gebruikt, waarvan 26 megaton in restgassen. Daarbij kwam 830 megaton kooldioxide vrij. Om de totale huidige hoeveelheid grijze waterstof (exclusief restgassen) te vervangen door groene waterstof is bij een omzettingrendement van 62 procent (LHV) bijna 17.225 petajoule (4.748 terawattuur) hernieuwbare elektriciteit nodig. Om de waterstof 'blauw' te maken zou bij een afvangpercentage van 55 – 90 procent jaarlijks 457 tot 747 megaton moeten worden afgevangen en opgeslagen.

## Welke beleid is er om de productie en het gebruik van groene waterstof te stimuleren?

### Doelen

De doelstelling van de rijksoverheid is dat er in 2025 500 megawatt en in 2030 3 – 4 gigawatt elektrolysevermogen is gerealiseerd, met een koppeling aan waterstofopslaglocaties en uitbouw van infrastructuur. De ontwikkeling moet in de pas lopen met de extra groei van het aandeel duurzame elektriciteit. Er moet daarbij voor worden gezorgd dat de inzet van blauwe waterstof – geproduceerd uit aardgas met afvang en hergebruik of opslag van kooldioxide – optimaal bijdraagt aan de ontwikkeling van een breder waterstofsysteem, zonder de groei van groene waterstof te belemmeren. Zoals EZK in een kamerbrief van 23 juni 2023 terecht aangeeft is 4 gigawatt elektrolysecapaciteit in 2030 al zeer ambitieus. Voor 2032 streeft de rijksoverheid zelfs naar een elektrolysecapaciteit van 8 gigawatt, met de kanttekening dat de exacte planning zal samenhangen met het tempo van de uitrol van windenergie op zee, de uitbreiding van energie-infrastructuur en de verwachte elektrificatie bij eindgebruikers in de industrie.

### Instrumenten

Genoemde kamerbrief en een daarop volgende kamerbrief van 30 oktober 2023 zetten uiteen op welke manier de rijksoverheid de komende jaren de productie en het gebruik van groene waterstof wil stimuleren. Daarbij zijn subsidies voor productie en import en een voorgenomen afnameverplichting in combinatie met vraagsubsidies voor industriële waterstofgebruikers de belangrijkste ingrediënten. De afnameverplichting komt voort uit de Europese *Renewable Energy Directive* (RED).

- *Afnameverplichtingen*. De rijksoverheid wil de beoogde afnameverplichting voor de industrie in 2026 laten ingaan. Op Europees niveau is vooralsnog vastgesteld dat lidstaten ervoor moeten zorgen dat de bijdrage van RFNBO (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) die worden gebruikt in de industrie (inclusief raffinaderijen<sup>4</sup>) tegen 2030 ten minste 42 procent bedraagt van de waterstof die wordt gebruikt in de industrie. In 2035 moet dat 60 procent zijn. De transportsector (weg, lucht- en scheepvaart) moet in 2030 5,5 procent geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO's realiseren, waarvan ten minste 1 procentpunt bestaat uit RFNBO's. Als gevolg van deze verplichtingen zou in 2030 naar schatting 40 petajoule groene waterstof en/of RFNBO's moeten worden toegepast, waarvan 35 petajoule in de industrie<sup>5</sup> en 5 petajoule in het transport. Volgens de kamerbrief van 30 oktober 2023 maken externe onderzoeken en consultaties duidelijk dat een jaarverplichting voor de

---

<sup>4</sup> Alleen voor dat deel van de productie dat als grondstof naar de chemische industrie gaat.

<sup>5</sup> Volledige vervanging van binnenlandse productie van ammoniak of methanol door de directe import van deze RFNBO's zou het doel kunnen verlagen tot 5 petajoule. Geïmporteerde groene ammoniak en methanol tellen wel mee in de teller, terwijl in de noemer mogelijk alleen het daadwerkelijke gebruik van waterstof meetelt. Er is echter nog geen absolute zekerheid hoe het desbetreffende artikel 22a in de RED moet worden geïnterpreteerd.

industrie van 24 procent of hoger “een risico vormt voor CO<sub>2</sub>-reductie, de concurrentiepositie van de industrie en de ontwikkeling van een liquide markt, en niet goed aansluit op gestelde randvoorwaarden, zoals voldoende aanbod en infrastructuur”. Als EZK daadwerkelijk besluit om een verplichting in te voeren die lager is dan het RED-doel, verwacht (of hoopt) EZK dat vraagsubsidies ervoor kunnen zorgen dat het gat met 42% wordt overbrugd (zie onder *Subsidies*).

- *Subsidies*. De rijksoverheid heeft het voornemen om in 2024 een tender van 1 miljard euro voor elektrolyseprojecten uit te zetten, naast een tender van 300 miljoen euro voor importprojecten (in samenwerking met het Duitse H<sub>2</sub>Global-initiatief). Daarnaast wordt 3,9 miljard euro gereserveerd voor opschaling in de jaren daarna. Dit komt bovenop bestaande subsidies, zoals in het kader van de Demonstratie Energie- en Klimaatinnovatie (DEI+ 29,4 miljoen euro), het Nationaal Groeifonds (692 miljoen euro), de Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++, 750 miljoen voor moleculen, waaronder waterstof), de *Important Project of Common European Interest* (IPCEI-waterstof, 783,5 miljoen euro) en de opschalingsregeling voor kleinere elektrolyseprojecten (250 miljoen euro). Daarnaast investeert de rijksoverheid 250 miljoen euro in grootschalige waterstofopslag en 1,35 miljard euro in offshore elektrolyse. Bij elkaar opgeteld is voor elektrolyse 8,2 miljard beschikbaar<sup>6</sup>. De productie van blauwe waterstof – feitelijk alleen de toepassing van CCS bij grijzewaterstofproductie – wordt gestimuleerd via de SDE++. Omdat (potentiële) industriële waterstofgebruikers bij de overstap op hernieuwbare waterstof nog tegen kosten of financiële risico's aanlopen ziet de rijksoverheid subsidies aan de vraagzijde als een noodzakelijk sluitstuk om de overstap op hernieuwbare waterstof te faciliteren en zo het eerder genoemde RED-doel van 42% in 2030 te kunnen halen. Met een aantal correctiemechanismen – die nog moeten worden uitgewerkt – wil de rijksoverheid ervoor zorgen dat de verkregen subsidies over de gehele keten nooit groter zijn dan de totale onrendabele top, en het mogelijk maken dat bedrijven in de opstartfase verschillende instrumenten kunnen combineren wanneer dat efficiënt is. Zo beoogt de rijksoverheid een snelle opschaling op de meest doelmatige manier te bereiken.

In de kamerbrief van 23 juni 2023 worden tevens interventies beschreven die gericht zijn op de randvoorwaarden voor opschaling, zoals vergunningverlening, infrastructuur en ruimte, en beschikbare hernieuwbare elektriciteit. Deze interventies moeten de onrendabele top verkleinen en investeringszekerheid vergroten.

### **Welk Europees beleid is er om groene waterstof te ondersteunen?**

De Europese Commissie heeft in het kader van REPowerEU de ambitie geformuleerd om in 2030 10 miljoen ton groene waterstof in de EU te produceren en 10 miljoen ton in te voeren. Om dat te bereiken heeft de Commissie naast bovengenoemde afnameverplichtingen van groene waterstof nog een aantal andere maatregelen aangekondigd (niet-uitputtend):

- *EU ETS*. Vanaf 1 januari 2024 zal de productie van groene waterstof onder het EU ETS worden gebracht, waardoor hernieuwbare waterstof net als grijze waterstof in aanmerking komt voor gratis rechten.

---

<sup>6</sup> Daarbij is de 750 miljoen euro, die in de SDE++ is gereserveerd voor moleculen, voor een derde aan groene waterstof toegerekend.

- *EU-taxonomie van duurzame economische activiteiten.* Deze taxonomie moet duidelijkheid verschaffen aan bedrijven, investeerders, beleggers en beleidsmakers welke activiteiten duurzaam zijn, en welke niet. Waterstof moet een LCA-broeikasgasemissie<sup>7</sup> hebben die lager is dan 3 ton kooldioxide-equivalent per ton waterstof. Groene waterstof voldoet daar sowieso aan. Blauwe waterstof voldoet alleen bij een voldoende hoog afvangpercentage (circa 90 procent) en een voldoende laag verliespercentage (circa 0,2 procent) bij winning en transport van aardgas.
- *Energiebelastingen.* Voor het gebruik van hernieuwbare waterstof en RFNBO's door eindgebruikers wil de EC het laagste tarief – 0,15 euro per gigajoule – hanteren. Voor kooldioxide-arme waterstof zal dit tarief voor een overgangperiode van 10 jaar gelden. Ter vergelijking: voor aardgas wordt een minimumtarief voorgesteld van 7,17 euro per gigajoule als het gebruikt wordt als motorbrandstof, en 0,6 euro per gigajoule als het voor verwarming wordt gebruikt.
- *Gedelegeerde handelingen bij de Richtlijn hernieuwbare energie II.* De EC heeft 10 februari 2023 twee gedelegeerde handelingen over groene waterstof bij de Richtlijn hernieuwbare energie II gepubliceerd. In de eerste handeling staat onder welke voorwaarden waterstof of RFNBO's hernieuwbaar mogen worden genoemd. Deze voorwaarden moeten waarborgen dat deze brandstoffen op termijn – na 2027 – alleen worden geproduceerd met additionele, niet-gesubsidieerde hernieuwbare elektriciteit die binnen dezelfde tijdspanne<sup>8</sup> en in dezelfde biedingszone als die brandstoffen wordt geproduceerd. In de tweede handeling wordt een methode vastgesteld voor de berekening van de broeikasgasemissiereducties van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong en brandstoffen op basis van hergebruikte koolstof. Daarbij wordt naar de volledige levenscyclus van de brandstoffen gekeken.
- *Subsidies.* De belangrijkste Europese subsidies – met Europees geld – zijn het ETS-innovatiefonds en *Clean Hydrogen Partnership*. De IPCEI is weliswaar een Europese regeling waarbij de Europese Commissie goedkeuring moet geven aan de projecten die lidstaten aandragen, maar de lidstaten moeten zelf zorgdragen voor de verstrekte subsidiegelden. In reactie op de energiecrisis en de *Inflation Reduction Act* in de Verenigde Staten heeft de Europese Commissie de staatssteunregels voor onder meer elektrolyzers versoepeld.
- *Waterstofbank.* Om de introductie van hernieuwbare waterstof binnen de EU en de invoer via internationale partners verder te ondersteunen, heeft de Europese Commissie op 16 maart 2023 voorstellen gepubliceerd over het ontwerp en de functies van de Europese waterstofbank. Het doel is het verkleinen van het kostenverschil tussen hernieuwbare waterstof en de fossiele brandstoffen die het kan vervangen, onder andere via een veilingsysteem dat ondersteund zal worden met middelen uit het ETS-Innovatiefonds.

### **Hoeveel productievermogen voor hernieuwbare elektriciteit van wind op zee wordt beoogd in de periode tot 2050?**

In deze achtergrondstudie is ervan uitgegaan dat groenewaterstoffabrieken hun elektriciteit vooral zullen betrekken van windparken op zee, aangezien die het grootste aantal vollasturen per jaar

---

<sup>7</sup> Dat wil zeggen: gemeten over de gehele productieketen.

<sup>8</sup> Tot en met 31 december 2029 binnen dezelfde maand, daarna binnen hetzelfde uur.



kunnen leveren (circa 4.740<sup>9</sup>). De ambities van de rijksoverheid zijn om in 2030, 2040 en 2050 respectievelijk 21, 50 en 70 gigawatt wind op zee te realiseren. Wind op land – circa 3000 vollasturen – zou een bijdrage kunnen leveren, maar het toekomstige vermogen zal naar verwachting bescheiden zijn (circa 8 megawatt). Zon op land heeft in Nederland minder dan 1000 vollasturen en lijkt daarom minder geschikt als bron voor groenewaterstofproductie.

### **Hoe wil de rijksoverheid geproduceerde groene waterstof tussen industriële clusters en opslaglocaties transporteren?**

De rijksoverheid streeft er naar dat voor 2030 binnen alle industriële clusters open access waterstofnetwerken zijn aangelegd, en dat bovendien alle Nederlandse industrieclusters met een landelijk waterstofnetwerk met elkaar, met opslag (vooralsnog zoutcavernes) en met het buitenland (Duitsland en België) zijn verbonden. Daarbij zullen zoveel mogelijk delen van het bestaande aardgastransportnet worden hergebruikt. In de begroting van 2021 heeft de rijksoverheid 750 miljoen euro gereserveerd om de volloopprijs van het landelijke waterstofnetwerk te compenseren, aangezien tijdelijke of gedeeltelijke leegstand volgens de rijksoverheid niet te vermijden is. In juni 2023 heeft de rijksoverheid aangekondigd 250 miljoen euro in grootschalige waterstofopslag te gaan investeren. TNO en Energie Beheer Nederland (EBN) schatten in dat rond 2030 'enkele opslaglocaties op land' (i.c. zoutcavernes) genoeg zullen zijn om aan de opslagbehoefte te voldoen.

### **Hoeveel groene en blauwe waterstof kan er in 2030 en 2040 worden geproduceerd als alle aangekondigde projectplannen doorgaan?**

De in dit achtergrondrapport gegeven ramingen voor 2030 en 2040 zijn gebaseerd op een projectenbestand (versie 2023) van IEA met daarin aangekondigde projecten voor de productie van groene en blauwe waterstof. Het IEA onderscheidt daarbij de volgende projectfasen: operationeel, demo, in aanbouw, definitieve investeringsbeslissing (FID), haalbaarheidsonderzoek en concept. Dit bestand geeft nadrukkelijk een momentopname: het is aannemelijk dat er nog projecten zullen bijkomen, maar ook dat er projecten zullen afvallen. Veel projecten verkeren nog in de conceptfase.

#### *Nederland*

In het – niet waarschijnlijke – geval dat alle groenewaterstofplannen van minimaal 100 megawatt die tot en met 2030 en 2040 zijn gepland zouden doorgaan, kan er in 2030 en 2040 respectievelijk 9 en 24 gigawatt productievermogen zijn gerealiseerd. Als er van wordt uitgegaan dat dat vermogen wordt gevoed met elektriciteit van wind op zee – waarbij we uitgaan van 4.740 uur – zou in 2030 95 petajoule (0,8 megaton) en in 2040 275 petajoule (2,3 megaton) groene waterstof kunnen worden geproduceerd. Voor 200 megawatt van het voor 2030 aangekondigde vermogen is inmiddels een definitieve investeringsbeslissing genomen, voor het overige deel worden nog haalbaarheidsstudies verricht. De projecten die tussen 2030 en 2040 zijn aangekondigd verkeren alle nog in de conceptfase, en zijn daarmee zeer onzeker.

Ten aanzien van blauwe waterstof is in de Cluster Energie Strategieën (CES'en) van 2022 in 2030 een productie van circa 0,96 megaton (115 petajoule) voorzien. Daarbij wordt ongeveer 9,5 megaton kooldioxide afgevangen. Volgens de plannen zullen nagenoeg alle bestaande grijzewaterstoffabrieken worden uitgerust met kooldioxideafvang en -opslag (CCS), en daarnaast ook de nieuwe

---

<sup>9</sup> In het hoofdrapport is het aantal vollasturen in veel scenario's hoger. Daarbij worden naast wind op zee ook andere bronnen voor CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit gebruikt, zoals kernenergie en elektriciteitsopslag.

fabrieken voor de productie van waterstof uit restgassen, die nu nog rechte lijnen worden ingezet voor de opwekking van warmte.

### *Europa*

In de EU-27 inclusief het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen was volgens het waterstofprojectenbestand van IEA eind 2022 220 MWe geïnstalleerd; eind 2023 zou dat kunnen zijn toegenomen tot 460 MWe. Uitgaande van aangekondigde projecten waarvoor eind 2022 nog haalbaarheidsonderzoeken werden uitgevoerd zou er in 2030 55 GWe kunnen zijn opgesteld. Als alle geïnventariseerde plannen doorgaan, inclusief plannen waarvoor geen jaartal is gespecificeerd en plannen met conceptstatus, zou in 2040 158 GWe kunnen zijn gerealiseerd. Het is inherent onzeker hoeveel van deze projecten daadwerkelijk worden uitgevoerd. Zelfs als in 2030 wél 55 gigawatt wordt gehaald is dat volstrekt onvoldoende om jaarlijks 10 miljoen ton groene waterstof te kunnen produceren, zoals de Europese Commissie beoogt. Zelfs als alleen wordt uitgegaan van het hoge aantal vollasturen van wind op zee (4.740) zou daarmee 'slechts' 4,9 megaton groene waterstof kunnen worden geproduceerd. In de praktijk zal in Europa ook elektriciteit van wind op land en zonnepanelen – met minder vollasturen en dus minder groenewaterstofproductie – worden ingezet.

### ***Hoeveel groene waterstof kan Nederland in 2030 en daarna importeren?***

In dit achtergrondrapport hanteren we voor de voor de Nederlandse markt bestemde import voor 2030 een bandbreedte van 0 tot 0,2 megaton per jaar. Voor 2040 en 2050 gaan we uit van respectievelijk 0,65 en 2,6 megaton per jaar. De havens van Rotterdam, Amsterdam en Zeeland hebben weliswaar de ambitie om in 2030 samen meer dan 5 megaton waterstof-equivalent waterstof (verbindingen) te importeren – grotendeels voor doorvoer naar Duitsland en België –, maar het lijkt niet aannemelijk dat dat op die korte termijn gaat lukken. Op basis van het eerder genoemde wereldwijde IEA-projectenbestand kan worden geraamd dat als alle op export gerichte projectplannen op tijd zouden worden gerealiseerd, er in 2030 wereldwijd ongeveer 12 megaton/jaar waterstof kan worden geëxporteerd. Dat die hoeveelheid daadwerkelijk wordt gerealiseerd is niet erg waarschijnlijk, aangezien de meeste projecten nog in een vroeg ontwikkelstadium (conceptfase of haalbaarheidsonderzoek) verkeren, en ook de benodigde transportcapaciteit per schip of pijpleiding nog moet worden ontwikkeld. Omdat bovendien ook andere landen in Europa en Azië – met name Duitsland, België, Japan en Zuid-Korea – fors inzetten op grootschalige import zal waarschijnlijk slechts een deel van de exportmarkt voor Nederland zijn.

### ***Hoe hoog zijn de verwachte kosten voor de Nederlandse productie van groene, blauwe en grijze waterstof in 2030 en 2040?***

Tabel S2 geeft een overzicht van de geraamde productiekosten van groene, blauwe en grijze waterstof in 2030 en 2040. Daarbij geldt de kanttekening dat de marktprijzen niet alleen van productiekosten zullen afhangen, maar ook van andere zaken zoals belastingen, winsten, risicopremies, uitgaven voor onderzoek en ontwikkeling en eventuele schaarste of overcapaciteit. Daar is in deze achtergrondstudie echter verder geen onderzoek naar verricht.

**Tabel S2**Productiekosten in euro<sub>2022</sub> voor groene, blauwe en grijze waterstof in 2030 en 2040

	Groen	Blauw, confi- guratie 1	Blauw, confi- guratie 2	Blauw, confi- guratie 3	Grijs
<b>Productiekosten in 2030 (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	6,3 – 9,1	1,8 – 3,2	2,1 – 3,5	2,0 – 3,0	1,9 – 3,2
<b>Productiekosten in 2040 (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	5,6 – 8,0	1,9 – 3,4	2,0 – 3,6	1,7 – 3,1	2,2 – 3,6

De productiekosten van groene waterstof worden voornamelijk bepaald door de investeringskosten, de kosten van hernieuwbare elektriciteit, netwerkkosten, het jaarlijkse aantal vollasturen, vaste O&M-kosten, en de opbrengsten uit de verkoop van gratis verkregen ETS- en CO<sub>2</sub>-heffingsrechten. In hoofdstuk 6 wordt toegelicht van welke waarden is uitgegaan. De productiekosten voor groene waterstof in 2030 en 2040 zijn berekend voor een configuratie waarbij elektrolyzers aan de kust worden voorzien van hernieuwbare elektriciteit van windparken op de Noordzee. Daarbij wordt uitgegaan van 4.740 vollasturen per jaar. Op dit moment – voorjaar 2024 – kan geconstateerd worden dat de investeringskosten in 2030 - en wellicht ook in 2040 – waarschijnlijk hoger zullen zijn dan waar in de berekeningen van is uitgegaan. Voor de berekeningen is richting 2030 en daarna namelijk een dalende trend in de investeringskosten verondersteld, terwijl de afgelopen jaren juist een stijgende trend laten zien. Het gevolg hiervan is dat de in tabel S2 gepresenteerde productiekosten voor groene waterstof hoogstwaarschijnlijk een onderschatting zijn. De gevoeligheid van de productiekosten van groene waterstof voor de investeringskosten is – zowel in 2030 als 2040 – bij 4.740 vollasturen 0,22 euro per kilogram waterstof per 100 euro per kilowatt (elektrische vermogen). Dat betekent dat als de werkelijk investeringskosten in 2030 en 2040 bijvoorbeeld 500 euro per kilowatt (elektrisch vermogen) hoger zouden zijn dan verondersteld, de productiekosten 1,1 euro per kilogram waterstof hoger zijn dan berekend.

De productiekosten van blauwe waterstof worden voornamelijk bepaald door de investeringskosten<sup>10</sup>, de kosten voor aardgasgebruik en voor transport en opslag van kooldioxide, en de opbrengsten uit de verkoop van gratis verkregen ETS- en CO<sub>2</sub>-heffingsrechten. De productiekosten van grijze waterstof worden voornamelijk bepaald door de kosten voor aardgasgebruik en de aankoop van ETS- en CO<sub>2</sub>-heffingsrechten: omdat er in deze achtergrondstudie van is uitgegaan dat daarvoor gebruik wordt gemaakt van bestaande, afgeschreven grijzewaterstoffabrieken op basis van *Steam Methane Reforming* (SMR) zijn de investeringskosten op 0 euro gesteld.

De productiekosten voor blauwe waterstof zijn berekend voor 3 verschillende configuraties:

- Configuratie 1 is een bestaande, afgeschreven SMR-fabriek met een nieuwe CCS-installatie, waarbij kooldioxide wordt afgevangen uit de gasstroom die uit de *shift reactor* komt. Daarbij geldt een afvangpercentage van 56 procent.
- Configuratie 2 is een bestaande, afgeschreven SMR-fabriek met een nieuwe CCS-installatie, waarbij kooldioxide wordt afgevangen uit de rookgassen van de *reformer*. Daarbij geldt een afvangpercentage van 90 procent.

<sup>10</sup> Bij bestaande SMR-installaties betreft dat alleen de investeringskosten voor de CO<sub>2</sub>-afvanginstallatie, bij nieuwe ATR-installaties voor de productie van blauwe waterstof uit restgassen gaat het om de totale investeringskosten.

- Configuratie 3 is een nieuwe ATR-fabriek<sup>11</sup> inclusief CCS-installatie, met specificaties van de fabriek die naar verwachting gebouwd gaat worden in het kader van H-vision op de Maasvlakte. Het afvangpercentage is 88 procent.

De bandbreedtes in tabel S2 worden bij groene waterstof bepaald door hoge en lage ramingen voor respectievelijk de investeringskosten en de elektriciteits- en kooldioxideprijs, en bij blauwe en grijze waterstof alleen door hoge en lage ramingen voor de aardgas- en kooldioxideprijs<sup>12</sup>. Er is bij blauwe waterstof met een middenwaarde voor de investeringskosten gerekend, niet met een bandbreedte.

Uit tabel S2 blijkt dat de productiekosten van groene waterstof in zowel 2030 als 2040 aanzienlijk hoger zijn dan die van blauwe en grijze waterstof, ondanks een veronderstelde forse daling van de investeringskosten – waar zoals gezegd inmiddels vraagtekens bij kunnen worden gezet - en een verbetering van het omzettingsrendement van groenewaterstoffabrieken ten opzichte van de huidige waarden. Dat komt vooral doordat de prijzen van hernieuwbare elektriciteit van wind op zee in 2030 en 2040 volgens KEV 2022 circa 2 keer zo hoog zijn als die van aardgas, terwijl de omzettingsrendementen vergelijkbaar zijn: in 2030 is de prijs van elektriciteit van wind op zee (bij 4.740 vol-lasturen) 46 – 81 euro per megawattuur, versus 22 – 46 euro per megawattuur voor aardgas. In 2040 zal de elektriciteitsprijs volgens KEV 2022 zelfs met 10 euro zijn gestegen tot 56 – 91 euro per megawattuur, terwijl die van aardgas gelijk is gebleven<sup>13</sup>. Daar komt nog bij dat de netwerkkosten voor de aansluiting op het elektriciteitsnet veel hoger zijn dan die voor aansluiting op het aardgasnet. Uit een gevoeligheidsanalyse van de productiekosten van groene en blauwe waterstof voor de energieprijzen blijkt dat groene waterstof in 2030 pas concurrerend kan zijn als de elektriciteitsprijs juist 50 tot 60 euro per megawattuur *lager* zou zijn dan de aardgasprijs. In 2040 zou de elektriciteitsprijs 30 tot 35 euro per megawattuur lager moeten zijn dan de aardgasprijs.

Dat de productiekosten van blauwe en grijze waterstof in 2030 en 2040 vergelijkbaar zijn – ondanks extra kosten voor CCS bij blauwe waterstof – komt doordat bij blauwe waterstof gratis emissierechten kunnen worden verkocht, terwijl bij grijze waterstof emissierechten moeten worden bijgekocht.

In de gevoeligheidsanalyse is ook gekeken naar de invloed van de kooldioxideprijs op de productiekosten van groene, blauwe en grijze waterstof in 2040. Daaruit blijkt dat een 50 euro per ton hogere kooldioxideprijs:

- bij groene waterstof tot een verlaging van de productiekosten met 0,21 euro per kilogram leidt;
- bij blauwe waterstof op basis van SMR met 56 procent afvang (configuratie 1) tot een verlaging van de productiekosten met 0,02 euro per kilogram leidt;

---

<sup>11</sup> *Auto Thermal Reformer*.

<sup>12</sup> Energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen zijn gebaseerd op de ramingen voor KEV 2022.

<sup>13</sup> In KEV 2022 is wel rekening gehouden met de doelstelling om in 2030 21 GW wind op zee te plaatsen, maar niet met het beleidsvoornemen om in 2040 50 GW en in 2050 70 GW te plaatsen. Wanneer dit voornemen wordt verwezenlijkt zal de elektriciteitsprijs waarschijnlijk afwijken van wat in de KEV 2022 is geraamd. Als echter de vraag door elektrificatie 'meegroeit' zal de elektriciteitsprijs niet per se lager zijn dan geraamd.

- bij blauwe waterstof op basis van ATR met 88 procent afvang (configuratie 3) tot een verlaging van de productiekosten met 0,20 euro per kilogram leidt;
- bij grijze waterstof tot een verhoging van de productiekosten met 0,20 euro per kilogram leidt.

Aangezien de kostendalingen bij groene waterstof en blauwe waterstof uit ATR door hogere CO<sub>2</sub>-prijzen vergelijkbaar zijn, zullen zelfs fors hogere kooldioxideprijzen nauwelijks helpen om het kostprijsverschil tussen beide typen waterstof te overbruggen. Om het kostprijsverschil tussen groene en blauwe waterstof uit SMR met 56 procent afvang te overbruggen is een kooldioxideprijs nodig die ongeveer 600 tot 900 euro<sup>14</sup> per ton hoger is dan de waarde die in tabel S2 voor 2040 is gebruikt (179 euro per ton, conform KEV 2022<sup>15</sup>). Het kostprijsverschil tussen groene en grijze waterstof kan overbrugd worden met een kooldioxideprijs die ongeveer 250 tot 350 euro per ton hoger is dan die waarde.

### **Hoe hoog zijn de verwachte kosten in 2030 en 2040 voor import van groene waterstof?**

Tabel S3 geeft de geraamde kosten van import door Nederland van waterstof per schip en per pijpleiding. Bij het transport per schip is ammoniak als waterstofderivaat gebruikt<sup>16</sup>; de waterstof wordt vervolgens in Nederland weer teruggewonnen uit de ammoniak. De kosten voor import per schip zijn een gemiddelde van de importkosten uit 8 landen die de potentie hebben om in de toekomst grote hoeveelheden groene waterstof te produceren en te exporteren: Argentinië, Canada, Marokko, Australië, Oman, IJsland, Verenigd Koninkrijk en Saoedi-Arabië. De importkosten omvatten de productie en opslag van groene waterstof en de conversie naar en opslag van ammoniak in het productieland, het transport per zeeschip en de opslag en het kraken van ammoniak tot waterstof in Nederland. Bij de import per pijpleiding betreft het een gemiddelde van de importkosten uit 3 relatief nabij gelegen landen: Marokko, IJsland en het Verenigd Koninkrijk. De kosten omvatten productie en opslag van groene waterstof in het productieland, compressie van 30 tot 80 bar, transport via pijpleiding en opslag in het productieland.

#### **Tabel S3**

Kosten in euro<sub>2022</sub> van Nederlandse import van groene waterstof via ammoniak per schip en per pijpleiding

	per schip (ammoniak als dra- ger)	per pijpleiding
<b>Kosten in 2030 (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	7,3 – 7,9	4,1 – 7,3
<b>Kosten in 2040 (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	5,3 – 5,6	3,5 – 5,3

Voor de berekening van de productiekosten van groene waterstof in het exporterende land is uitgegaan van de aantallen vollasturen en productiekosten van hernieuwbare elektriciteit die voor het

<sup>14</sup> 600 euro/ton bij de lage variant en 900 euro/ton bij de hoge variant.

<sup>15</sup> Opgemerkt wordt dat in KEV 2022 nog geen rekening is gehouden met de beëindiging van het uitgeven van ETS-emissierechten in 2039. De ETS-prijs kan daarom in 2030 en met name 2040 hoger zijn dan in KEV 2022 is verondersteld.

<sup>16</sup> In principe kunnen ook *liquid organic hydrogen carriers* (LOHC's) en vloeibare waterstof als waterstofderivaten worden gebruikt, maar waarschijnlijk zijn de totale kosten in 2030 en 2040 in dat geval hoger.

desbetreffende land gelden, maar van dezelfde investeringskosten en omzettingsrendementen als die in tabel S2 voor Nederland zijn gebruikt.

Bij import via ammoniak per schip zijn waterstofproductie en omzetting van waterstof in ammoniak de grootste kostenposten. De kosten voor transport zijn nagenoeg verwaarloosbaar, waardoor het nauwelijks uitmaakt hoe groot de afstand van het exporterende land tot Nederland is.

Vergelijking van de totale kosten voor import van waterstof-via-ammoniak met de Nederlandse productiekosten van groene waterstof in tabel S2 laat zien dat in 2030 Nederlandse productie alleen in de lage variant minder duur is dan import: het kostprijsverschil is dan 1,0 euro per kilogram; in de hoge variant is Nederlandse productie juist 1,2 euro per kilogram duurder. In 2040 is Nederlandse productie in zowel de lage als de hoge variant varianten duurder dan import. Dat komt vooral doordat voor de exporterende landen tussen 2030 en 2040 een daling van de kosten van hernieuwbare elektriciteit wordt verondersteld, terwijl de KEV 2022 voor Nederland juist een stijging van de prijs van elektriciteit van wind op zee veronderstelt.

Als ammoniak in Nederland als zodanig wordt toegepast – bijvoorbeeld in de kunstmestindustrie of als scheepsbrandstof – en niet wordt omgezet naar waterstof, kunnen de kosten voor import in zowel de lage als de hoge variant lager zijn dan die voor productie in Nederland. Om in Nederland groene ammoniak te produceren moet namelijk ten opzichte van groenewaterstofproductie een extra stap wordt doorlopen, terwijl bij geïmporteerde ammoniak de laatste stap (omzetten naar waterstof) juist kan vervallen. Waarschijnlijk geldt voor methanol een soortgelijk verhaal: de kosten van import van groene waterstof-via-methanol zijn hoger dan die van Nederlandse productie, maar die van import van groene methanol voor rechtstreekse toepassing zullen waarschijnlijk lager zijn dan die voor Nederlandse productie van groene methanol.

De bandbreedte in de importkosten per pijpleiding wordt deels veroorzaakt doordat voor de berekening van de productiekosten in het exporterende land gebruik is gemaakt van een bandbreedte in investeringskosten voor de groenewaterstoffabrieken<sup>17</sup>, en deels doordat de kosten voor transport afhankelijk zijn van de lengte van de benodigde transportleidingen. Voor het Verenigd Koninkrijk zijn die het laagst (0,5 euro per kilogram waterstof), voor Marokko het hoogst (2 euro per kilogram waterstof). Vergelijking van de kosten voor import van groene waterstof per pijpleiding met de Nederlandse productiekosten voor groene waterstof in tabel S2 laat zien dat de totale kosten voor import in 2030 in de lage variant bij lange transportafstanden (circa 3.000 kilometer) vergelijkbaar zijn met de productiekosten in Nederland; bij kortere afstanden zijn de kosten voor import lager. In de hoge variant zijn de totale kosten voor import ook bij lange transportafstanden lager dan die van Nederlandse productie. In 2040 zijn de kosten voor import in beide varianten lager, ook bij pijpleidingen van 3.000 kilometer.

### ***Hoeveel groene en blauwe waterstof kan er in 2030, 2040 en 2050 worden geproduceerd?***

In de hoge variant van groene waterstof wordt verondersteld dat alle projectplannen voor 2030 worden gerealiseerd, overeenkomend met 9 gigawatt vermogen in 2030. Voor de raming van 2040 en 2050 is uitgegaan van lineaire voortzetting van de groei tussen 2023 en 2030. Dat resulteert in 22 gigawatt in 2040 en 35 gigawatt in 2050. Als deze vermogens gerealiseerd worden zou zowel in

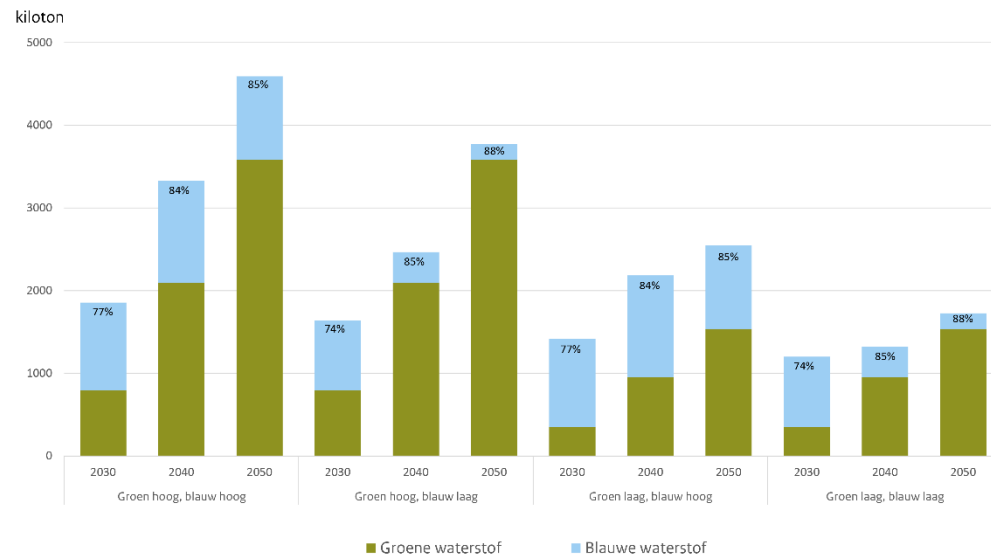
---

<sup>17</sup> Dezelfde bandbreedte in investeringskosten als voor productie in Nederland.

2040 als in 2050 ongeveer 50 procent van het wind op zee-vermogen bestemd zijn voor groenwaterstofproductie. Omdat ook directe elektrificatie naar verwachting een hoge vlucht zal nemen – denk aan elektrische boilers, warmtepompen en voertuigen – lijkt dit aan de hoge kant, maar op zich niet onmogelijk. Voor de lage variant is – conform de doelstelling van de rijksoverheid – uitgegaan van 4 gigawatt in 2030. Voor 2040 en 2050 is net als in de hoge variant een lineaire voortzetting van de groei verondersteld, resulterend in 10 gigawatt in 2040 en 15 gigawatt in 2050. De hoeveelheden groene waterstof die in 2030, 2040 en 2050 in beide varianten geproduceerd kunnen worden zijn berekend op basis van 4.740 vollasturen – overeenkomend met het geraamde aantal vollasturen van wind op zee – en een gemiddeld omzettingsrendement (LHV) van 62 procent in 2030, 67 procent in 2040 en 72 procent in 2050.

**Figuur S1**

**Lage en hoge varianten van de productie van groene en blauwe waterstof**



Bron: PBL

De in figuur S1 gepresenteerde hoeveelheden voor de lage en hoge variant voor blauwe waterstofproductie zijn overgenomen uit de TVKN-achtergrondstudie voor de industrie, en gelden voor respectievelijk het transformatietraject en het fossiele traject uit deze studie. Het gaat daarbij zowel om waterstofproductie met SMR uit aardgas als om waterstofproductie met ATR uit restgassen. In de blauwe vlakken is het gemiddelde kooldioxideafvangpercentage voor blauwe waterstof weergegeven. Het (lage) transformatietraject kenmerkt zich door een afname van de industriële productie, vooral door langere levensduur van producten en meer hergebruik. Aardolieraffinage is bijna volledig uitgefaseerd en er wordt meer ingezet op elektrificatie. Het (hoge) fossiele traject kenmerkt zich door een focus op snelle en goedkope emissiereductie en een consumptie die net als in het verleden blijft toenemen. Aardolieraffinage neemt slechts in beperkte mate af. Na 2030 wordt bestaande SMR op basis van aardgas afgebouwd, maar waterstofproductie op basis van restgassen neemt tussen 2030 en 2040 nog wel toe.



### **Kan er in 2030 voldoende groene waterstof worden geproduceerd om aan de Europese afnameverplichtingen voor de industrie en het transport te voldoen?**

In 2030 zal de productiecapaciteit van groene waterstof in de lage variant – 42 petajoule per jaar – net voldoende zijn om de geraamde vraag van 40 petajoule in de industrie en de vervoerssector op basis van de nu voorgestelde verplichtingpercentages in te vullen. In de hoge variant – met een productie van 95 petajoule per jaar – zou dat (ruim) het geval zijn.

### **Kan het overige deel van het waterstofgebruik in 2030 ‘blauw’ worden gemaakt?**

In de Nederlandse industrie en raffinaderijen wordt momenteel 152 petajoule zuivere grijze waterstof als grondstof en 28 PJ grijze waterstof in restgassen voor ondervuring toegepast. In 2030 zal het waterstofgebruik in het fossiele traject waarschijnlijk iets zijn toegenomen en in het transformatietraject iets zijn afgenomen. Door de Europese afnameverplichting in de industrie zal in 2030 circa 35 petajoule zijn vervangen door groene waterstof. Vanuit klimaat oogpunt is het van groot belang dat bij het overige deel – orde grootte 145 petajoule – CCS wordt toegepast, ook al zal daarmee slechts een deel – 77 procent, zie figuur S1 – van de kooldioxide worden afgevangen en opgeslagen. Het is daarbij van belang dat het ‘blauw’ maken van bestaande waterstofproductie de ontwikkeling van groene waterstof niet in de weg staat.

### **Hoeveel import van groene waterstof en/of ammoniak en/of methanol is in 2040 en 2050 nodig om aan de verwachte vraag te kunnen voldoen?**

Na 2030 zal de vraag naar groene en blauwe waterstof vanuit de industrie en het transport naar verwachting verder toenemen. Als sterk wordt ingezet op verduurzaming van de (bunker)brandstoffen terwijl de beschikbaarheid van biograndstoffen beperkt is, zal die verduurzaming vooral plaats moeten vinden door synthetische brandstoffen, en zal de vraag naar waterstof in 2050 ongeveer 800 petajoule kunnen bedragen. Dat is meer dan 4 keer zo groot als de huidige vraag. Deze vraag zal voor een belangrijk deel moeten worden ingevuld met groene waterstof. De rol van blauwe waterstof zal slechts beperkt – en richting 2050 steeds kleiner – kunnen zijn, enerzijds omdat verwacht kan worden dat de Europese Commissie de afnameverplichtingen voor de industrie en de vervoerssector na 2030 verder zal aanscherpen, anderzijds omdat het niet logisch en efficiënt is om voor de productie van synthetische koolwaterstoffen blauwe waterstof te gebruiken. Een vraag van 800 petajoule in 2050 overstijgt de Nederlandse productie in de hoge variant met 370 petajoule en in de lage variant zelfs met 620 petajoule. Als bij de productie van brandstoffen en basischemicaliën in 2050 vooral gebruik wordt gemaakt van biograndstoffen en in mindere mate van waterstof kunnen de tekorten lager zijn. Of de tekorten via import kunnen worden ingevuld is onzeker, en hangt onder andere af van de mate waarin in potentiële exportprojecten groenewaterstofprojecten gerealiseerd zullen worden.

### **Is in 2040 en daarna nog stimuleringsbeleid nodig om ervoor te zorgen dat groene waterstof een dominante rol in de energietransitie kan spelen?**

Volgens onze berekeningen zijn de productiekosten van groene waterstof in 2040 nog steeds aanzienlijk hoger dan die van blauwe waterstof. De belangrijkste reden hiervoor is dat de prijs van elektriciteit van wind op zee volgens de ramingen in (KEV 2022) in 2040 zelfs hoger is dan in 2030, terwijl die van aardgas in 2040 gelijk is gebleven ten opzichte van 2030. Ook de netwerkkosten voor elektriciteit zullen naar verwachting nog sterk toenemen, en in ieder geval veel hoger zijn dan die voor aardgas. Als het de bedoeling is om in Nederland in 2040 en daarna op grote schaal groene waterstof te produceren zal er in 2040 – en mogelijk ook daarna – net als in 2030 nog steeds stimuleringsbeleid nodig zijn. Het tot in lengte van dagen verstrekken van subsidies ligt daarbij niet voor hand, aangezien subsidies normaal gesproken vooral bedoeld zijn om relatief nieuwe en dure



technieken door de leercurve heen te helpen, zodat ze na verloop van tijd op eigen kracht kunnen concurreren met de conventionele techniek. Verhoging van de verplichte aandelen in de industrie en het transport ligt wellicht meer voor de hand. Als dergelijke maatregelen alleen in Nederland of Europa zouden worden genomen is er wel flankerend beleid nodig om ervoor te zorgen dat de concurrentiepositie van de Nederlandse of Europese industrie niet teveel onder druk komt te staan. Daarbij kan gedacht worden aan een instrument als het *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM).

Voor een verdere groei van het productievermogen voor groene waterstof is daarnaast een belangrijke voorwaarde dat er voldoende wind op zee wordt geplaatst om de bijbehorende vraag naar hernieuwbare elektriciteit te kunnen leveren. Als er conform de beleidsdoelstelling in 2040 45 gigawatt en in 2050 70 gigawatt is gerealiseerd zou in de hoge variant voor groene waterstofproductie de helft van dat vermogen voor groenewaterstofproductie moeten worden aangewend. In de lage variant is het percentage minder dan 25 procent.

Een andere optie dan dure eigen productie van groene waterstof is dat Nederland zich gaandeweg steeds meer richt op import van groene waterstof via pijpleidingen (indien beschikbaar). In 2040 zouden de totale kosten – afhankelijk van de afstand - rond 3,5 tot 5,3 euro per kilogram kunnen bedragen. Qua kosten zou geïmporteerde groene waterstof in dat geval concurrerend kunnen zijn met in Nederland geproduceerde blauwe waterstof, mits de aardgasprijs rond 45 euro per megawattuur of hoger is. Ook import per schip van groene ammoniak en methanol kan goedkoper zijn dan Nederlandse productie van die groene grondstoffen, vooral als ze als zodanig worden ingezet en niet worden omgezet naar waterstof. Daarbij geldt nogmaals de kanttekening dat de werkelijke prijs op de wereldmarkt niet alleen bepaald wordt door werkelijke kosten. Als de mondiale vraag hoog is ten opzichte van het aanbod, zal de prijs hoog zijn en kan binnenlandse productie wellicht toch een aantrekkelijke optie zijn.

# 1 Mogelijke rol van groene en blauwe waterstof in de energietransitie

## 1.1 Inleiding

Internationaal, en ook binnen Europa en Nederland, zien overheden, het bedrijfsleven en kennisinstututen CO<sub>2</sub>-vrije en -arme waterstof als een belangrijke schakel in de transitie naar een klimaat-neutraal energiesysteem. CO<sub>2</sub>-vrije waterstof die geproduceerd wordt via elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit wordt aangeduid als hernieuwbare of groene waterstof. CO<sub>2</sub>-arme waterstof die geproduceerd wordt uit een fossiele brandstof (in Nederland vooral aardgas) en stoom en waarbij een deel van de vrijkomende CO<sub>2</sub> wordt afgevangen en opgeslagen (CCS) wordt aangeduid als blauwe waterstof. Waterstof die uit fossiele brandstof wordt geproduceerd en waarbij alle CO<sub>2</sub> naar de lucht wordt geëmitteerd noemt men grijze waterstof.

Mogelijk kunnen in de toekomst ook twee andere vormen van CO<sub>2</sub>-vrije waterstof een rol spelen in de energietransitie: waterstof die geproduceerd is met kernstroom (zogenoemde paarse of roze waterstof) en waterstof die gewonnen wordt uit diepe ijzerhoudende aardlagen<sup>18</sup>.

## 1.2 Mogelijke toepassingen van groene en blauwe waterstof

Blauwe en groene waterstof kunnen worden gebruikt ter vervanging van bestaande toepassingen van grijze waterstof<sup>19</sup>, zoals bij de productie van ammoniak, methanol<sup>20</sup>, waterstofperoxide en bij het kraken en ontzwavelen van aardolie. Om grijze waterstof volledig door groene waterstof te kunnen vervangen kunnen wel aanpassingen in het productieproces en – zoals bij de productie van methanol en ureum – alternatieve koolstofbronnen dan methaan nodig zijn. Daarnaast kunnen blauwe en groene waterstof worden ingezet voor nieuwe toepassingen:

---

<sup>18</sup> [https://fd.nl/bedrijfsleven/1498823/enorme-bel-waterstof-bij-noord-franse-metz-kan-revolutie-ontketenen?gift=gzqoD&utm\\_medium=social&utm\\_source=email&utm\\_campaign=earned&utm\\_content=20231211](https://fd.nl/bedrijfsleven/1498823/enorme-bel-waterstof-bij-noord-franse-metz-kan-revolutie-ontketenen?gift=gzqoD&utm_medium=social&utm_source=email&utm_campaign=earned&utm_content=20231211).

<sup>19</sup> Bij blauwe waterstof gaat het in feite om dezelfde waterstof en is er dus niet echt sprake van vervanging. Het verschil met grijze waterstof is dat de vrijkomende CO<sub>2</sub> deels wordt afgevangen en hergebruikt of opgeslagen.

<sup>20</sup> Bij methanolproductie ligt het gebruik van blauwe waterstof niet voor de hand, aangezien er koolstofatomen nodig zijn om methanol (CH<sub>3</sub>OH) te kunnen produceren. Het is niet efficiënt om de CO<sub>2</sub> die afkomstig is van aardgas ondergronds op te slaan en te vervangen door biogene CO<sub>2</sub>.

- Als grondstof bij de productie van synthetische brandstoffen<sup>21</sup> die op hun beurt kunnen worden ingezet in de lucht- en zeescheepvaart en het zware (internationale) wegtransport<sup>22</sup>.
- Als grondstof bij de productie van ijzer en staal (in plaats van cokes of steenkool).
- Als brandstof bij elektriciteitsproductie tijdens langdurige windstille en zonloze periodes en voor balanceren van het net. Tijdens wind- en zonrijke momenten kan de productie van groene waterstof er aan bijdragen dat elektriciteitsnetten minder snel overbelast raken, mits de opgewekte hernieuwbare elektriciteit niet via het landelijke elektriciteitsnet naar de groenewaterstoffabrieken hoeft te worden getransporteerd.
- Als brandstof in processen of sectoren waarin andere decarbonisatieopties (zoals elektrificatie) moeilijk uitvoerbaar of erg kostbaar zijn, zoals verwarming in bepaalde delen van de gebouwde omgeving<sup>23</sup>.

In het Nederlandse en Europese klimaatbeleid wordt vooral ingezet op de productie en toepassing van groene waterstof, aangezien uiteindelijk alleen groene waterstof in een klimaatneutraal energiesysteem past. Blauwe waterstof wordt vooral gezien als middel om in de periode dat er nog onvoldoende groene waterstof beschikbaar is de CO<sub>2</sub>-emissies door waterstofproductie in bestaande toepassingen snel omlaag te brengen, en daarnaast als wegbereider voor het gebruik van groene waterstof in nieuwe toepassingen. De onderliggende gedachte is dat de productiecapaciteit voor blauwe waterstof door het toepassen van CCS op bestaande grijzewaterstoffabrieken goedkoper en sneller is op te schalen dan die voor groene waterstof. Het zal namelijk vele jaren duren voordat er voldoende productiecapaciteit voor groene waterstof is gebouwd om de huidige productie van grijze waterstof op basis van SMR – ordegrrootte 0,9 megaton – te vervangen. Grootschalige import van groene waterstof wordt ook niet op korte termijn verwacht. De hoop of verwachting is dat door de groei van de mondiale productiecapaciteit voor groene waterstof en hernieuwbare elektriciteit de productiekosten van groene waterstof uiteindelijk onder die van blauwe waterstof komen.

## 1.3 Broeikasgasemissies bij de productie van blauwe waterstof

Voor de productie van groene waterstof wordt hernieuwbare elektriciteit gebruikt. Daardoor komt er geen CO<sub>2</sub> bij vrij. Voor blauwe waterstof ligt dat anders: wanneer CCS wordt toegepast bij bestaande waterstoffabrieken die werken met SMR (*Steam Methane Reforming*) kan een afvangpercentage van 56 – 90 procent worden bereikt (IEAGHG 2017); bij nieuwe fabrieken die werken met ATR

---

<sup>21</sup> Ook bij de productie van koolstofhoudende synthetische brandstoffen ligt het gebruik van blauwe waterstof niet voor de hand, om dezelfde reden als bij methanol.

<sup>22</sup> In het personenvervoer lijkt het pleit vooralsnog beslecht in het voordeel van de batterij-elektrische auto, maar mogelijk hebben waterstof-elektrische auto's in sommige niches een voordeel, bijvoorbeeld wanneer er dagelijks veel kilometers moeten worden gereden en er snel moet kunnen worden getankt, zoals bij taxivloten.

<sup>23</sup> Vooral in gevallen waar stadsverwarming en *all electric* geen reële opties zijn, omdat er geen warmtenet is (of kan komen) en de isolatiegraad van de woning of het gebouw onvoldoende is voor *all electric*. In die situatie is een hybride warmtepomp een optie, waarbij in de cv-ketel groengas of CO<sub>2</sub>-vrije waterstof kan worden toegepast. Daarnaast zou waterstof een optie kunnen zijn voor het vervangen van aardgas in hulpketels voor piekvraag in warmtenetten.

(*Autothermal Reforming*) is dat bijna 95 procent (Guidehouse 2021). Om de vermeden CO<sub>2</sub>-emissie ten opzichte van grijswaterstofproductie – waterstof uit aardgas zonder toepassing van CCS – te kunnen bepalen moet ook worden meegenomen dat SMR met een afvanginstallatie bij hoge afvangpercentages per kilogram waterstof tot 10 procent meer aardgas gebruikt dan SMR zonder zo'n installatie, waardoor ook 10 procent meer CO<sub>2</sub> wordt gevormd. Zonder afvanginstallatie produceert een SMR-installatie 9 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>, met een afvanginstallatie met 90 procent afvangpercentage wordt 9,9 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> gevormd (IEAGHG 2017). De vermeden emissie ten opzichte van de productie van grijze waterstof is daardoor kleiner dan het afvangpercentage suggereert<sup>24</sup>.

Daarnaast komen bij de winning en het transport van aardgas als gevolg van lekkages methaanemissies vrij. Figuur 1.1 (uit Bauer et al. 2022) laat zien welke bijdrage methaanlekkages hebben op de totale broeikasgasemissie van de productie van blauwe waterstof. Daarbij is zowel de GWP<sub>20</sub> als de GWP<sub>100</sub>-methode toegepast<sup>25</sup>. Bij een methaanverlies van 0,2 procent is de bijdrage aan de totale emissie zeer klein, maar bij 1,5 procent verlies is de bijdrage per kg waterstof al 1,3 kg CO<sub>2</sub>-equivalent (bij GWP<sub>100</sub>) à 3,8 kg CO<sub>2</sub>-equivalent (bij GWP<sub>20</sub>) en bij 8 procent verlies is die zelfs 7,5 kg CO<sub>2</sub>-equivalent (bij GWP<sub>100</sub>) à 21,2 kg CO<sub>2</sub>-equivalent (bij GWP<sub>20</sub>). Volgens Bauer et al. (2022) heeft gas uit Nederland, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen een verliespercentage dat lager is dan 0,5 procent. Gasexporterende landen zoals de Verenigde Staten (schaliegas), Algerije en Libië hebben echter verliespercentages die rond 2 procent liggen en soms nog aanmerkelijk hoger zijn.

Figuur 1.1 laat zien dat het toepassen van CCS bij SMR- of ATR-installaties die waterstof uit aardgas produceren winst oplevert ten opzichte van de situatie waarbij geen CCS wordt toegepast. In beide situaties vinden immers methaanemissies plaats, en die nemen hoogstens 10 procent toe doordat het gasverbruik door de afvanginstallatie toeneemt<sup>26</sup>. Dat betekent dat het beter is om bestaande SMR- of ATR-installaties die sowieso nog lange tijd zullen doorproduceren te voorzien van CCS. In de afweging om een nieuwe blauwewaterstoffabriek dan wel een nieuwe groenewaterstoffabriek te bouwen is het echter belangrijk niet alleen rekening te houden met de CO<sub>2</sub>-emissies, maar ook met de methaanemissies in de landen van waaruit Nederland aardgas importeert.

---

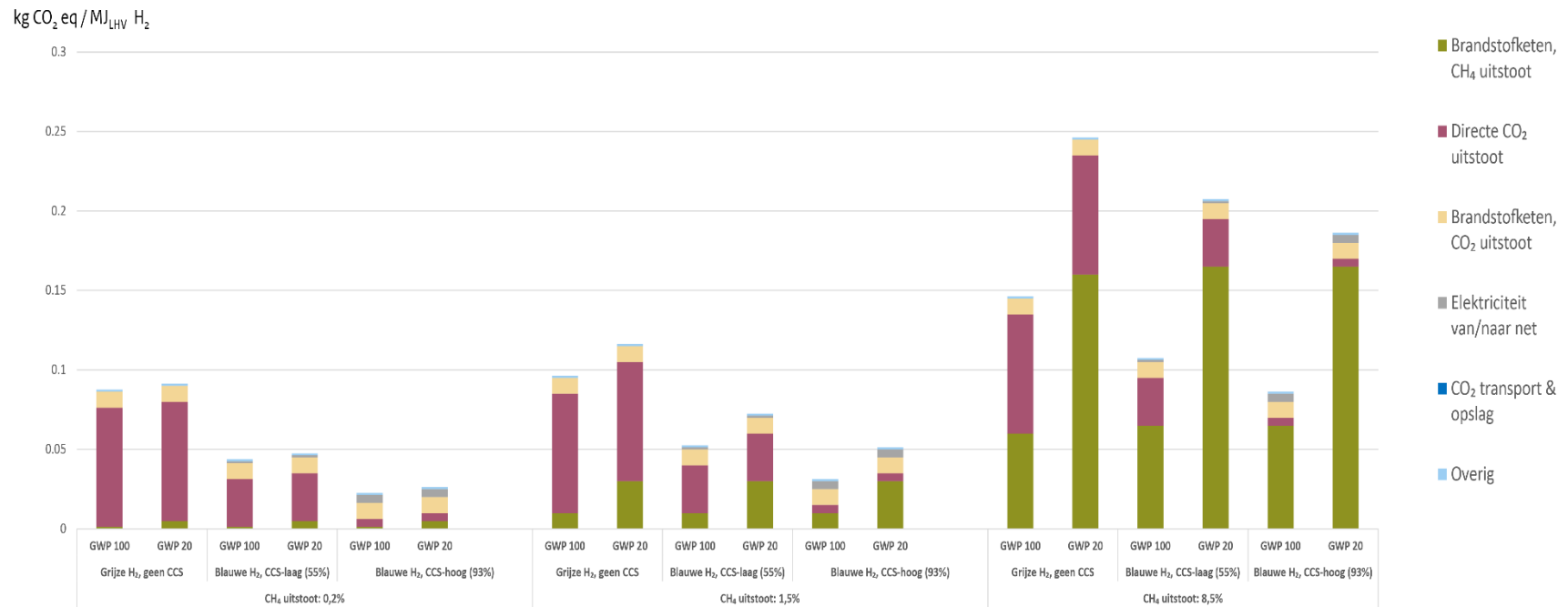
<sup>24</sup> Bij een afvangpercentage van 90 procent en 10 procent meerverbruik van aardgas door de afvanginstallatie is de vermeden emissie ten opzichte van de productie van grijze waterstof ( $9 - 0,1 \cdot 9,9 =$ ) 8 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> (in plaats van 8,1 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>).

<sup>25</sup> *Global Warming Potential* voor respectievelijk 20 of 100 jaar. Het GWP<sub>20</sub> van methaan is circa 85 keer zo groot als die van CO<sub>2</sub>, het GWP<sub>100</sub> circa 30 keer.

<sup>26</sup> In figuur 1 lijkt daarvoor niet te zijn gecorrigeerd: in de situatie met CCS zijn de methaanemissies gelijk aan de situatie zonder CCS.

Figuur 1.1

## Broeikasgasemissie van grijze- en blauwewaterstofproductie bij verschillende CO<sub>2</sub>-afvangintensiteiten en methaanverliespercentages



Bron: Bauer et al. (2022)

## 1.4 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 worden enkele relevante fysische eigenschappen van waterstof behandeld, zoals dichtheid, energie-inhoud, kookpunt en brand- en explosiegrenzen. In hoofdstuk 3 wordt het huidige nationale, Europese en mondiale gebruik van grijze waterstof in de industrie en raffinaderijen gegeven, en wordt – om een indruk te geven van de opgave – een indicatieve schatting gegeven van het benodigde vermogen aan hernieuwbare elektriciteit en de jaarlijkse CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit om alleen al het huidige grijze waterstofgebruik te vervangen door respectievelijk groene of blauwe waterstof. Hoofdstuk 4 geeft een overzicht van het stimuleringsbeleid dat overheden in Nederland, Europa en ons omringende landen momenteel inzetten om de waterstoftransitie aan te jagen, en hoofdstuk 5 geeft een overzicht van aangekondigde plannen in Nederland, Europa en de wereld voor de bouw van productiecapaciteit en het transport van groene en blauwe waterstof. Ook wordt ingegaan op Nederlandse plannen en mogelijkheden voor import van groene waterstof. Hoofdstuk 6 gaat over de voor 2030 en 2040 geraamde kosten van binnenlandse productie en import, en laat zien welke gevoeligheid de uitkomsten voor binnenlandse productie hebben voor (onzekere) energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen. Tot slot verkent hoofdstuk 7 een aantal trajecten met daarin mogelijke ontwikkelingen van de Nederlandse productie van blauwe en groene waterstof in de periode tussen nu en 2050. Door die trajecten te confronteren met de verwachte vraag uit met name de industrie en het transport kan een indruk worden gekregen van de importbehoefte.

## 2 Eigenschappen van waterstof

### 2.1 Overzicht

Waterstof is onder normale omgevingscondities een kleurloos, reukloos, niet-corrosief, niet-oxide-rend, niet-radioactief, niet-kankerverwekkend en niet-toxisch gas. Bij verbranding van waterstof komt alleen water en geen CO<sub>2</sub> vrij. Bij hoge temperaturen – zoals bij ondervuring in de industrie en de elektriciteitssector – kan uit waterstof-luchtmengsels wel NO<sub>x</sub> worden gevormd; dat is niet het geval wanneer de omzetting – zoals in transport – in een brandstofcel plaatsvindt.

Tabel 2.1 vergelijkt de dichtheid, energie-inhoud en brand- en explosiegrenzen van gasvormige en vloeibare waterstof met enkele andere gasvormige en vloeibare brandstoffen zoals aardgas en benzine.

**Tabel 2.1**

Dichtheid, energie-inhoud en brand- en explosiekenmerken van waterstof in vergelijking met andere brandstoffen<sup>a</sup>

Eigenschap	Waterstof	Ter vergelijking
Dichtheid gasvormig H <sub>2</sub> (0 °C, 1 atm)	0,090 kg/Nm <sup>3</sup>	Methaan: 0,72 kg/Nm <sup>3</sup> Lucht: 1,3 kg/Nm <sup>3</sup>
Dichtheid gasvormig H <sub>2</sub> (0 °C, 690 atm)	40 kg/Nm <sup>3</sup>	
Kookpunt (1 atm)	-253 °C (20 K)	Methaan: -161 °C (112 K)
Dichtheid vloeibare H <sub>2</sub>	70,8 g/l	Benzine: 720 g/l
Energie-inhoud (LHV, <i>lower heating value</i> )	120 MJ/kg	Methaan: 50 MJ/kg
Energiedichtheid gasvormig H <sub>2</sub>	10,8 MJ/Nm <sup>3</sup>	Methaan: 35,9 MJ/Nm <sup>3</sup>
Energiedichtheid vloeibaar H <sub>2</sub>	8,5 MJ/l	Benzine: 31 MJ/l (43 MJ/kg)
Ontvlambaarheidsgrenzen in lucht (25 °C, 1 atm)	4 – 75 vol procent	Methaan: 5,3 – 15,0 vol procent
Explosiegrenzen in lucht (25 °C, 1 atm)	15 – 59 vol procent	Methaan: 6,3 – 13,5 vol procent
Vlamsnelheid	346 cm/s	Methaan: circa 43 cm/s
Zelfontbrandingstemperatuur	585 °C	Methaan: 540 °C

Bronnen: (IEA 2019), (SCL4climate.NRW 2021)

### 2.2 Energiedichtheid

Uit de tabel blijkt dat waterstof per kilogram weliswaar een hogere energie-inhoud heeft dan methaan, maar omdat het een veel lagere dichtheid heeft is de energie-inhoud per Nm<sup>3</sup> van waterstof bij normale druk en temperatuur meer dan een factor 3 lager dan van methaan. Om vergelijkbare hoeveelheden energie per tijdseenheid door een pijpleiding te transporteren zijn daarom grotere diameters, hogere stroomsnelheden en/of hogere drukken nodig. Desondanks is transport van waterstof per pijpleiding aanzienlijk goedkoper dan het transport van elektriciteit.

Ook in vergelijking met aardolieproducten is de energiedichtheid van waterstof relatief laag, zelfs wanneer het bij een temperatuur van  $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$  vloeibaar is gemaakt: vloeibare waterstof heeft een 3,6 keer lagere energiedichtheid dan benzine. Vanwege de lagere energiedichtheid en de noodzaak om de temperatuur van de waterstof tot  $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$  te verlagen – wat veel energie kost<sup>27</sup> – is transport van vloeibare waterstof per schip over grote afstanden duurder dan transport van aardolie(producten). Andere opties zijn om waterstof te binden aan een dragermateriaal (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*; LOHCs), of met stikstof of  $\text{CO}_2$  om te zetten in ammoniak of methanol. Deze stoffen zijn eenvoudiger in grote hoeveelheden te transporteren. De kosten voor deze opties zijn echter ook relatief hoog, tenzij ammoniak en methanol direct worden gebruikt en niet op de importlocatie worden omgezet naar waterstof (zie paragraaf 6.4).

Als waterstof over de weg wordt getransporteerd gebeurt dat meestal nog niet in vloeibare maar in gecompriëerde vorm in hogedrukvaten, onder een druk van 200 tot 500 atmosfeer<sup>28</sup>. Transport per truck gebeurt in tube trailers, waarmee per truck 500 tot 1000 kilogram (60 tot 120 GJ) waterstof kan worden vervoerd<sup>29</sup>. In vergelijking met een tankwagen voor het transport van bijvoorbeeld 30.000 liter benzine – 930 GJ – kan er per rit dus 8 tot 16 keer minder energie vervoerd worden. Bij toenemende vraag zal distributie van waterstof waarschijnlijk ook in vloeibare vorm plaatsvinden. De energiedichtheid in MJ/l van vloeibare waterstof is 3,6 keer kleiner dan die van benzine.

Als waterstof als brandstof in het wegverkeer wordt gebruikt gebeurt de opslag in het voertuig tot nu toe meestal in drukvaten. Bij personenwagens wordt met een druk van 700 bar gewerkt, terwijl bussen en vrachtwagens op 350 bar tanken<sup>30</sup>. Volgens Toyota<sup>31</sup> kan een personenauto ongeveer 6 kilogram tanken, waarmee circa 600 kilometer kan worden gereden. Dat is vergelijkbaar met een benzineauto. Verschillende vrachtwagenfabrikanten hebben al trucks voor zwaar transport ontwikkeld die rijden op waterstof (in combinatie met brandstofcellen en elektromotoren). Hyundai heeft bijvoorbeeld de Xcient-truck ontwikkeld die voorzien is van drukvaten op 350 bar en een actieradius heeft van 400 km; Mercedes-Benz heeft de GenH<sub>2</sub>-truck ontwikkeld met een laadvermogen van 25 ton en een actieradius van 1.000 kilometer<sup>32</sup>. De truck maakt gebruik van vloeibare waterstoftanks die in totaal 80 kilogram waterstof kunnen bevatten. Mercedes-Benz claimt in 2025 met serieproductie te kunnen beginnen.

---

<sup>27</sup> Ongeveer een kwart van de energie die in de waterstof is opgeslagen (<https://www.waterstofnet.eu/nl/waterstof/hoe-verloopt-opslag-en-distributie#default>).

<sup>28</sup> <https://www.waterstofnet.eu/nl/waterstof/hoe-verloopt-opslag-en-distributie#default>.

<sup>29</sup> <https://www.dewereldvanwaterstof.nl/gasunie/infrastructuur/>.

<sup>30</sup> <https://www.waterstofnet.eu/nl/waterstof/welke-toepassingen-kent-waterstof#default>.

<sup>31</sup> <https://www.toyota.nl/waterstof/actieradius.json#:~:text=Actieradius procentzowaterstofauto procentzoDe procentzoactieradius procentzovan procentzoen procentzowaterstofauto procentzois,heeft procentzode procentzoauto procentzoen procentzoactieradius procentzovan procentzo650 procentzokilometer.>

<sup>32</sup> <https://truckstar.nl/mercedes-benz-presenteert-eigen-waterstoftruck-genh2/>.



## 2.3 Veiligheid

### **Waterstof**

Wanneer de juiste veiligheidsvoorschriften in acht worden genomen kan waterstof net als andere brandbare gassen op een veilige manier worden toegepast. In de chemische industrie en in raffinaderijen worden al tientallen jaren zonder ongelukken grote hoeveelheden waterstof gebruikt. De veiligheidsrisico's van waterstof hebben vooral betrekking op het feit dat er vaak met hoge druk wordt gewerkt, dat het een lage ontstekingsenergie en een hoge vlamsnelheid heeft en bovendien met een niet-zichtbare vlam brandt<sup>33</sup>. Waterstof is bovendien in besloten ruimtes bij aanwezigheid van zuurstof en een ontstekingsbron in een breed concentratiegebied explosief (15 tot 59 procent). De vluchtigheid van waterstof maakt dat het meer dan aardgas in bepaalde componenten zoals koppelingen en aansluitingen de neiging heeft tot lekken. Echter, doordat waterstof 14 keer lichter is dan lucht, stijgt het in zuivere vorm met een snelheid van bijna 20 meter per seconde. Bij kleine lekkages is dat gunstig omdat het gas zich dan niet ophoopt. Bij kleine lekkages in afgesloten ruimtes en bij grote lekkages – bijvoorbeeld door graafschade – zijn er natuurlijk wel risico's op het ontstaan van brandbare of explosieve mengsels, net als bij aardgas.

### **Ammoniak**

Waarschijnlijk zal waterstof niet alleen in zuivere vorm (gecomprimeerd of vloeibaar) worden getransporteerd, maar ook in de vorm van waterstofderivaten zoals ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) en *liquid organic hydrogen carriers* (LOHC's). (TNO/Arcadis/Berenschot 2023) verwacht dat er voorlopig (in ieder geval tot 2035) nog geen volledig ontwikkelde Europese infrastructuur zal zijn die import van gasvormige waterstof via buisleidingen mogelijk maakt uit Noord-Afrika, Middelen Europa of andere delen van Europa. Transport vanaf de Rotterdamse haven naar Chemelot in Limburg en naar Duitsland zullen vooralsnog per spoor, over de weg of per binnenschip moeten gebeuren. Import door België zal grotendeels met schepen via de Westerschelde plaatsvinden.

(TNO/Arcadis/Berenschot 2023) verwacht dat de import van hernieuwbare waterstof op de korte termijn vooral zal plaatsvinden in de vorm van ammoniak. In principe kan de ammoniak in de ontvangende haven worden omgezet naar waterstof, maar mogelijk zal men het ook in de vorm van ammoniak willen transporteren, bijvoorbeeld naar kunstmestproducent OCI op Chemelot. Ook potentiële afnemers in Duitsland hebben aangegeven liever ammoniak dan waterstof te importeren (IenW/EZK 2023). Zolang daarvoor geen buisleidingnet is aangelegd zal dat transport ten opzichte van de huidige situatie tot een grote stijging van het aantal vervoersbewegingen met ammoniak over de weg, het spoor en water kunnen leiden. Als daarbij een ongeluk gebeurt kunnen de gevolgen groot zijn. Ammoniak is giftig en bijtend, en heeft in potentie een groot effectgebied met potentiële slachtoffers op meer dan 500 meter van het ongeval.

In (IenW/EZK 2023) geeft de rijksoverheid aan de fundamentele vraag te willen beantwoorden welke rol hij ziet voor ammoniak als energiedrager bij de energietransitie binnen ons land en water, in geval van wenselijkheid en noodzakelijkheid, voor nodig is om verantwoord om te gaan met de risico's. (NPE 2023) geeft aan dat het transport binnen Nederland wordt ontmoedigd, met name per spoor.

---

<sup>33</sup> <https://www.waterstofnet.eu/nl/waterstof/is-waterstof-veilig>.

## 3 Huidige productie en toepassing van grijze waterstof

### 3.1 Inleiding

In Nederland, de EU en de wereld wordt grijze waterstof al op grote schaal toegepast als grondstof in de industrie (vooral voor ammoniak- en methanolproductie) en in raffinaderijen (voor kraken en ontzwavelen). Waterstofhoudende restgassen die vrijkomen bij bijvoorbeeld stoomkraken van nafta worden op grote schaal als brandstof gebruikt.

De in dit hoofdstuk vermelde jaarlijks gebruikte hoeveelheden grijze waterstof en de bij de productie vrijkomende hoeveelheden CO<sub>2</sub> geven een indruk van de opgave om alleen al de huidige hoeveelheden grijze waterstof te vervangen door groene of blauwe waterstof. Uitgaande van een omzettingsrendement van 62 procent<sup>34</sup> – gebaseerd op de *lower heating value* (LHV) van waterstof – zou per petajoule (8,3 kiloton) groene waterstof ruim 1,6 petajoule hernieuwbare elektriciteit nodig zijn. Voor de productie van blauwe waterstof zou 55 – 90 procent van de vrijkomende CO<sub>2</sub> moeten worden afgevangen en opgeslagen (IEAGHG 2017). Per petajoule gaat het dan om 43 tot 74 kiloton CO<sub>2</sub>. Als de vraag uit de in hoofdstuk 1 genoemde bestaande en nieuwe toepassingen van waterstof toeneemt wordt de opgave vanzelfsprekend groter.

### 3.2 Nederland

In Nederland wordt waterstof momenteel vooral gebruikt binnen de chemische industrie en de raffinaderijen in de clusters Noord-Nederland (Delfzijl/Eemshaven), IJmond (Tata Steel), Zeeland, Zuid-Limburg (Chemelot) en Rotterdam/Moerdijk. Het merendeel wordt binnen de clusters zelf geproduceerd via *steam methane reforming* (SMR) van aardgas en raffinaderijgas, of is een bestanddeel van restgassen. Desgewenst kunnen daarnaast kleine hoeveelheden worden geïmporteerd via een waterstofnet met België. Het betreft zogenaamde grijze waterstof, oftewel waterstof uit fossiele bronnen zonder toepassing van CCS<sup>35</sup>.

Tabellen 3.1 en 3.2 geven een overzicht van de volgens TNO/CBS (2020) jaarlijks gebruikte hoeveelheden, onderverdeeld naar respectievelijk toepassing en industriecluster. Deze studie van TNO en CBS bouwt voort op een inventarisatie die DNVGL in 2019 heeft uitgevoerd<sup>36</sup>.

De vermelde hoeveelheden hebben betrekking op zowel zuivere waterstof als waterstof in synthegas (een mengsel van CO en H<sub>2</sub>) en in restgassen. In totaal gaat het om 1.500 kiloton, overeenkomend met 180 PJ<sub>LHV</sub>. Daarvan bestaat 1.290 kiloton (152 PJ<sub>LHV</sub>) uit zuivere waterstof of uit waterstof

---

<sup>34</sup> Zie tabel 6.1.

<sup>35</sup> Afvang en opslag van CO<sub>2</sub>.

<sup>36</sup> <https://www.dnv.nl/news/filling-the-data-gap-an-update-of-the-2019-hydrogen-supply-in-the-netherlands-162721>.

in gasstromen die relatief eenvoudig kunnen worden opgewerkt tot zuivere waterstof. Het grootste deel (875 kiloton oftewel 104 PJ<sub>LHV</sub>) wordt via SMR uit aardgas geproduceerd, 69 PJ<sub>LHV</sub> wordt geproduceerd bij de verwerking van olieproducten en het overige deel (7 PJ<sub>LHV</sub>) is een bijproduct bij de productie van cokes en chloor via elektrolyse.

In Delfzijl wordt de geproduceerde waterstof vooral gebruikt voor de productie van methanol, in Zeeland en Zuid-Limburg vooral voor de ammoniakproductie, en in Rotterdam voor kraken en ontzwellen in raffinaderijen. In IJmond gaat het om waterstof in cokesovengas, dat als brandstof wordt ingezet in de processen van Tata en voor de productie van stoom en elektriciteit in WKK.

**Tabel 3.1**  
Waterstofverbruik in 2019 in kiloton en PJ<sub>LHV</sub>, onderverdeeld naar toepassing

Toepassing	kton	PJ <sub>LHV</sub>
Ammoniak	480	58
Raffinage (kraken, ontzwellen)	544	65
Overig gebruik zuiver waterstof <sup>a</sup>	143	17
Methanol	102	12
Restgassen voor ondervuring	231	28
<b>Totaal</b>	<b>1.500</b>	<b>180</b>

a) in de chemische industrie (bijvoorbeeld bij de productie van harsen en vezels), de voedings-, de glas-, de metallurgische en de elektronica-industrie en bij de productie van biobrandstoffen.

Bron: (TNO/CBS 2020)

**Tabel 3.2**  
Waterstofverbruik in 2019 in kiloton en PJ<sub>LHV</sub>, onderverdeeld naar industriecluster<sup>a</sup>

locatie	kton	PJ <sub>LHV</sub>
Delfzijl/Eemshaven	105	13
IJmond	45	5
Zuid-Limburg (Chemelot)	209	25
Rotterdam/Moerdijk	644	77
Zeeland	497	60
<b>Totaal</b>	<b>1.500</b>	<b>180</b>

Bron: (TNO/CBS 2020)

Om de 152 PJ<sub>LHV</sub> grijze waterstof voor chemie en raffinage (dus exclusief restgassen voor ondervuring) volledig te vervangen door groene waterstof is bij een omzettingsrendement van 62 procent (LHV) 250 PJ (69 TWh) hernieuwbare elektriciteit nodig. Om die hoeveelheid met bijvoorbeeld wind op zee op te wekken is – uitgaande van 4.740 vollastuur (tabel 6.1) – een vermogen van ongeveer 15 gigawatt nodig. Het benodigde elektrische vermogen van groenewaterstoffabrieken is eveneens bijna 15 GW.

De CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit die nodig is als men er voor zou kiezen om alle zuivere en makkelijk te zuiveren waterstof 'blauw' te maken laat zich lastig vaststellen. Alleen voor de productie uit aardgas via SMR is een emissiefactor bekend (i.c. 9 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>), niet voor de waterstof die geproduceerd wordt bij de verwerking van olieproducten en de productie van cokes. Om toch een indicatie te geven: bij uitvoering van de bestaande plannen voor CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag volgens de Cluster

Energiestrategieën zou jaarlijks CO<sub>2</sub> 9,5 megaton worden afgevangen en opgeslagen (zie paragraaf 5.1.2).

### 3.3 Europa

Tabel 3.3 geeft een overzicht van de hoeveelheden waterstof die in de EU jaarlijks worden gebruikt in verschillende processen (FCH JU 2019). Anders dan voor Nederland zijn geen cijfers bekend voor het gebruik van waterstofhoudende restgassen voor ondervuring; daardoor zijn de totaalcijfers niet één op één vergelijkbaar. Net als in Nederland wordt in de EU het merendeel van de waterstof geproduceerd via SMR of uit restgassen, en wordt tot nu toe geen CCS toegepast.

**Tabel 3.3**  
Jaarlijks waterstofgebruik in kiloton en PJ<sub>LHV</sub>, onderverdeeld naar toepassing

Toepassing	kton	PJ <sub>LHV</sub>
Ammoniak	3.867	464
Raffinage (kraken, ontzwavelen)	4.592	551
Overig gebruik zuiver waterstof <sup>a</sup>	900	108
Methanol	808	97
<b>Totaal</b>	<b>10.170</b>	<b>1.220</b>

a) Zoals overige chemicaliën, staalbewerking, lassen, glasproductie, autobrandstoffen en halfgeleidersproductie.

Bron: (FCH JU 2019)

Om de totale huidige hoeveelheid grijze waterstof te vervangen door groene waterstof is bij een omzettingsrendement van 62 procent (LHV) bijna 1.970 PJ (547 TWh) hernieuwbare elektriciteit nodig. Gesteld dat die hoeveelheid elektriciteit wordt opgewekt met een Europees park dat voor elk 33 procent van het vermogen bestaat uit zon-PV met 1.700 vollastuur<sup>37</sup>, wind op zee met 4.740 vollastuur en wind op land met 3.000 vollastuur, dan is in totaal 174 GW aan opwekkingscapaciteit voor hernieuwbare elektriciteit nodig, en eveneens 174 GW elektrolysecapaciteit.

Volgens (COM(2020) 301 final) bedraagt de jaarlijkse CO<sub>2</sub>-emissie als gevolg van de productie van grijze waterstof 70 tot 100 miljoen ton; om die waterstof 'blauw' te maken zou daarvan 55 – 90 procent oftewel jaarlijks 39 tot 90 megaton moeten worden afgevangen en opgeslagen.

### 3.4 Wereld

Tabel 3.4 geeft een overzicht van de hoeveelheden waterstof die in 2018 mondiaal werd gebruikt in verschillende processen (IEA 2019).

<sup>37</sup> Volgens <https://solargis.com/maps-and-gis-data> kan zon-PV in Zuid-Europese landen circa 1.700 vollastuur realiseren.

Het gebruik van zuivere waterstof voor de productie van ammoniak, kraken en ontzwavelen in raffinaderijen en overige, niet-gespecificeerde toepassingen bedroeg in 2018 73.000 kiloton. Daarnaast werd 42.000 kiloton waterstof in gasmengsel (synthesegas en restgas) gebruikt voor de productie van methanol en ijzer via *direct reduced iron* en voor overige toepassingen, waaronder warmteopwekking.

**Tabel 3.4**  
Waterstofgebruik in 2018 in kiloton en PJ<sub>LHV</sub>, onderverdeeld naar toepassing

Toepassing	kton	PJ <sub>LHV</sub>
<b>Ammoniak</b>	31.000	3.720
<b>Raffinage (kraken, ontzwavelen)</b>	38.000	4.560
<b>Overig gebruik zuiver waterstof</b>	4.000	480
<b>Methanol</b>	12.000	1.440
<b>DRI (<i>direct reduced iron</i>)</b>	4.000	480
<b>Warmte- en elektriciteitsproductie (waterstof in restgassen)</b>	26.000	3.120

Bron: (IEA 2019)

Voor de productie van de zuivere waterstof werd volgens (IEA 2019) 8.200 PJ aardgas, 3.100 PJ steenkool, 84 PJ aardolie en 84 PJ elektriciteit gebruikt<sup>38</sup>; minder dan 100 kiloton werd met hernieuwbare energie opgewekt, en bij minder dan 400 kiloton werd CCS toegepast<sup>39</sup>. De CO<sub>2</sub>-emissie bedroeg 830 megaton. Als de totale hoeveelheid grijze waterstof (exclusief restgassen) vervangen zou worden door groene waterstof is daarvoor naar schatting 17.225 PJ (bijna 4.748 TWh) hernieuwbare elektriciteit nodig. Gesteld dat die hoeveelheid elektriciteit wordt opgewekt met een mondiaal park dat voor elk 33 procent van het vermogen bestaat uit zon-PV met 1.700 vollastuur, wind op zee met 4.740 vollastuur en wind op land met 3.000 vollastuur, dan is in totaal 1.510 GW aan opwekkingscapaciteit voor hernieuwbare elektriciteit nodig, en eveneens 1.510 GW elektrolyse-capaciteit. Om de waterstof 'blauw' te maken zou bij een afvangpercentage van 55 – 90 procent jaarlijks 457 tot 747 megaton moeten worden afgevangen en opgeslagen.

<sup>38</sup> 6 procent van de mondiale aardgasproductie en 2 procent van de mondiale steenkoolproductie.

<sup>39</sup> CO<sub>2</sub>-afvang bij waterstofproductie in de kunstmestindustrie voor hergebruik bij de eigen ureumproductie is daarbij waarschijnlijk buiten beschouwing gelaten.

## 4 Huidig beleid

### 4.1 Nederland

#### 4.1.1 Doelstellingen 2030

Volgens het Klimaatakkoord (28 juni 2019) moet in de industrie en havens in 2025 500 MW en in 2030 en 3 – 4 GW elektrolyservermogen zijn gerealiseerd, met een koppeling aan waterstofopslaglocaties en uitbouw van infrastructuur. De ontwikkeling moet in de pas lopen met de extra groei van het aandeel duurzame elektriciteit. Het Klimaatakkoord zet daarnaast ook in op waterstof uit biogene grondstoffen, mits die duurzaam zijn geproduceerd. Er moet daarbij voor gezorgd worden dat de inzet van blauwe waterstof – geproduceerd uit aardgas met afvang en hergebruik of opslag van CO<sub>2</sub> – optimaal bijdraagt aan de ontwikkeling van een breder waterstofsysteem, zonder de groei van groene waterstof te belemmeren.

In de kamerbrief ‘Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof’ van 23 juni 2023 (EZK 2023a) is aangegeven dat de bindende Europese doelen voor gebruik van hernieuwbare waterstofderivaten in de industrie en mobiliteit in 2030 (zie paragraaf 4.2.1) al circa 4 gigawatt elektrolysecapaciteit in binnen- of buitenland vereisen. De rijksoverheid streeft voor 2032 naar een elektrolysecapaciteit van 8 GW, waarbij de exacte planning zal samenhangen met het tempo van de uitrol van windenergie op zee, de uitbreiding van energie-infrastructuur en de verwachte elektrificatie bij eindgebruikers in de industrie.

#### 4.1.2 Instrumentarium voor stimulering van productie van en vraag naar groene waterstof

Subsidies voor productie en import en een voorgenumen afnameverplichting in combinatie met vraagsubsidies voor industriële waterstofgebruikers zijn volgens (EZK 2023a) de belangrijkste ingrediënten voor de stimulering van productie en gebruik van groene waterstof. De afnameverplichting komt voort uit de Europese *Renewable Energy Directive* (RED, zie paragraaf 4.2.1 voor de vastgestelde lidstaatverplichtingen). Deze ingrediënten moeten de onrendabele top verkleinen en investeringszekerheid vergroten. In (EZK 2023a) worden daarnaast interventies beschreven die gericht zijn op de randvoorwaarden voor opschaling, zoals vergunningverlening, infrastructuur en ruimte, en beschikbare hernieuwbare elektriciteit. Deze interventies moeten de onrendabele top verkleinen en investeringszekerheid vergroten.

De kamerbrief ‘Instrumentarium hernieuwbare waterstof’ van 30 oktober 2023 (EZK 2023b) verschaft op basis van een aantal externe onderzoeken en consultatiereacties meer duidelijkheid over de vormgeving van het instrumentarium voor hernieuwbare waterstof. Volgens de brief vraagt de juiste balans tussen de drie beleidsdoelen ‘kosteneffectieve verduurzaming van de industrie’, ‘op-schaling van de elektrolysecapaciteit naar 4 GW in 2030’ en het ‘RED-doel voor de industrie’ om een beleidsmix met een lage jaarverplichting voor de industrie en een relatief groot subsidiebudget voor elektrolyseprojecten, aangevuld met subsidies voor de industrie om de overstap op hernieuwbare waterstof te faciliteren. De rijksoverheid beoogt daarbij om eerst het aanbod op te schalen en vervolgens via prikkels op gebruikers de verdere groei te faciliteren. Vroege investeringen in

elektrolyse verminderen volgens (EZK 2023b) weliswaar de kosteneffectiviteit van CO<sub>2</sub>-reductie op korte termijn, maar dragen bij aan een meer betaalbare transitie op de lange termijn.

### **Afnameverplichtingen**

De beoogde afnameverplichting voor de industrie en de verplichting hernieuwbare energie in vervoer moeten volgens (EZK 2023a) zekerheid creëren voor de investeringen in de verdere opschaling van het aanbod. De voorgenomen afnameverplichting voor waterstofgebruikers in de industrie wil de rijksoverheid op 1 januari 2026 laten ingaan. De externe onderzoeken en consultaties maken volgens (EZK 2023b) duidelijk dat een jaarverplichting van 24% of hoger een risico vormt voor CO<sub>2</sub>-reductie, de concurrentiepositie van de industrie en de ontwikkeling van een liquide markt, en niet goed aansluit op gestelde randvoorwaarden, zoals voldoende aanbod en infrastructuur.

### **Subsidies**

De rijksoverheid wil in 2024 1 miljard euro uit het klimaatfonds beschikbaar stellen voor grootschalige elektrolyse en 3,9 miljard euro reserveren voor opschaling in de jaren daarna. Daarnaast investeert de rijksoverheid 250 miljoen euro in grootschalige waterstofopslag en 1,35 miljard euro in offshore elektrolyse (ook uit het Klimaatfonds). Ook komt er een tender van 300 miljoen euro voor importprojecten (in samenwerking met het Duitse H2Global-initiatief)<sup>40</sup>. Dit komt bovenop bestaande subsidies, zoals de DEI+, de SDE++, de IPCEI-waterstof en de opschalingsregeling voor kleinere elektrolyseprojecten (zie tekstkader 'Huidige Nederlandse financiële instrumentarium voor onderzoek, opschaling en uitrol van groene waterstof' voor een toelichting). Bij elkaar opgeteld is voor elektrolyse 8,2 miljard beschikbaar<sup>41</sup>.

Omdat (potentiële) industriële waterstofgebruikers bij de overstap op hernieuwbare waterstof nog tegen kosten of financiële risico's aanlopen ziet de rijksoverheid subsidies aan de vraagzijde als een noodzakelijk sluitstuk om de overstap op hernieuwbare waterstof te faciliteren en zo het RED-doel te kunnen halen (EZK 2023b). Volgens dat RED-doel moeten lidstaten ervoor zorgen dat de bijdrage van RFNBO<sup>42</sup> die worden gebruikt in de industrie (inclusief raffinaderijen<sup>43</sup>) tegen 2030 ten minste 42 procent bedraagt van de waterstof die wordt gebruikt in de industrie. Als EZK besluit om een verplichting in te voeren die lager is dan het RED-doel, verwacht (of hoopt) EZK dat subsidies ervoor kunnen zorgen dat het gat met 42% wordt overbrugd.

Met een aantal correctiemechanismen – die nog moeten worden uitgewerkt – wil de rijksoverheid ervoor zorgen dat de verkregen subsidies over de gehele keten nooit groter zijn dan de totale onrendabele top, en het mogelijk maken dat bedrijven in de opstartfase verschillende instrumenten kunnen combineren wanneer dat efficiënt is. Zo beoogt de rijksoverheid een snelle opschaling op de meest doelmatige manier te bereiken.

---

<sup>40</sup> H2Global organiseert tenders om – via een veilingstelsel – op basis van tienjarige contracten waterstof van derde landen in te kopen en door te verkopen aan de industrie in de vorm van éénjarige contracten. Er wordt dus waterstof via langetermijncontracten ingekocht tegen een zo laag mogelijke prijs en verkocht aan de hoogste bidder via kortetermijncontracten. H2Global compenseert vervolgens het eventuele prijsverschil tussen grijze en groene waterstof.

<sup>41</sup> Daarbij is de 750 miljoen euro die in de SDE++ is gereserveerd voor moleculen voor een derde aan groene waterstof toegerekend.

<sup>42</sup> *Renewable fuels of non-biological origin*, oftewel met groene waterstof geproduceerde brandstoffen.

<sup>43</sup> Alleen voor dat deel van de productie dat als grondstof naar de chemische industrie gaat.

## **Randvoorwaarden**

Om te borgen dat er voldoende hernieuwbare elektriciteit is voor elektrolyseprojecten moeten ontwikkelaars van wind- en zonneparken volgens (EZK 2023a) een prikkel hebben om contracten met waterstofproducenten af te sluiten. Op basis van aanvullende criteria voor systeemintegratie bij tenders voor wind-op-zee kunnen leveranciers punten krijgen voor flexibele elektriciteitsvraag nabij aanlandlocaties. Mochten de systeemintegratiecriteria onvoldoende leiden tot de realisatie van elektrolyseprojecten dan zal de rijksoverheid nogmaals kijken naar de invoering van verregaande opties zoals de zogeheten gecombineerde tenders. De risico's van zulke tenders zijn echter marktverstoring en suboptimale allocatie van windstroom.

In het Programma Energiehoofdstructuur wil de rijksoverheid voorkeursgebieden vastleggen voor grootschalige elektrolyse. In het programma VAWOZ<sup>44</sup> worden deze voorkeursgebieden elektrolyse en aanlanding van wind op voor 2031 en verder uitgewerkt.

Vertraging bij vergunningsprocedures wil de rijksoverheid voorkomen door elektrolyseprojecten met een vermogen groter dan 100 MW, inclusief infrastructuur, onder te brengen bij de Rijkscoördinatieregeling (RCR). Vertragingen bij realisatie van en aansluiting op elektriciteitsnetten door betere prioritering voorkomen moeten worden. Het 'prioriteringskader uitbreidingsinvesteringen netbeheerders' van 17 maart 2023 moet daar bij helpen. Het uitgangspunt van dat kader is om extra prioriteit te geven aan MIEK-projecten<sup>45</sup>. Dat zijn op dit moment onder andere de verbindingen van windparken op zee en de verzwaring van elektriciteitsnetten voor de verduurzaming van de vijf grootste industrieclusters. Voor de toekomst onderzoekt de ACM of en hoe projecten die helpen congestie te verminderen middels prioritering voorrang kunnen krijgen.

### **Huidige Nederlandse financiële instrumentarium voor onderzoek, opschaling en uitrol van groene waterstof (niet uitputtend)**

*DEI+ (Demonstratie energie- en klimaatinnovatieregeling).* De DEI+-regeling ondersteunt kleinschalige pilot- en demonstratieprojecten op het gebied van productie, opslag/conversie en toepassing van waterstof. Momenteel geeft het thema "waterstof en groene chemie" uitvoering aan het GroenvermogenNL programma. Voor 2023 is het budget 29,4 miljoen euro<sup>46</sup>.

*Nationaal Groeifonds.* Vanuit het Nationale Groeifonds is in maart 2021 73 miljoen euro voorwaardelijke toegekend (met een reservering van 265 miljoen euro) voor een groen waterstofplan van het groeifondsprogramma GroenvermogenNL. De reservering van 265 miljoen euro is 31 maart 2023 omgezet in een toekenning van 119 miljoen euro. Eerder, op 14 april 2022 is bekend gemaakt dat GroenvermogenNL 500 miljoen euro extra krijgt om de realisatie van een groen waterstofecosysteem in Nederland te versnellen. Volgens de website van Groenvermogen maakt deze toekenning

---

<sup>44</sup> VAWOZ staat voor Verkenning Aanlanding Windenergie op Zee.

<sup>45</sup> MIEK staat voor Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat.

<sup>46</sup> <https://groenvermogen.nl/nieuws/dei-waterstof-regeling-meer-waterstof-en-efficiëntere-verdeling/>.



het mogelijk uiterlijk in 2026 elektrolyserinstallaties van minimaal 100 MW voor industriële toepassingen te realiseren<sup>47</sup>.

*SDE++ (Stimulering duurzame energieproductie en klimaattransitie).* Deze op uitrol gerichte exploitatiesubsidie stimuleert naast duurzame energieproductie ook CO<sub>2</sub>-emissiereductie door de onrendabele top (de kostprijs minus de marktprijs van het geproduceerde product) te vergoeden tot een maximum van 300 euro per ton vermeden CO<sub>2</sub>. Volgens het SDE++-advies van 2022 (PBL 2022a) was de onrendabele top van groene waterstof in die jaren hoger dan dat maximum. Desondanks hebben in 2022 2 projecten SDE++-subsidie aangevraagd en een beschikking gekregen voor de productie van waterstof met hernieuwbare elektriciteit. Voor de aanvraagronde van de SDE++ in 2023 zorgen zogenaamde 'hekjes' ervoor dat technieken die werken met moleculen – waaronder waterstof valt – meer kans maken op subsidie. Hiervoor is in 2023 750 miljoen euro gereserveerd, maar de toepassing van deze hekjes is nog onder voorbehoud van goedkeuring door de Europese Commissie. De SDE++ ondersteunt tevens de afvang van CO<sub>2</sub> (CCS) bij de productie van grijze waterstof.

*OWE (Opschalingsinstrument waterstofproductie via elektrolyse).* In de zomer van 2023 wil de rijksoverheid een eerste tender met een budget van circa 250 miljoen euro beschikbaar stellen via de opschalingsregeling voor elektrolyseprojecten van 50 MW en kleiner. De regeling stelt een subsidie beschikbaar voor investeringskosten en operationele kosten voor een periode van 7 – 15 jaar.

*IPCEI-waterstof (Important Project of Common European Interest).* Via deze regeling kan de Europese Commissie goedkeuring geven voor overheidssteun aan belangrijke projecten van gemeenschappelijk Europees belang. Door meerdere nationale projecten te integreren in één groot project op Europese schaal wil de Europese Commissie de totstandkoming van een robuuste waardeketen voor klimaatneutrale waterstof bevorderen. In december 2022 heeft de rijksoverheid besloten 783,5 miljoen euro te verdelen over 7 door de Europese Commissie goedgekeurde projecten<sup>48</sup>.

*HBE's (Hernieuwbare brandstofeenheden).* HBE's worden verstrekt bij uitgifte van hernieuwbare energie in de transportsector in Nederland en vertegenwoordigen een waarde van 13 – 21 euro/GJ<sup>49</sup>. Voor groene waterstof geldt een vermenigvuldigingsfactor van 2,5. Dat betekent dat 1 kg waterstof (0,12 GJ) 0,3 HBE's oplevert, met een waarde van 3,9 tot 6,3 euro. Waterstof kan daarbij direct als brandstof geleverd worden aan voertuigen met een brandstofcel, maar ook eerst omgezet worden tot een vloeibare brandstof zoals methanol. Een derde optie is om groene waterstof in te zetten bij de raffinage van aardolie waar normaliter grijze waterstof wordt ingezet. In mei 2022 heeft de rijksoverheid besloten dat projecten tot en met 2030 gebruik kunnen maken van de raffinageroute. De rijksoverheid overweegt wel het volume onder de raffinageroute te maximeren (EZK 2022a).

---

<sup>47</sup> <https://www.groenvermogen.nl/nieuws/500-miljoen-extra-voor-groene-waterstof-en-chemie-via-groenvermogen.nl?msclkid=9ac2focbbfeb11ec87ec5b013310c509>.

<sup>48</sup> CurtHyl van Air Liquide en Vattenfall (200 MW), ELYgator van Air Liquide (200 MW), HyNetherlands van Engie (850 MW), H<sub>2</sub>-Fifty van BP en HyCC (250 MW), H<sub>2</sub>ermes van HyCC en Tata Steel (100 MW), Haddock van Ørsted en Yara (100 MW) en Holland Hydrogen 1 van Shell (200 MW).

<sup>49</sup> Gebaseerd op historische prijzen voor HBE-O in de periode maart 2021 tot juli 2022 volgens biobrandstoffen-broker Olyx.

### 4.1.3 Doelstellingen voor wind op zee

In deze achtergrondstudie is ervan uitgegaan dat groenewaterstoffabrieken hun elektriciteit vooral zullen betrekken van windparken op zee, aangezien die het grootste aantal vollasturen per jaar kunnen leveren (circa 4.740). Wind op land – circa 3.000 vollasturen – zou een bijdrage kunnen leveren, maar het toekomstige vermogen zal naar verwachting bescheiden zijn (circa 8 MW). Zon op land heeft in Nederland minder dan 1.000 vollasturen en lijkt daarom minder geschikt als bron voor groenewaterstofproductie.

De doelstelling voor wind op zee in 2030 is begin 2022 verhoogd van 11 GW naar circa 21 GW. In de kamerbrief ‘Windenergie op zee 2030-2050’ van 16 september 2022 geeft de rijksoverheid aan wat zijn visie is op de verdere realisatie van windenergie op zee na 2030, en wat er nodig is om die succesvol vorm te geven (EZK 2022b). In de voorbereidende stappen voor de verdere uitrol van windenergie op zee na 2030 wil de rijksoverheid kijken naar de bovenkant van de bandbreedte van bestaande energie-scenario’s: circa 50 GW in 2040 en circa 70 GW in 2050. De rijksoverheid gaat onderzoeken hoe deze doorgroei er concreet uit kan zien en of dit ook daadwerkelijk haalbaar is, gezien de ecologische impact en gevolgen voor andere gebruiksfuncties op de Noordzee. De energietransitie op de Noordzee moet gelijk oplopen met de voedsel- en natuurtransitie op de Noordzee. Daarnaast blijft ook ruimte nodig voor activiteiten van nationaal belang zoals (veilige) scheepvaart, zandwinning en defensie en mijnbouw.

Bij de verdere doorgroei van windenergie op zee na 2030 verwacht de rijksoverheid dat er naast elektriciteit ook waterstof op de Noordzee geproduceerd zal worden. Na 2030 zal windenergie op zee grotendeels in verder gelegen gebieden op de Noordzee komen. De rijksoverheid gaat daarom bij de uitrol van windenergie op zee werken met een hub-gebaseerde aanpak waarbij voor deze grotere gebieden integraal bekeken wordt in welke vorm (elektronen of moleculen) de opgewekte energie het beste aan land gebracht kan worden. Op basis van het realisatiepad richting 2050 en op basis van toekomstige keuzes over de ruimtelijke inrichting van de Noordzee (via het Programma Noordzee), zal ook een Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050 worden opgesteld met daarin een strategisch beeld waar de rijksoverheid energiehubs verwacht en welke infrastructuur hiervoor nodig is. TenneT blijft de netbeheerder van het net op zee voor elektrische infrastructuur. Voor waterstoftransport onderzoekt de rijksoverheid welke marktordening het beste past en welke eventuele rol hierin het beste past voor Gasunie.

### 4.1.4 Aanleg van een landelijk waterstoftransportnet

De rijksoverheid streeft er naar dat voor 2030 binnen alle industriële clusters open access waterstofnetwerken zijn aangelegd, en dat bovendien alle Nederlandse industrieclusters met een landelijk waterstofnetwerk met elkaar, met opslag en met het buitenland zijn verbonden. Daarbij zullen zoveel mogelijk delen van het bestaande aardgastransportnet worden hergebruikt. (EZK 2022c) onderscheidt 3 fasen in de uitrol van het transportnet. In de eerste fase (2025-2026) gaat het vooral om de aanleg van transportcapaciteit binnen industriële clusters, om geproduceerde groene en blauwe waterstof naar de gebruikers in de nabijheid te transporteren. Als volumes groter worden is opslag nodig<sup>50</sup> en zal ook meer uitwisseling van stromen plaats gaan vinden tussen de clusters.

---

<sup>50</sup> Bij een opgesteld vermogen van 3 – 4 GW in 2030 zijn volgens (EZK 2022) ongeveer 3 tot 4 cavernes nodig om een flexibel systeem te creëren en leveringszekerheid te waarborgen.

Import en doorvoer naar Duitsland en interconnectie met België worden ook al in de eerste fase voorzien. In de tweede fase (2027-2028) zouden ook het industriële cluster Chemelot in Limburg en industriële bedrijven die wat meer verspreid liggen in het land (cluster 6) gekoppeld moeten worden met de aan zee gelegen clusters. Op het tracé van Zeeland naar Chemelot komt naar verwachting tegen 2030 een leiding in het gasnet beschikbaar voor hergebruik, zodat een gesloten netwerk ontstaat. Daardoor kunnen veel plaatsen langs twee routes beleverd worden en wordt de leveringszekerheid vergroot. In de derde fase (uiterlijk 2030) kan de capaciteit van het transportnet worden vergroot door de druk te verhogen of door meer aardgasleidingen vrij te maken voor waterstof. Figuur 4.1 geeft een impressie van het transportnet in de derde fase. De gele lijnen representeren hergebruikte aardgasleidingen, de blauwe nieuwe leidingen.

Figuur 4.1

### Ontwikkeling transportnet waterstof fase 3



Bron: EZK (2022c)

De rijksoverheid heeft besloten dat Gasunie-dochter HyNetwork Services (HNS) de taak zal krijgen het transportnet te ontwikkelen en beheren. HNS zal daartoe een Dienst van Algemeen Economisch Belang (DAEB) worden. In de begroting van 2021 heeft het vorige kabinet 750 miljoen euro gereserveerd om de volloprisico's van het landelijke waterstofnetwerk te compenseren, aangezien tijdelijke of gedeeltelijke leegstand volgens (EZK 2022) niet te vermijden is.

(EZK 2023a) stelt dat de voortgang van de ontwikkeling van het transportnetwerk voor waterstof tussen de clusters (zie paragraaf 4.1.4) en van opslagcapaciteit op schema ligt. Voor 2030 zet de rijksoverheid allereerst in op de ontwikkeling van 4 zoutcavernes in 2030, om 4 GW te kunnen faciliteren. Tevens wil de rijksoverheid vóór 2030 een pilot rond de opslag van waterstof in een gasveld laten uitvoeren.

## 4.1.5 Nationaal Waterstof Programma (NWP)

In het Klimaatakkoord uit 2019 is afgesproken om een Nationaal Waterstof Programma (NWP) te organiseren voor het gezamenlijk realiseren van de ambities en afspraken op het gebied van waterstof. Dat programma – waarin publieke en private partijen samenwerken – zal zich primair richten op het ontsluiten van het aanbod van groene waterstof, de ontwikkeling van de benodigde infrastructuur, de samenwerking met diverse sectorprogramma's en het faciliteren van lopende initiatieven en projecten. Het NWP gaat echter niet over besluitvorming rond beleid, verdeling van subsidiemiddelen en investeringsbeslissingen van de markt. In november 2022 heeft het NWP een Routekaart Waterstof uitgebracht<sup>51</sup>. Ten aanzien van binnenlandse productie bepleit het NWP dat de rijksoverheid beleid moet voorbereiden voor de binnenlandse productie van 80 petajoule aan hernieuwbare waterstof in 2030, om er zeker van te zijn dat Nederland de Europese klimaatdoelen kan halen<sup>52</sup>. Volgens de routekaart vraagt dit om circa 6 tot 8 GW aan elektrolysecapaciteit, bij 4.400 – 5.000 vollasturen en 60 procent efficiëntie. Het NWP geeft aan dat dit een enorme opschaaling is die alleen mogelijk is met een programmatische aanpak en een helder groeipad. Om leereffecten te maximaliseren en leveringsproblemen te voorkomen pleit het NWP daarbij voor een lineaire groei van de elektrolysecapaciteit, met ook op korte termijn al grotere projecten.

Om de CO<sub>2</sub>-emissiedoelen van de industrie te kunnen halen en daarbij voldoende en stabiel aanbod van waterstof voor industriële toepassingen te kunnen continueren moet volgens de Routekaart naast groene waterstof ook voldoende blauwe waterstof uit aardgas en industriële restgassen worden geproduceerd: “een belangrijke reden is dat het jaren zal duren voordat voldoende hernieuwbare productiecapaciteit is opgebouwd om de huidige conventionele waterstofproductiecapaciteit te vervangen.”

## 4.2 Europa

### 4.2.1 Doelstellingen 2030

Op 14 juli 2021 is het *Fit for 55*-pakket door de Europese Commissie gepubliceerd (COM(2021) 550 final). Daarin wordt aangegeven hoe de Commissie de broeikasgasreductiedoelstelling van 55 procent in 2030 ten opzichte van 1990 wil realiseren. Een belangrijk onderdeel van dat pakket – naast aanpassingen van de regels en doelstellingen voor energie-efficiëntie, energiebelastingen, emissiehandel en transport – is een verhoging van de doelstelling voor het Europese aandeel van hernieuwbare energie van ten minste 32 procent tot ten minste 40 procent. Volgens de Europese Commissie zullen innovatieve energiedragers zoals waterstof – vooral waterstof die geproduceerd is met hernieuwbare elektriciteit – een sleutelrol spelen in een geïntegreerd energiesysteem (COM(2020) 301 final). Daarbij noemt de Commissie dezelfde toepassingen voor groene waterstof als in hoofdstuk 0 van dit achtergronddocument. Op 18 mei 2022 is naar aanleiding van de Russische inval in Oekraïne het *REPowerEU* Plan gepubliceerd (COM(2022) 230 final). Doel van dit plan is

---

<sup>51</sup> <https://www.nationaalwaterstofprogramma.nl/documenten/handlerdownloadfiles.ashx?idnv=2339011>.

<sup>52</sup> Mogelijk ging het NWP daarbij uit van hogere bijmengverplichtingen dan waartoe nu is besloten (respectievelijk 42 procent voor de industrie en 1 procent voor de transportsector. Die percentages leiden tot een vraag van circa 46 PJ in 2030 (paragraaf 4.2.1).

om de afhankelijkheid van Europa van de invoer van energie uit Rusland zo snel mogelijk af te bouwen. Onderdeel van het plan is een verhoging van de doelstelling voor het Europese aandeel van hernieuwbare energie van 40 procent naar 45 procent.

Met de publicatie van *Fit for 55* en *REPowerEU* liggen voor 2030 de volgende specifiek voor waterstof voorgestelde doelen ter goedkeuring door het Europese Parlement en de Europese Raad op tafel:

- In 2030 10 miljoen ton groenewaterstofproductie in de EU en 10 miljoen ton invoer. Volgens de *Joint Declaration* van de *European Electrolyser Summit* van 2022 is voor de productie van 10 miljoen ton per jaar ongeveer 140 GW elektrisch vermogen nodig<sup>53</sup>.
- Om de CO<sub>2</sub>-emissies als gevolg van waterstofproductie snel omlaag te brengen en het toekomstige gebruik van groene waterstof te ondersteunen zijn op de korte en middellange termijn ook andere vormen van CO<sub>2</sub>-arme waterstof (zoals blauwe waterstof) nodig (COM(2020) 301 final).
- De 'Richtlijn betreffende de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen'<sup>54</sup> zal de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen, waaronder waterstof, ondersteunen. Per 150 kilometer van het TEN-T kernnetwerk<sup>55</sup> en in elk stedelijk knooppunt zal er een tankstation voor waterstof beschikbaar zijn (EC 2021).
- In een voorlopig politiek akkoord van 29 maart 2023<sup>56</sup> is afgesproken dat:
  - lidstaten ervoor moeten zorgen dat de bijdrage van RFNBO die worden gebruikt in de industrie (inclusief raffinaderijen<sup>57</sup>) tegen 2030 ten minste 42 procent bedraagt van de waterstof die wordt gebruikt in de industrie. In 2035 moet dat 60 procent zijn. In de teller gaat het om de RFNBO's die in de industrie voor energetische en niet-energetisch gebruik worden verbruikt, en in de noemer om alle grijze, groene en blauwe waterstof voor energetische en niet-energetisch gebruik in de industrie, met uitzondering van onder andere waterstof die geproduceerd is uit restgassen en bijproducten. Ook RFNBO's die als tussenproduct voor de productie van transportbrandstoffen en biobrandstoffen worden gebruikt, zijn uitgezonderd. Vervanging van binnenlandse productie van ammoniak of methanol door de directe import van deze RFNBO's zou het doel in PJ's kunnen verlagen. Geïmporteerde groene ammoniak en methanol tellen wel mee in de teller, terwijl in de noemer mogelijk alleen het daadwerkelijke gebruik van waterstof meetelt. Er was echter op dit moment (voorjaar 2024) nog geen absolute zekerheid hoe het desbetreffende artikel 22a in de RED moet worden geïnterpreteerd.
  - lidstaten verplicht worden om in 2030 bij transportbrandstoffen – weg, luchtvaart en scheepvaart – een aandeel van 5,5 procent geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO's te realiseren. Hiervan moet ten minste 1 procentpunt bestaan uit RFNBO's. Binnen de totale energieconsumptie van de transportsector heeft de lidstaat de keuze om de zeevaart voor niet meer dan 13% van het bruto eindverbruik mee te tellen. In het kader van *ReFuelEU Aviation* is over de bijmenging van SAF (*sustainable aviation fuels*) overeengekomen: 2 procent in 2025, 6 procent in 2030, 20 procent in 2035 en 70 procent in 2050.

---

<sup>53</sup> In de *Joint Declaration* wordt daarbij uitgegaan van 3770 vollastuur en 70 procent rendement.

<sup>54</sup> *Alternative Fuel Infrastructure Directive*.

<sup>55</sup> *Trans-European Transport Network*.

<sup>56</sup> Met enkele wijzigingen is het Europees Parlement op 12 september 2023 akkoord gegaan met de RED III. Alleen de Europese Raad moet nog akkoord gaan.

<sup>57</sup> Alleen voor dat deel van de productie dat als grondstof naar de chemische industrie gaat.

Daarvan moet in 2030 1,2 procentpunt bestaan uit *e-fuels*<sup>58</sup>, oplopend tot 35 procentpunt in 2050.

(CE 2023) verwacht dat in 2030 ongeveer 35 PJ RFNBO's nodig zijn om aan de verplichting voor de industrie te voldoen<sup>59</sup>. Daar zou voor de vervoerssector (inclusief bunkerbrandstoffen) 5 PJ bijkomen. In totaal gaat het dan om 40 PJ. Voor 2035 is de verplichting voor de sector Industrie 60%, wat resulteert in een verwachte vraag van 50 PJ. Daarbovenop komt de vraag vanuit de verplichtingen voor de vervoerssector van ten minste circa 14 PJ in 2035. Dit geeft een totaal van (ten minste) 64 PJ in 2035.

## 4.2.2 Instrumentarium voor stimulering van productie van en vraag naar groene waterstof

### ETS

Vanaf 1 januari 2024 valt de productie van groene waterstof onder het EU ETS, waardoor hernieuwbare waterstof in aanmerking komt voor gratis rechten. Tot die datum was de productiebenchmark voor waterstof gebaseerd op conversie van koolwaterstoffen met stoom (*steam reforming*) van koolwaterstoffen, en werd de productie van waterstof via elektrolyse van water niet genoemd (COM(2021) 551 final). Dat betekende dat een fabriek die overschakelde van de productie van grijze waterstof via SMR naar de productie van groene waterstof via elektrolyse, geen gratis rechten meer ontving. In het geval van een SMR-installatie die beter presteerde dan de *benchmark* kon de fabriek door de overschakeling geen rechten meer verkopen en liep daardoor inkomsten mis. Door de reikwijdte van de EU ETS te verbreden tot CO<sub>2</sub>-arme en -vrije waterstof is deze barrière weggenomen.

### EU-taxonomie van duurzame economische activiteiten

De EC heeft in 2020 een EU-taxonomie – oftewel classificeringssysteem – gepubliceerd met als oogmerk om duidelijkheid te verschaffen aan bedrijven, investeerders, beleggers en beleidsmakers welke activiteiten duurzaam zijn, en welke niet. Om onder de EU-taxonomie als duurzaam te worden bestempeld moet een economische activiteit in substantiële mate bijdragen aan een of meer van zes klimaat- en milieudoelstellingen, en geen significante schade opleveren voor een van de andere milieudoelstellingen. Op 4 juni 2021 heeft de EC voor een aantal activiteiten specifieke technische criteria gepubliceerd waaraan ze moeten voldoen om als duurzaam te mogen worden aangemerkt (C(2021) 2800 final). Voor de productie en opslag van waterstof geldt als klimaatmitigatie-eis dat er over de levenscyclus minstens 73,4 procent broeikasgasreductie wordt bereikt; dat komt overeen met een LCA-broeikasgasemissie die lager is dan 3 ton CO<sub>2</sub>-equivalent per ton waterstof. Figuur 1.1 laat zien dat volgens de taxonomie de productie van blauwe waterstof alleen bij een voldoende hoog afvangpercentage (circa 90 procent) en een voldoende laag verliespercentage (circa 0,2 procent) bij winning en transport van aardgas als duurzaam kan worden aangemerkt. Synthetische brandstoffen die gebaseerd zijn op waterstof moeten over hun levenscyclus 70 procent minder broeikasgas uitstoten ten opzichte van productie van die brandstof vanuit aardgas via grijze waterstof. Dat komt overeen met 28,2 gram per megajoule.

---

<sup>58</sup> Synthetische brandstoffen die geproduceerd zijn met hernieuwbare elektriciteit.

<sup>59</sup> Als alle groene ammoniak en methanol worden geïmporteerd in plaats van geproduceerd in Nederland zou de verplichting voor gebruik van groene waterstof in 2030 kunnen dalen naar minder dan 5 PJ (CE 2023).

## **Energiebelastingen**

In de Herziening van de Richtlijn Energiebelastingen (COM(2021) 563 final) wordt voorgesteld om brandstoffen die het meest vervuילend zijn het zwaarst te belasten. Voor het gebruik van hernieuwbare waterstof en RFNBO's door eindgebruikers wil de EC het laagste tarief – 0,15 euro per gigajoule – hanteren. Voor CO<sub>2</sub>-arme waterstof zal dit tarief voor een overgangperiode van 10 jaar gelden. Ter vergelijking: voor aardgas wordt een minimumtarief voorgesteld van 7,17 euro per gigajoule als het gebruikt wordt als motorbrandstof, en 0,6 euro per gigajoule als het voor verwarming wordt gebruikt.

## **Gedelegeerde handelingen bij de Richtlijn hernieuwbare energie II**

De EC heeft 10 februari 2023 twee gedelegeerde handelingen over groene waterstof bij de Richtlijn hernieuwbare energie II gepubliceerd (C(2023) 1087 final en C(2023) 1086 final). In de eerste handeling staat onder welke voorwaarden waterstof of RFNBO's hernieuwbaar mogen worden genoemd. Deze voorwaarden moeten waarborgen dat deze brandstoffen op termijn – na 2027 – alleen worden geproduceerd met 'extra' hernieuwbare elektriciteit die in dezelfde tijdspanne<sup>60</sup> en in dezelfde biedingszone als die brandstoffen wordt geproduceerd. In de voorgestelde regels worden namelijk specifieke criteria vastgesteld waarbij waterstofproducenten moeten aantonen dat de elektriciteit die zij gebruiken hernieuwbaar is, zowel wanneer hun productie-installatie rechtstreeks is aangesloten op een installatie voor hernieuwbare energie als wanneer ze elektriciteit van het stroomnet halen en via een *Power Purchase Agreement* (PPA) wordt ingekocht. In de tweede handeling wordt een methode vastgesteld voor de berekening van de broeikasgasemissiereducties van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong en brandstoffen op basis van hergebruikte koolstof. Daarbij wordt naar de volledige levenscyclus van de brandstoffen gekeken.

## **Netto-nul industrie verordening**

Dit voorstel van 14 maart 2023 heeft als doel om de Europese productiecapaciteit van strategische netto-nultechnologieën – waaronder elektrolyzers – op te schalen naar ten minste 40 procent van de jaarlijkse Europese behoefte in 2030 (BuZa 2023). Daarnaast streeft de Commissie met de verordening naar een weerbaar Europees energiesysteem en het creëren van hoogwaardige banen in netto-nul technologieën. De verordening bevat vooral voorstellen om de vergunningverlening te vereenvoudigen. Zo dienen lidstaten één autoriteit aan te wijzen waar netto-nul projectontwikkelaars kunnen aankloppen voor vergunningverlening en dient alle informatie online toegankelijk te zijn. De Commissie stelt voor netto-nul projecten maximale doorlooptijden voor vergunningverlening voor maximaal 18 maanden).

## **Waterstofbank**

Om de introductie van hernieuwbare waterstof binnen de EU en de invoer via internationale partners verder te ondersteunen, heeft de Europese Commissie op 16 maart 2023 voorstellen over het ontwerp en de functies van de Europese waterstofbank gepubliceerd (EC 2023). Het finale doel is het verkleinen van het kostenverschil tussen hernieuwbare waterstof en de fossiele brandstoffen die het kan vervangen. De Europese waterstofbank bestaat uit vier pijlers, die eind 2023 operationeel moeten zijn: 1) creëren van een binnenlandse EU-waterstofmarkt, 2) invoer van waterstof in de EU, 3) transparantie en coördinatie en 4) stroomlijnen van bestaande financieringsinstrumenten.

---

<sup>60</sup> Tot en met 31 december 2029 binnen dezelfde maand, daarna in hetzelfde uur.



Daarnaast introduceert het een veilingstelsel dat ondersteund zal worden met middelen uit het ETS-Innovatiefonds.

### **Subsidies (niet uitputtend)**

- *ETS-innovatiefonds*. Het innovatiefonds van de Europese Unie is gericht op de financiering van grootschalige en kleinschalige demonstratieprojecten van hoog-innovatieve doorbraaktechnologieën voor hernieuwbare energie, energie-intensieve industrieën, energie-opslag en koolstofafvang, -gebruik en -opslag. Het gaat vooral om projecten met een hoog CO<sub>2</sub>-reductiepotentieel, die de eerste in hun soort zijn en die afkomstig kunnen zijn van bedrijven binnen en buiten de ETS. De subsidieaanvragen vanuit de energie-intensieve industrie hebben voor een belangrijk deel betrekking op groene en blauwe waterstof, CCS, elektrificatie en biomassa. In de tweede subsidieronde van het Innovatiefonds hebben 2 Nederlandse elektrolyseprojecten subsidie ontvangen, namelijk Holland Hydrogen van Shell en ELYgator van Air liquide.
- *FCH JU en Clean Hydrogen Partnership*. FCH JU staat voor *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*. Het is een publiek-privaat partnerschap tussen de Europese Commissie, *Hydrogen Europe* en *Hydrogen Europe Research*. De FCH JU heeft sinds 2008 ongeveer 1 miljard euro subsidie toegekend aan 285 onderzoeks- en demonstratieprojecten<sup>61</sup> op het gebied van energie en transport (of sectordoorsnijdend). In 2020 is 11 miljoen euro toegekend aan Nobian in Delfzijl voor het DJEWELS-project, een elektrolyser van 20 MW die per jaar 3.000 kilogram groene waterstof kan produceren voor de methanolproductie van OCI Methanol (voorheen BioMCN). Het FCH JU is vanaf 2021 opgevolgd door de *Clean Hydrogen Partnership*, met financiering uit Horizon Europe, dat loopt van 2021 tot 2027. De focus ligt op productie, distributie en opslag van CO<sub>2</sub>-arme en -vrije waterstof, en op eindgebruikers die weinig alternatieven voor decarbonisatie hebben, zoals zware industrie en zwaar transport. De Europese Commissie heeft voor de periode 2021-2027 1 miljard euro beschikbaar gesteld<sup>62</sup>.
- *IPCEI*. In paragraaf 4.1.2 is de Europese IPCEI-waterstofregeling beschreven. Het is weliswaar een Europese regeling waarbij de Europese Commissie goedkeuring moet geven aan de projecten die lidstaten aandragen, maar de lidstaten moeten zelf zorgdragen voor de verstrekte subsidiegelden. Daarom is er voor gekozen de regeling bij het nationale beleid te beschrijven.
- *Financiële steun voor grensoverschrijdende waterstofnetwerken*. In december 2020 heeft de Europese Commissie een voorstel aangenomen om de TEN-E regulerings (EU-regels voor Trans-Europese netwerken voor energie)<sup>63</sup> aan te passen, zodat steun voor aardgaspijpleidingen wordt beëindigd en grensoverschrijdende waterstofnetwerken als IPCEI-projecten in aanmerking komen voor EU-steun (IEA 2021). Het voorstel betreft nieuwe en herbestemde voorzieningen voor waterstoftransport en grootschalige elektrolyserprojecten die verbonden zijn aan grensoverschrijdende netwerken.

---

<sup>61</sup> <https://www.h2bulletin.com/the-clean-hydrogen-partnership-to-start-funding-round-later-this-year/>.

<sup>62</sup> <https://www.h2bulletin.com/eu-propose-e1b-clean-hydrogen-partnership-for-the-region/?tie-ajax-post=1.>

<sup>63</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy_en).



- *Tijdelijke crisis- en transitiekader*. In reactie op de energiecrisis en de *Inflation Reduction Act* in de Verenigde Staten per 9 maart heeft de EC de staatssteunregels voor onder meer electrolyzers versoepeld<sup>64</sup>.

## 4.3 Buurlanden: Duitsland, VK en België

Deze paragraaf geeft een beknopt overzicht van de ambities die de ons omringende landen hebben ten aanzien van groene en blauwe waterstof, en de bedragen die ze willen inzetten om die ambities te verwezenlijken. Daaruit blijkt dat Duitsland vooral inzet op groene waterstof en grote bedragen wil inzetten om in eigen land productievermogen te realiseren, maar desondanks het grootste deel van de verwachte vraag in 2030 zal moeten importeren uit andere landen. De overheid van het Verenigd Koninkrijk zet vooral in op blauwe waterstof omdat daarmee sneller emissiereductie gerealiseerd kan worden dan met groene waterstof. België zet vooral in op import van groene waterstof en heeft daarnaast beperkt budget beschikbaar voor innovatie.

### 4.3.1 Duitsland

In juni 2020 heeft het Duitse ministerie van Economische Zaken en Energie<sup>65</sup> een nationale waterstofstrategie gepubliceerd (BMW<sub>i</sub> 2020). Volgens de strategie zal groene waterstof een sleutelrol spelen in de energietransitie naar klimaatneutraliteit. Ter onderbouwing worden min of meer dezelfde (potentiële) toepassingen genoemd die ook in hoofdstuk 1 van dit werkdocument zijn beschreven<sup>66</sup>. De federale overheid verwacht in 2030 tussen 90 en 110 TWh groene waterstof nodig zal zijn, vooral in de industrie en raffinaderijen<sup>67</sup>. Op 11 januari 2022 heeft de Duitse regering aangekondigd de doelstelling voor binnenlandse productie van groene waterstof te verhogen van 5 naar 10 GW in 2030. Volgens (BMW<sub>i</sub> 2020) kan met 10 GW – uitgaande van 4.000 vollastuur en 70 procent omzettingsrendement – 28 TWh groene waterstof worden geproduceerd; daarvoor is 40 TWh hernieuwbare elektriciteit nodig. Dat betekent dat in 2030 62 tot 82 TWh waterstof moet worden geïmporteerd. Rond 2035, maar uiterlijk 2040 wil Duitsland nog eens 5 GW elektrolysecapaciteit realiseren. Voor de import, het transport en de distributie wil Duitsland een waterstofinfrastructuur opzetten, waarbij zoveel mogelijk bestaande aardgasleidingen worden hergebruikt.

De Federale overheid stelt aanzienlijke bedragen beschikbaar om de ontwikkeling en toepassing van groenewaterstoftechnologieën op gang te helpen:

- Uit het ‘Nationale innovatieprogramma voor waterstof en brandstofceltechnologie’ wordt tussen 2016 en 2026 1,4 miljard euro subsidie toegekend.
- Uit het Energie- en Klimaatfonds voor praktijkonderzoek naar groene waterstof wordt tussen 2020 en 2023 310 miljoen euro ter beschikking gesteld; er zijn (of waren) plannen om dit bedrag te verhogen met 200 miljoen euro.

<sup>64</sup> <https://ecer.minbuza.nl/-/europese-commissie-keurt-nieuw-tijdelijk-crisissteunkader-goed>.

<sup>65</sup> *Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*.

<sup>66</sup> Ammoniak, methanol, waterstofperoxide, ontzwaveling en kraken in raffinaderijen, staalproductie; zwaar transport; omzetten en opslaan van elektriciteitsoverschotten; productie van synthetische brandstoffen.

<sup>67</sup> Het huidige gebruik in de industrie en raffinaderijen is 55 TWh. Dit is voor 93 procent grijze waterstof en voor 7 procent waterstof uit de elektrolytische chloor-alkaliproductie.

- Daarnaast zal tussen 2020 en 2023 600 miljoen euro beschikbaar worden gesteld om de marktintroductie van innovatieve technologieën – waaronder groene waterstoftechnologieën – te versnellen, en 1 miljard euro voor industriële toepassingen van groene waterstof.
- Via IPCEI zal ongeveer 11 miljard euro investeringssteun aan elektrolyseprojecten worden verstrekt, die onder voorwaarden vrijgesteld worden van de energiebelasting op de gebruikte elektriciteit (IEA 2022a). Ook is er specifiek beperkt investeringssteun beschikbaar voor offshore elektrolyse (100 miljoen euro in 2022) en in het buitenland (350 miljoen euro).
- Duitsland stelt voor import van groene waterstof in 2022 – 2023 4,5 miljard euro beschikbaar via het H<sub>2</sub>Global-initiatief (zie paragraaf 4.1.2).
- Voor de basismetaal en chemische industrie wordt een pilotprogramma voor *Carbon Contracts for Difference (CCfD)* gestart, met een budget van 550 miljoen euro. Bij CCfD's vergoedt de overheid het verschil tussen de ETS-prijs en de werkelijke kosten voor decarbonisatie. Als de ETS-prijs in de toekomst hoger wordt dan de werkelijke decarbonisatiekosten betaalt de onderneming het verschil aan de overheid.

### 4.3.2 Verenigd Koninkrijk

De nationale overheid van het Verenigd Koninkrijk heeft in augustus 2021 een nationale waterstofstrategie gepubliceerd (VK 2021). De strategie is een uitwerking van de beleidsbrief *'The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution'* van 20 november 2020<sup>68</sup>. Daarin is aangekondigd dat het VK streeft naar 5 GW productiecapaciteit voor *'low carbon hydrogen'* in 2030. In *'The British Energy Security Strategy'* van april 2022 is de ambitie verdubbeld tot 10 GW, waarvan minstens de helft voor groene waterstof. Om als CO<sub>2</sub>-arme waterstof geïnclassificeerd te kunnen worden moeten de broeikasgasemissies onder de drempel van 2,4 kg/kg H<sub>2</sub> uit *'the Low Carbon Hydrogen Standard'* blijven. Deze drempelwaarde is lager dan de waarde van 3 kg/kg H<sub>2</sub> uit de EU-taxonomie (zie paragraaf 4.22).

De ambitie zal ondersteund worden door *'the Net Zero Hydrogen Fund'* met een budget van 240 miljoen pond voor de periode 2022 – 2025, en *'the Hydrogen Production Business Model'* dat de onrendabele top van CO<sub>2</sub>-arme waterstof vergoedt. Het daarvoor beschikbare budget is onbekend.

### 4.3.3 België

De federale regering van België heeft 29 oktober 2021 een waterstofvisie en -strategie gepubliceerd. Deze berust op de volgende pijlers:

- België positioneren als importhub van hernieuwbare moleculen voor Europa. Door zijn beperkte oppervlakte en hoge vraag naar energie en grondstoffen zal België moeten rekenen op een grootschalige import van hernieuwbare moleculen uit andere Europese landen en vooral ook derde landen. Om aan de binnenlandse vraag te voldoen zal de import van hernieuwbare moleculen in 2030 tussen de 3 en 6 TWh bedragen en in 2050 tussen de 100 en 165 TWh.
- Belgisch leiderschap in waterstoftechnologieën bestendigen. Om waterstofprojecten, onderzoek en innovatie te steunen, heeft de federale regering twee fondsen beschikbaar:

---

<sup>68</sup> <https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution/title>.

- Het Energietransitiefonds voor een totaalbedrag van 20 tot 30 miljoen euro per jaar.
- 60 miljoen, waarvan 50 miljoen via het nationale herstel- en veerkrachtplan van België. Het doel is om tegen 2026 ten minste 150 MW aan elektrolysecapaciteit in bedrijf te hebben.
- Een waterstofbackbone in België. De federale regering ondersteunt de ontwikkeling en realisatie van een open access backbone voor waterstof. Een eerste fase van dit project, dat bestaat uit de aanleg van 100 tot 160 km pijpleiding voor het vervoer van waterstof, zal al in 2026 worden gerealiseerd als onderdeel van het H<sub>2</sub>-backboneproject dat wordt gesteund door het nationale herstel- en veerkrachtplan van België.
- Investeren in samenwerking met de regio's, de industrieën, de buurlanden en de exporteerende landen.

# 5 Potentiële productie en import in 2030, 2040 en 2050

## Inleiding

Dit hoofdstuk geeft ramingen voor potentiële productiehoeveelheden van groene en blauwe waterstof in Nederland, Europa en de rest van de wereld in 2030, 2040 en 2050. De ramingen voor 2030 en 2040 zijn gebaseerd op een projectenbestand (versie oktober 2022)<sup>69</sup> van IEA met daarin aangekondigde projecten voor de productie van groene en blauwe waterstof. Het IEA onderscheidt daarbij de volgende projectfases: operationeel, demo, in aanbouw, FID<sup>70</sup>, haalbaarheidsonderzoek en concept. Dit bestand geeft nadrukkelijk een momentopname. De aandacht voor groene waterstof – en in mindere mate voor blauwe waterstof – als essentiële onderdelen van de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem is immers in Nederland, Europa en de rest van de wereld dermate groot dat het aannemelijk is dat er de komende jaren projectplannen zullen bijkomen. Anderzijds is het vrijwel zeker dat een deel van de huidige plannen uiteindelijk niet zal doorgaan. Het grootste deel van de plannen verkeert namelijk nog in de conceptstatus. Dat betekent dat voor die plannen nog geen haalbaarheidsstudie is gedaan en dat ze feitelijk zeer zacht zijn. De ramingen voor 2050 zijn gebaseerd op schattingen van het technische potentieel voor de opwekking van hernieuwbare elektriciteit.

## 5.1 Nederland

### 5.1.1 Productie van groene waterstof

#### **Potentieel 2030 en 2040 op basis van IEA-projectenoverzicht**

Tabel 5.1 geeft een overzicht van voorgenomen projecten voor productie van groene waterstof met een productiecapaciteit van 100 MW of meer. Het overzicht is gebaseerd op het in de inleiding genoemde waterstofprojectenbestand van IEA. Medio 2023 is in Nederland voor slechts één project – Holland Hydrogen 1 van Shell – een finale investeringsbeslissing (FID) genomen; alle overige geplande projecten verkeren nog in de haalbaarheidsonderzoeks- of conceptfase<sup>71</sup>. Voor de volledigheid zijn ook projecten die volgens IEA in de conceptfase verkeren in tabel 5.1 opgenomen, ook al gaat het daarbij meestal om weinig concrete plannen voor ná 2030.

In het – niet aannemelijke<sup>72</sup> – geval dat alle projectplannen die tot en met 2030 zijn gepland zouden doorgaan kan er in 2030 een productievermogen van 9 GWe zijn gerealiseerd. Bij gebruik van

---

<sup>69</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>.

<sup>70</sup> *Final Investment Decision*, de beslissing dat het project doorgaat.

<sup>71</sup> De enige operationele elektrolyser in Nederland (Hystock) heeft een vermogen van 1 MW.

<sup>72</sup> De rijksoverheid geeft immers aan dat het nationale doel van 4 GW elektrolysecapaciteit in 2030 – gezien het tempo van de uitrol van windenergie op zee en de energiebehoefte voor directe elektrificatie – al zeer ambitieus is (zie paragraaf 4.1.2).

hernieuwbare elektriciteit van wind op zee (met 4.740 vollastuur per jaar) en een omzettingsrendement van 62 procent (LHV) kan daarmee in 2030 95 PJ (0,8 megaton) groene waterstof worden geproduceerd. In het – eveneens niet aannemelijke – geval dat alle plannen met een conceptstatus zouden doorgaan kan er in 2040 een productievermogen van ruim 24 GWe zijn gerealiseerd. Daarmee zou – uitgaande van een inmiddels verbeterd omzettingsrendement van 67 procent (LHV) – in 2040 275 PJ (2,3 megaton) groene waterstof kunnen worden geproduceerd, mits er dan voldoende hernieuwbare elektriciteit van wind op zee beschikbaar is.

**Tabel 5.1**

Overzicht van tot 2040 in Nederland beoogde projecten met een capaciteit van 100 MW of meer voor de productie van groene waterstof

Projectnaam	Initiatiefnemers	Locatie	Gepland vermogen (MWe)	Gereed	Projectfase
<b>Deltaurus 1</b>	Zeeland Refinery	Terneuzen	200	2024	Haalbaarheidsonderzoek
<b>Elygator</b>	Air Liquide	Terneuzen	200	2024	Haalbaarheidsonderzoek
<b>HyNetherlands fase 1</b>	ENGIE/Gasunie	Eemshaven	100	2024	Haalbaarheidsonderzoek
<b>Holland hydrogen 1</b>	Shell	Maasvlakte	200	2025	Finale investeringsbeslissing
<b>Hzermes</b>	Tata Steel/Nouryon	IJmuiden	100	2025	Haalbaarheidsonderzoek
<b>CurtHyl</b>	Vattenfall	Maasvlakte	100	2025	Haalbaarheidsonderzoek
<b>Haddock (Deltaurus 2)</b>	Yara en Ørsted	Sluiskil	100	2025	Haalbaarheidsonderzoek
<b>H2.50</b>	BP, Nouryon, Havenbedrijf Rotterdam	Maasvlakte	250	2025	Haalbaarheidsonderzoek
<b>Maasvlakte fase 1</b>	Uniper	Maasvlakte	100	2025	Haalbaarheidsonderzoek
<b>H2Ero</b>	Zeeland Refinery	Vlissingen	150	2026	Haalbaarheidsonderzoek
<b>Deltaurus 3</b>	Termphos	Sloe	700	2027	Haalbaarheidsonderzoek
<b>H2Era</b>	HyCC	Haven van Amsterdam	500	2027	Haalbaarheidsonderzoek
<b>Westereems</b>	RWE en Innogy	Eemshaven	100	2027	Haalbaarheidsonderzoek
<b>Synkero synfuels</b>	SkyNRG en Tata	Noordzeekanaalgebied	100	2027	Haalbaarheidsonderzoek

<b>NorthH2 fase 1</b>	GasUnie, Shell, Groningen Seaports, Equinor, RWE	Eemshaven	1000	2027	Haalbaarheidsonderzoek
<b>HyNetherlands fase 2</b>	ENGIE/Gasunie	Eemshaven	750	2030	Haalbaarheidsonderzoek
<b>NorthH2 fase 2</b>	GasUnie, Shell, Groningen Seaports, Equinor, RWE	Eemshaven	3.000	2030	Haalbaarheidsonderzoek
<b>SeaH2Land</b>	Ørsted	Zeeland	1.000	2030	Haalbaarheidsonderzoek
<b>Maasvlakte fase 2</b>	Uniper	Maasvlakte	400	Niet bekend	Haalbaarheidsonderzoek
<b>MoU Shell – Mitsubishi fase 1</b>	Shell en Mitsubishi	Niet bekend	2.300	2032	Concept
<b>H2opzee</b>	RWE	Noordzee	400	2032	Concept
<b>North Sea Wind Power Hub</b>	Energinet, Gasunie, Tennet	Noordzee	1.900	2032	Concept
<b>NorthH2 fase 3 GasUnie,</b>	Shell, Groningen Seaports, Equinor, RWE	Eemshaven	7.000	2040	Concept
<b>MoU Shell – Mitsubishi fase 2</b>	Shell en Mitsubishi	Niet bekend	3.460	2040	Concept
<b>Totaal</b>			0,45 GW	2024	
			1,3 GW	2025	
			1,45 GW	2026	
			3,85 GW	2027	
			9,0 GW	2030 <sup>a</sup>	
			13,6	2032	
			24,1	2040	

a) Inclusief Maasvlakte fase 2

## **Maximaal potentieel voor groene waterstofproductie in 2050**

Voor de raming van het maximale potentieel in 2050 wordt alleen rekening gehouden met elektriciteit van wind op zee, omdat dat vanwege het grote aantal vollasturen een betere business case oplevert dan wind op land en zon op land. In de TVKN-achtergrondstudie voor elektriciteitsproductie is voor wind op zee een maximaal vermogen van 70 GW verondersteld. Dat komt overeen met de ambitie die in de kamerbrief 'Windenergie op zee 2030-2050' van 16 september 2022 is geformuleerd. Uitgaande van 4.740 vollasturen (tabel 6.1) gaat het dan om een potentieel van 332 TWh elektriciteit. Bij een gemiddeld omzettingsrendement van 72 procent in 2050 (paragraaf 7.3) kan daarmee maximaal 240 TWh oftewel 7,2 megaton waterstof worden geproduceerd. Het ligt echter niet voor de hand dat alle elektriciteit van wind op zee voor groenewaterstofproductie wordt gebruikt. In hoofdstuk 7 gaan we in de hoge variant uit van 50 procent, overeenkomend met 3,6 megaton groene waterstof.

### **5.1.2 Productie van blauwe waterstof**

De enige bestaande Nederlandse toepassing van CO<sub>2</sub>-afvang bij waterstofproductie vindt plaats bij de Shell-raffinaderij in Pernis. Daarbij wordt al sinds 2005 CO<sub>2</sub> afgevangen en via de OCAP-pijpleiding geleverd aan kassen. Voor 2030 is er volgens de Cluster Energie Strategieën (CES'en) van 2022 in totaal circa 0,96 megaton (115 PJ) blauwewaterstofproductie voorzien (PBL 2022b). Daarbij wordt ongeveer 9,5 megaton CO<sub>2</sub> afgevangen. Voor een deel gaat het om projecten waarbij de huidige grijswaterstofproductie wordt uitgerust met CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag (CCS). Dit is het geval bij Shell, ExxonMobil, Air Liquide en Air Products in de cluster Rotterdam/Moerdijk, Zeeland Refinery en Yara in de cluster Zeeland/West-Brabant en OCI in de cluster Chemelot. Voor een ander deel gaat het om waterstofproductie met CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag uit restgassen die nu worden ingezet voor industriële warmte. Dit is het geval bij H-vision in de cluster Rotterdam/Moerdijk en Dow in de cluster Zeeland/West-Brabant.

De CO<sub>2</sub> van bedrijven in het Rotterdamse havengebied – Air Liquide, Air Products, Shell en ExxonMobil – en van Chemelot zal via de Porthos-pijpleiding worden getransporteerd naar lege gasvelden in de Noordzee en daarin worden opgeslagen. CO<sub>2</sub> die bij Chemelot wordt afgevangen zal in vloeibare vorm per schip naar het Rotterdamse havengebied worden getransporteerd. Yara zal de afgevangen CO<sub>2</sub> via Northern Lights voor de kust van Noorwegen opslaan (PBL, 2022). De capaciteit van het lege gasveld waarin de CO<sub>2</sub> in het Porthosproject wordt opgeslagen is 37 megaton, voldoende voor de looptijd van de inmiddels verstrekte SDE++-beschikkingen (15 jaar)<sup>73</sup>. In het kader van het Aramis-project zijn er plannen om een pijpleiding naar andere lege gasvelden op de Noordzee aan te leggen, met een transportcapaciteit van 5 megaton per jaar<sup>74</sup> en een totale opslagcapaciteit van 400 megaton.

Als de realisatie van projecten voor blauwe waterstof veel sneller gaat dan die van groene waterstof – en dat is aannemelijk – kan blauwe waterstof op relatief korte termijn zorgdragen voor een snelle reductie van CO<sub>2</sub>-emissies. Het is daarbij wel de vraag in hoeverre deze blauwewaterstofproductie op de langere termijn de realisatie van de ambities voor groene waterstof in het nationale en Europese beleid (zie hoofdstuk 4) in de weg kunnen staan. Het ligt immers niet voor de hand om een

---

<sup>73</sup> <https://www.porthosco2.nl/en/project/>.

<sup>74</sup> <https://www.aramis-ccs.com/project>.

blauwwaterstoffabriek die 15 jaar SDE++-subsidie krijgt voor de CCS-installatie binnen die subsidieperiode te vervangen door een groenwaterstoffabriek.

### 5.1.3 Nederlandse import van groene waterstof in 2030, 2040 en 2050

#### 2030

Het havenbedrijf van Rotterdam heeft de ambitie om in 2030 4 megaton H<sub>2</sub>-equivalent waterstof(verbindingen) te importeren, waarvan een groot gedeelte bestemd is voor doorvoer naar met name Duitsland (PoR 2022)<sup>75</sup>. Het Havenbedrijf heeft in dat kader geïnventariseerd vanuit welke landen waterstof kan worden geïmporteerd. Op basis van criteria zoals aanwezigheid van voldoende duurzame energiebronnen, de stabiliteit van het land en de kwaliteit van de infrastructuur, heeft het Havenbedrijf een lijst opgesteld met vijftien kansrijke landen. Dit heeft geleid tot verkenningen van strategische samenwerking en *Memorandums of Understanding* (MoU's) met meerdere landen, waaronder Portugal, IJsland, Chili, Uruguay, Brazilië, Marokko, Oman, Namibië, Zuid-Afrika, Australië en Canada (EZK 2021). Volgens (EZK/BHO/BuZa 2023) zijn er inmiddels ook met Verenigde Arabische Emiraten, Saoedi-Arabië en Spanje overeenkomsten ondertekend. Voor zover bekend heeft dat nog niet geleid tot bindende afnamecontracten.

Er is wel al een aantal al dan niet concrete initiatieven voor de bouw van importterminals, vooral voor de opslag van groene en/of blauwe ammoniak:

- Air Products heeft de intentie om de 1,2 megaton ammoniak (0,2 megaton waterstofequivalent)<sup>76</sup> die volgens de planning vanaf 2026 jaarlijks in het Neom-project in Saoedi-Arabië met zon- en windstroom wordt geproduceerd<sup>77</sup> naar Nederland te brengen. Air Products is participant in het Neom-project en heeft met Gunvor Petroleum Rotterdam een overeenkomst gesloten om in 2026 in de Rotterdamse haven een importterminal voor ammoniak te realiseren<sup>78</sup>. Het is de bedoeling om de geïmporteerde ammoniak deels als zodanig toe te passen en deels te kraken tot waterstof en stikstof.
- OCI heeft een definitieve investeringsbeslissing (FID) genomen voor de eerste fase van een importterminal voor ammoniak, waardoor de capaciteit wordt uitgebreid van 0,4 naar 1,2 megaton ammoniak per jaar (IEA 2022b). Die terminal kan voor zowel groene als blauwe ammoniak worden gebruikt.

---

<sup>75</sup> De Haven van Amsterdam en North Sea Port (Zeeland) hebben eveneens ambities om groene waterstof te importeren (respectievelijk 1 en 0,3 à 0,5 megaton in 2030). <https://www.portofamsterdam.com/nl/nieuws/werken-aan-import-van-1-miljoen-ton-groene-waterstof-amsterdamse-haven>; <https://www.northseaport.com/north-sea-port-zet-hard-in-op-waterstof-van-grootste-waterstof-hub-van-benelux-naar-waterstofhub-op-europese-schaal>.

<sup>76</sup> 1 kilogram ammoniak komt overeen met 176 gram waterstof-equivalent.

<sup>77</sup> <https://www.airproducts.com/campaigns/neom-green-hydrogen-complex>.

<sup>78</sup> <https://gunvorgroup.com/news/air-products-and-gunvor-to-cooperate-on-green-hydrogen-import-terminal-in-rotterdam/>.



- OCI heeft daarnaast een haalbaarheidsonderzoek verricht voor de tweede fase, waarmee de capaciteit zou worden uitgebreid naar meer dan 3 megaton ammoniak per jaar (0,5 megaton waterstofequivalent)<sup>79</sup>.
- Gasunie, HES International en Vopak hebben in 2022 een samenwerkingsovereenkomst gesloten met als doel om op de Maasvlakte een importterminal voor ammoniak – onder de naam ACE terminal – te bouwen<sup>80</sup>.

Uit (IEA 2023) – gebaseerd op een wereldwijde inventarisatie van projectplannen<sup>81</sup> – kan de conclusie worden getrokken dat het niet aannemelijk is dat Nederland in 2030 al enkele megatonnen groene waterstof kan importeren, zoals de havenbedrijven beogen. Als alle voor 2030 aangekondigde, op export gerichte projectplannen op tijd zouden worden gerealiseerd, dan zou daarvoor in 2030 wereldwijd ongeveer 16 megaton (1.920 petajoule) waterstof beschikbaar zijn, waarvan ongeveer 5 megaton voor Europa. De kans dat die hoeveelheden daadwerkelijk in 2030 beschikbaar zullen zijn lijkt echter klein: voor slechts 0,3 megaton was eind 2022 een finale investeringsbeslissing genomen, voor 4 megaton werd een haalbaarheidsstudie uitgevoerd en het overige deel – bijna 12 megaton – bevond zich nog in een vroeg stadium. Omdat ook andere landen in Europa en Azië – met name Duitsland, België, Japan en Zuid-Korea – fors inzetten op grootschalige import zal waarschijnlijk slechts een klein deel van de exportmarkt voor Nederland zijn. De meeste projecten hebben aangekondigd om voor het internationale transport over zee ammoniak als drager te gebruiken. Dat betekent dat het zeetransport geen belemmering hoeft te zijn: ammoniak wordt nu al wereldwijd getransporteerd en verhandeld.

Er kunnen om meer principiële redenen kanttekeningen worden geplaatst bij de ambitie van de Nederlandse havens – maar ook van de Antwerpse haven, de Europese Commissie<sup>82</sup> en de Duitse overheid<sup>83</sup> – om al op relatief korte termijn grootschalig groene waterstof te willen importeren uit andere regio's in de wereld. Allereerst zou het gegarandeerd moeten zijn – voor zover dat in en vrije markt mogelijk is – dat de productie en export van groene waterstof niet ten koste gaat van de eigen elektriciteitsbehoefte van de exporterende landen. Ten tweede zou moeten worden nagegaan of de beoogde exportlanden de geproduceerde groene waterstof in de eigen regio zouden kunnen toepassen ter vervanging van grijze waterstof. Vanwege hoge transportkosten, brandstofverbruik en de energetische verliezen die bij conversie van waterstof in ammonia, vloeibare waterstof of LOHC en het transport daarvan plaatsvinden zal dat mondiaal tot meer emissiereductie leiden, en waarschijnlijk een betere kosteneffectiviteit hebben dan export. Daar staat mogelijk tegenover dat de op import gerichte samenwerkingsverbanden er toe kunnen leiden dat er in de exporterende landen productiecapaciteit voor hernieuwbare elektriciteit en waterstof tot stand komt die anders niet gerealiseerd zou zijn.

---

<sup>79</sup> <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/oci-expands-import-terminal-for-green-ammonia>.

<sup>80</sup> <https://www.gasunie.nl/nieuws/gasunie-hes-international-en-vopak-bundelen-krachten-voor-ontwikkeling-importterminal-voor-waterstofdrager-in-de-haven-van-rotterdam>.

<sup>81</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>. Het gaat om de versie die in oktober 2023 is geactualiseerd.

<sup>82</sup> Zie paragraaf 4.2.1.

<sup>83</sup> Zie paragraaf 4.3.1.

## 2040 en 2050

Frauenhofer (2023) gaat voor 2050 uit van een Europese import van ruim 23 megaton (2800 PJ of 775 TWh). Als we net als bij biograndstoffen uitgaan van een verdeelsleutel op basis van brandstofproductie, dan zou Nederland daarvan 11 procent krijgen voor binnenlands gebruik, oftewel 2,6 megaton (312 PJ).

Op basis van (Odenweller et al. 2022) gaan we er van uit dat de opschaling van de H<sub>2</sub>-productie tot 2040 nog traag gaat en daarna versnelt. Voor 2040 nemen we een kwart van de voor 2050 geraamde hoeveelheid: 0,65 megaton, oftewel 78 PJ.

### 5.1.4 Transport, distributie en opslag van groene en blauwe waterstof

#### Huidige plannen voor transport en opslag

Momenteel zijn er in Nederland 2 private waterstofnetwerken, die eigendom zijn van Air Products en Air Liquide. Air Products bezit een pijpleidingensysteem van ongeveer 140 km in het Rotterdamse havengebied, die van de Botlek naar Moerdijk en Zwijndrecht loopt. Air Liquide bezit een netwerk met een lengte van ongeveer 1000 km, lopend van Noord-Frankrijk naar Rotterdam, dat meerdere productielocaties en klanten met elkaar verbindt (TNO 2020).

Zoals in paragraaf 4.1.5 is vermeld streeft de rijksoverheid er naar dat voor 2030 binnen alle industriële clusters open access waterstofnetwerken zijn aangelegd, en dat bovendien alle Nederlandse clusters via een landelijk waterstofnetwerk met elkaar, met opslaglocaties en met het buitenland zijn verbonden. Tabel 5.2 geeft een overzicht van de projecten die gericht zijn op de realisatie van deze waterstofinfrastructuur, en de fase waarin deze verkeren.

**Tabel 5.2**

Overzicht van initiatieven voor transport, distributie en opslag van groene of blauwe waterstof in Nederland

Projectnaam	Initiatiefnemers	Omschrijving	Projectfase
<b>Waterstofnetwerk Nederland</b>	Hynetwork Services (HSN), 100 procent dochter van Gasunie	Landelijke waterstofnetwerk, dat alle industriële clusters in Nederland met elkaar, met opslag en met het buitenland verbindt (zie figuur 4.1).	Eindrapport haalbaarheidsonderzoek gepubliceerd (PWC 2021). De ontwikkeling van het waterstofnetwerk begint in de in deze tabel genoemde industriële clusters.
<b>HyStock</b>	Gasunie	HyStock is gericht op de ontwikkeling van een grootschalige waterstofopslag in zoutcavernes in de provincie Groningen (Zuidwending). Op die locatie kunnen 4	Sinds 2021 wordt ervaring opgedaan met de opslag van waterstof in het boorgat van de toekomstige caverne A8. De eerste caverne die Gasunie in gebruik wil nemen is de

		cavernes worden ontwikkeld met een totale opslagcapaciteit van 20 kiloton waterstof (2,4 PJ <sub>LHV</sub> ) <sup>84</sup> .	caverne A5. Die heeft inmiddels de definitieve vorm en capaciteit bereikt. Als alles volgens plan verloopt, wordt de eerste caverne eind 2026 in gebruik genomen <sup>85</sup> . Vanaf juni 2023 kunnen bedrijven opslagcapaciteit reserveren <sup>86</sup> .
<b>Waterstofnetwerk Rotterdam</b>	HSN en Havenbedrijf Rotterdam	Een regionale open access waterstofleiding tussen Maasvlakte en Wijngaarden. Bij Wijngaarden is aansluiting op de nationale backbone voorzien.	Eerste tracédeel van Maasvlakte tot Pernis zou operationeel zijn in de 2e helft van 2024, maar is waarschijnlijk vertraagd. Aansluiting op de landelijke backbone bij Wijngaarden is voorzien in 2026/2027.
<b>Waterstofnetwerk Noord-Nederland</b>	HSN en Groningen Seaports	Een regionale open access waterstofinfrastructuur tussen Delfzijl/Eemhaven, de zoutcavernes in Zuidwending, het industriële clusters rond Emmen en Duitsland.	Het project is december 2022 gestart. Volgens planning zal in 2025 worden begonnen met de aanleg.
<b>Waterstofnetwerk Noordzeekanaalgebied</b>	HSN en Havenbedrijf Amsterdam	Een regionale open access waterstofleiding van IJmuiden naar het industriële havengebied van Amsterdam.	De leiding zal in 2026/2027 operationeel moeten zijn; momenteel vindt MER-procedure plaats.
<b>Waterstofnetwerk Zuidwest-Nederland</b>	HSN, Smart Delta Resources en North Sea Port	Een regionale open access	Bestaande leiding rond Terneuzen (verbinding tussen Dow en Yara)

<sup>84</sup> <https://www.gasunienewenergy.nl/projecten/waterstofopslag-hystock>.

<sup>85</sup> <https://www.gasunie.nl/nieuws/7-vragen-over-waterstofopslag>.

<sup>86</sup> <https://energeia.nl/energeia-artikel/40106485/bedrijven-kunnen-per-juni-inschrijven-op-waterstofopslag-zuidwending>.

waterstofinfrastructuur tussen Vlissingen, Bergen op Zoom, Moerdijk, Terneuzen en Gent in België.	zal in 2024 worden uitgebreid naar Gent. Koppeling aan de nationale backbone is voorzien in 2027.
---	---

### **Opslagcapaciteit op de langere termijn**

(TNO/EBN 2022) schat in dat rond 2030 ‘enkele opslaglocaties op land’ genoeg zullen zijn om aan de opslagbehoefte te voldoen, maar dat de behoefte tot 2050 vervolgens kan oplopen tot zestig zoutcavernes (54 PJ) en mogelijk enkele gasvelden (circa 30 PJ per gasveld), afhankelijk van uiteenlopende scenario’s. De H2050-scenariostudie van Netbeheer Nederland uit 2023 (NBNL 2023) stelt dat de bandbreedte van benodigde waterstofopslagcapaciteit in 2050 afhankelijk van het scenario 60 tot 105 petajoule zal zijn. Deze behoefte aan opslag wordt voor een belangrijk deel gedreven door behoefte aan (langdurige) flexibiliteit in het elektriciteits- en warmtesysteem. Daarbij is de veronderstelling dat waterstof wordt gebruikt om elektriciteit en warmte op te wekken. Een eerdere studie van TNO (TNO 2021) raamt dat over 20 jaar in zoutcavernes en gasvelden in totaal maximaal 228 tot 286 PJ opslagcapaciteit beschikbaar kan zijn (zie tekstkader). Dat betekent dat de realiseerbare opslagcapaciteit naar verwachting voldoende is.

#### **Opslagcapaciteit in zoutcavernes en gasvelden (TNO 2021)**

##### *Zoutcavernes*

Bij de huidige zoutwinning in Zuidwending en Heiligerlee komen per jaar ongeveer 3 cavernes met een volume van 3 miljoen m<sup>3</sup> beschikbaar, die in principe gebruikt kunnen worden voor waterstofopslag. Na 20 jaar zijn dan 60 cavernes met een totale opslagcapaciteit van 54 PJ beschikbaar. Dit wordt in (TNO 2021) als bovengrens gehanteerd.

##### *Gasvelden*

TNO gaat ervan uit dat opslag van waterstof in gasvelden een technisch haalbare optie is, hoewel dat nog bewezen moet worden met haalbaarheidsonderzoeken en demonstratieprojecten. Als alle huidige opslaglocaties voor aardgas in gasvelden (UGS) zouden worden omgebouwd voor de opslag van waterstof zou dit resulteren in een totale waterstofopslagcapaciteit van circa 116 PJ. Daarbij geldt dat de capaciteit per gasveld sterk verschilt: het werkvolume van UGS Alkmaar is bijvoorbeeld circa 10x kleiner dan dat van Norg. Voor de huidige opslaglocaties voor aardgas (Grijpskerk, Norg en Bergermeer) worden 3 varianten onderscheiden: 1) de volledige 116 PJ is tussen 2030 en 2050 beschikbaar, of er is nog steeds aardgasopslag nodig, waardoor 2) de helft (58 PJ) of 3) driekwart (87 PJ) voor waterstof beschikbaar komt.

Daarnaast veronderstelt (TNO 2021) dat, naast de ombouw van de huidige UGS-locaties, tussen 2030 en 2050 maximaal vier nieuwe waterstofopslaglocaties in andere gasvelden kunnen worden aangelegd. Voor deze nieuwe locaties wordt eveneens een totale waterstofopslagcapaciteit van 116 PJ aangehouden. In totaal zou het werkvolume van aardgasvelden dus maximaal 232 PJ bedragen. Als er nog steeds aardgasopslag nodig is, is het voor waterstof beschikbare werkvolume minder.

## 5.2 Wereld en Europa

### 5.2.1 Productie van groene waterstof

#### **Potentiële waterstofproductiecapaciteit in 2030 en 2040**

##### *Wereld*

Global Hydrogen Review 2023 (IEA 2023) geeft een overzicht van wereldwijd gerealiseerde en aangekondigde projecten voor groene waterstof in de periode tot 2030, dat gebaseerd is op het jaarlijks geactualiseerde projectenbestand van IEA<sup>87</sup>. Eind 2022 was er bijna 700 MWe geïnstalleerd. Uitgaande van projecten die op dat moment in aanbouw waren of waarvoor een definitieve investeringsbeslissing was genomen zou het vermogen eind 2023 bijna kunnen zijn verdrievoudigd tot 2 GWe. Gebaseerd op aangekondigde projecten waarvoor eind 2022 haalbaarheidsonderzoeken werden uitgevoerd zou er in 2030 175 GWe kunnen zijn opgesteld. Inclusief projecten die nog in een vroeg (concept)stadium verkeren zou dat in 2030 420 GWe kunnen zijn. Volgens het waterstofprojectenbestand van IEA zou in 2040, indien alle geïnventariseerde plannen doorgaan – inclusief plannen waarvoor geen jaartal is gespecificeerd en plannen met conceptstatus – wereldwijd 800 GWe kunnen zijn gerealiseerd. Aangezien de inventarisatie een momentopname is, zullen er projectplannen bijkomen, maar er zullen ook veel plannen afvallen aangezien de meeste in de haalbaarheidsfase of de conceptfase verkeren.

##### *Europa*

In de EU-27 inclusief het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen was volgens het waterstofprojectenbestand van IEA eind 2022 220 MWe geïnstalleerd; eind 2023 zou dat kunnen zijn toegenomen tot 460 MWe. Uitgaande van aangekondigde projecten waarvoor eind 2022 nog haalbaarheidsonderzoeken werden uitgevoerd zou er in 2030 55 GWe kunnen zijn opgesteld. Als alle geïnventariseerde plannen doorgaan, inclusief plannen waarvoor geen jaartal is gespecificeerd en plannen met conceptstatus, zou in 2040 158 GWe kunnen zijn gerealiseerd. Het is inherent onzeker hoeveel van deze projecten daadwerkelijk worden uitgevoerd. Zelfs als in 2030 wél 55 gigawatt wordt gehaald is dat volstrekt onvoldoende om jaarlijks 10 miljoen ton groene waterstof te kunnen produceren, zoals de Europese Commissie beoogt. Zelfs als alleen wordt uitgegaan van het hoge aantal vollasturen van wind op zee (4.740) zou daarmee ‘slechts’ 4,9 megaton groene waterstof kunnen worden geproduceerd. In de praktijk zal in Europa ook elektriciteit van wind op land en zonnepanelen – met minder vollasturen en dus minder groenewaterstofproductie – worden ingezet.

#### **Potentiële productiecapaciteit voor elektrolyzers in 2030**

##### *Wereld en Europa*

(IEA 2023) verwacht dat de mondiale capaciteit voor de productie van elektrolyzers het komende decennium snel genoeg kan groeien om de plannen voor de bouw van groenewaterstoffabrieken te kunnen bijbenen. De mondiale capaciteit voor de productie van elektrolyzers bedroeg in 2022 13 GWe/jaar, waarvan de helft in China en een vijfde in Europa. Uitgaande van aankondigingen van

---

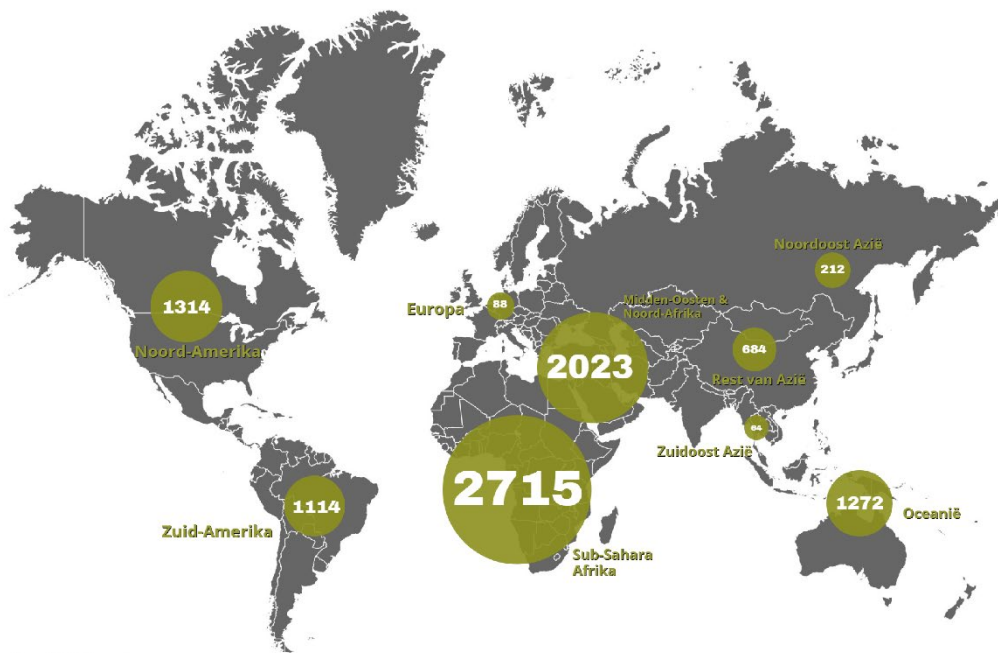
<sup>87</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>. Het gaat om de versie die in oktober 2023 is geactualiseerd.

elektrolyserproducenten zou er in 2030 een productiecapaciteit van 155 GWe/jaar kunnen zijn gerealiseerd, waarvan een kwart in China en wederom een vijfde in Europa. Slechts 8 procent van de aangekondigde projecten is in aanbouw of heeft een definitieve investeringsbeslissing. Voor het overige deel is het onzeker in hoeverre aangekondigde projecten zullen doorgaan.

## Maximaal potentieel voor groene waterstofproductie in 2050

**Figuur 5.2**

**Technisch potentieel in 2050 (in exajoule) voor productie van groene waterstof met productiekosten onder \$1,50 per kg**



Bron: IRENA (2022)

Figuur 5.2 geeft een raming van de technische potentiëlen in 2050 in verschillende regio's voor de productie van groene waterstof met productiekosten onder 1,5 USD/kg (IRENA 2022)<sup>88</sup>. Volgens de figuur is het totale mondiale potentieel bijna 9.500 exajoule (EJ), oftewel 79.000 megaton.

Volgens (IRENA 2022) is dit mondiale potentieel in 2050 vele malen groter dan de geraamde mondiale vraag naar waterstof: aan de hand van een aantal recente studies<sup>89</sup> laat IRENA zien dat de mondiale vraag naar verwachting tussen 370 en 560 megaton (44 tot 67 EJ) zal liggen, overeenkomend met 12 tot 22 procent van het mondiale finale energiegebruik. Om het potentieel daadwerkelijk te kunnen ontwikkelen zullen minder draagkrachtige landen echter overdracht van technologie,

<sup>88</sup> Dit potentieel is gebaseerd op landbeschikbaarheid, waarbij beschermde gebieden, bossen, wetlands, landbouwgebied, te steile hellingen, stedelijk gebied en dichtbevolkte gebieden zijn uitgezonderd. De beschikbaarheid van water is niet meegenomen.

<sup>89</sup> Onder andere: New Energy Outlook 2021, Bloomberg NEF; Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector, IEA; World Energy Transitions Outlook, IRENA.

hulp bij het aanleggen van infrastructuur en grote investeringen van importerende landen nodig hebben.

IRENA (2022) verwacht dat Europa als geheel op de langere termijn een netto-importeur van groene waterstof zal zijn, waarbij de situatie per land kan verschillen. Landen als Nederland, België, Duitsland, Frankrijk en Italië zullen netto-importeur zijn, en landen als Spanje, Portugal, Noorwegen en Verenigd Koninkrijk kunnen netto-exporteur zijn<sup>90</sup>. Regio's buiten Europa die netto-exporteurs kunnen zijn, zijn onder andere Zuid-Amerika, Canada, Afrika, Midden-Oosten en Oceanië (Australië en Nieuw Zeeland).

### 5.2.2 Productie van blauwe waterstof

#### Wereld

Momenteel wordt wereldwijd ongeveer 11 megaton CO<sub>2</sub> afgevangen bij de productie van ongeveer 0,8 – 1,2 megaton waterstof uit fossiele energiedragers (IEA 2023). Het grootste deel van de afgevangen CO<sub>2</sub> wordt geïnjecteerd in olievelden om oliewinning te bevorderen (*enhanced oil recovery*). Slechts één project in Canada injecteert de CO<sub>2</sub> in ondergrondse formaties voor permanente opslag. SMR (*steam methane reforming*) is de meest toegepaste technologie voor waterstofproductie uit aardgas; ATR (*autothermal reforming*) wordt nog niet toegepast, maar is wel gekozen voor een aantal geplande projecten in vooral Nederland en Verenigd Koninkrijk. Vooral in China wordt blauwe waterstof uit steenkool geproduceerd. Als alle aangekondigde projecten doorgaan zou in 2030 8 megaton blauwe waterstof kunnen worden geproduceerd. Slechts 6 procent daarvan was eind 2022 in aanbouw.

### 5.2.3 Grensoverschrijdend transport van groene en blauwe waterstof in Europa

Europa heeft momenteel al meer dan 2.000 km aan pijpleidingen voor het transport van waterstof, die eigendom zijn van industriële producenten en gebruikers (IEA 2022b). Het grootste deel van die leidingen bevindt zich in gebieden waar raffinaderijen en chemische fabrieken staan. Er is echter aanvullende infrastructuur nodig om in de toekomst grootschalig CO<sub>2</sub>-arme of -vrije waterstof te kunnen transporteren vanuit landen met veel productiepotentieel (zoals Noorwegen, Spanje en Portugal) naar landen met grote vraag en (te) weinig productiepotentieel (zoals Duitsland en België), en binnen landen te kunnen distribueren. Een consortium van 31 TSO's<sup>91</sup> (waaronder Gasunie) uit 28 landen heeft in 2022 een plan gepresenteerd dat aansluit bij de REPowerEU-ambitie om in 2030 20 megaton groene waterstof beschikbaar te hebben, waarvan 10 megaton uit Europese productie en 10 megaton uit import (EHB 2022). Het consortium beoogt om in 2030 5 pan-Europese corridors voor levering en import van groene waterstof te hebben gerealiseerd, die industriële clusters, havens en 'waterstofvalleien' met elkaar verbinden. Figuur 5.4 laat zien dat voor Nederland vooral de Noordzeecorridor van belang is. In 2030 en 2040 zou respectievelijk 28.000 en 53.000 km pijpleiding kunnen zijn gerealiseerd, waarvan meer dan 60 procent bestaat uit 'hergebruikte' aardgasleidingen. Het Nederlandse waterstofnetwerk (paragraaf 5.1.4) zal onderdeel uitmaken van dit Europese netwerk. Gas-TSO's in Denemarken, Duitsland, Italië Spanje en het Verenigd Koninkrijk

---

<sup>90</sup> Dat kan waterstof zijn, maar ook ammoniak, methanol, synthetische brandstoffen en zelfs gereduceerd ijzererts.

<sup>91</sup> *Transmission System Operators*.

hebben plannen aangekondigd om delen van het bestaande gasnetwerk te hergebruiken om industriële clusters te verbinden met gebieden die veelbelovend zijn voor CO<sub>2</sub>-vrije of -arme waterstofproductie (IEA 2022b).



Figuur 5.4

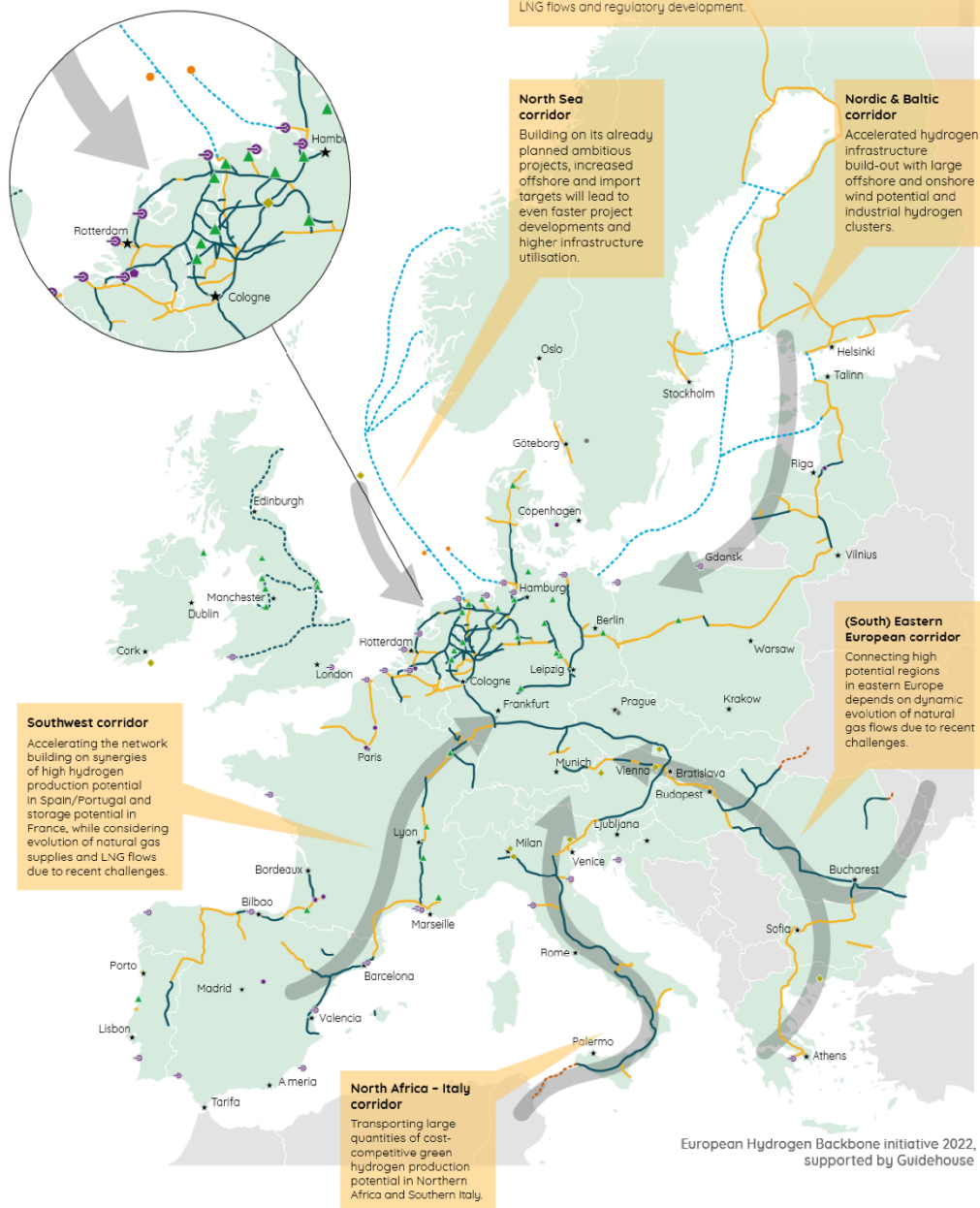
## Beoogde corridors voor het transport van CO<sub>2</sub>-arme/-vrije waterstof in 2030

Figure 2 - 2030

Accelerated and updated 2030 EHB network supports the EC's REPowerEU ambition to accelerate the creation of a domestic and import market for hydrogen and to increase European energy system resilience

- |   |                  |  |
|---|------------------|--|
| <b>Pipelines</b>  | <b>Storages</b>  | <b>Other</b>                                       |
| — Repurposed  | ▲ Salt cavern    | ★ City, for industrial purposes                    |
| — New   | ● Aquifer        | ● Energy hub / Offshore (wind) hydrogen production |
| — Subsea  | ◆ Depleted field | ● Existing or planned gas-import-terminal          |
| — Import / Export   | ● Rock cavern    |  |
| — UK 2030 pipelines depends on pending selection of hydrogen clusters |                  |  |

**General remarks**  
Across all corridors, market conditions are continuously evolving. Map subject to updates resulting from new announcements, considering natural gas supplies, LNG flows and regulatory development.



Bron: EHB (2022)

## 6 Verwachte kosten

Dit hoofdstuk geeft ramingen van de in 2030 en 2040 verwachte productiekosten voor groene, blauwe en grijze waterstof in Nederland alsmede van de totale kosten van import uit landen waar de kosten van hernieuwbare elektriciteit of aardgas lager zijn dan in Nederland.

Daarbij past de kanttekening dat dergelijke kosten weliswaar een belangrijk gegeven zijn – bijvoorbeeld om de werkelijke kostprijs van grijze, blauwe en groen waterstof onderling te kunnen vergelijken – maar dat ze niet zoveel zeggen over de prijs waarvoor groene of blauwe waterstof in de toekomst door gebruikers kan worden ingekocht. Fraunhofer (2020) stelt dat prijzen vanwege belastingen, winsten, risicopremies, uitgaven voor onderzoek en ontwikkeling en de prijsopdrijvende werking van eventuele schaarste aanzienlijk hoger kunnen zijn dan de productiekosten. Dergelijke prijscomponenten worden hier echter niet verder besproken.

### 6.1 Productiekosten van groene waterstof in 2030 en 2040 in Nederland

De productiekosten van groene waterstof worden voornamelijk bepaald door de investeringskosten, de kosten van hernieuwbare elektriciteit, netwerkkosten, het aantal vollasturen dat jaarlijks kan worden gerealiseerd, vaste O&M-kosten, en de opbrengsten uit de verkoop van gratis verkregen ETS- en CO<sub>2</sub>-heffingsrechten. Kosten voor gedemineraliseerd water zijn in verhouding veel kleiner en worden in dit hoofdstuk verder niet in beschouwing genomen. Er wordt ook geen rekening gehouden met opbrengsten uit de eventuele verkoop van zuurstof en restwarmte. Benutting daarvan vergt extra investeringen, terwijl het bijproducten zijn met een beperkte waarde. Bovendien zal het in de meeste gevallen lastig zijn om er een afnemer voor te vinden.

Tabel 6.1 geeft de berekende productiekosten in euro<sub>2022</sub> voor groene waterstof in 2030 en 2040 voor een configuratie waarbij elektrolyzers aan de kust worden voorzien van hernieuwbare elektriciteit van windparken op de Noordzee, bij respectievelijk hoge en lage ramingen voor de investeringskosten en de elektriciteits- en CO<sub>2</sub>-prijs. Voor de berekening van de productiekosten is gebruik gemaakt van het rekenmodel dat ook gebruikt wordt om de onrendabele top te berekenen van technieken die in aanmerking komen voor SDE++-subsidie (het zogenoemde OT-model)<sup>92</sup>.

---

<sup>92</sup> [https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https procent3A procent2F procent2Fwww.pbl.nl procent2Fsites procent2Fdefault procent2Ffiles procent2Fdownloads procent2Fpbl-2023-ot-model-sde-plus-plus-2023-4815.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%20procent2F%20procent2Fwww.pbl.nl%20procent2Fsites%20procent2Fdefault%20procent2Ffiles%20procent2Fdownloads%20procent2Fpbl-2023-ot-model-sde-plus-plus-2023-4815.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK).

**Tabel 6.1**Productiekosten in euro<sub>2022</sub> voor groene waterstof uit stroom van wind op zee in 2030 en 2040

	2030 (lage variant)	2030 (hoge variant)	2040 (lage variant)	2040 (hoge variant)
<b>Productiekosten (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)<sup>a</sup></b>	6,3	9,1	5,6	8,0
<b>Investeringskosten (€<sub>2021</sub>/kWe)</b>	620	950	310	475
<b>Vaste O&amp;M (€<sub>2021</sub>/kW/jaar)</b>	25	38	13	19
<b>Netwerkkosten (€<sub>2021</sub>/kW/jaar)</b>	191	191	191	191
<b>Gemiddelde elektriciteitsprijs WoZ (€<sub>2021</sub>/MWh)<sup>b</sup></b>	46	81	56	91
<b>Aantal vollasturen wind op zee</b>	4.740	4.740	4.740	4.740
<b>Energetische omzettingsrendement o.b.v. LHV ( procent)</b>	62	62	67	67
<b>CO<sub>2</sub>-prijs (€<sub>2021</sub>/ton)<sup>c</sup></b>	91	149	179	179
<b>Opbrengst verkoop gratis verkregen emissierechten (€<sub>2021</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	0,73	0,90	0,84	0,84

- a) Inclusief opbrengsten uit de verkoop van gratis emissierechten (ETS en nationale CO<sub>2</sub>-heffing). De oorspronkelijk berekende waarden voor de productiekosten waren net als de gebruikte inputgegevens uitgedrukt in euro<sub>2021</sub>. De productiekosten zijn eind 2023 omgerekend naar euro<sub>2022</sub> door een inflatiecorrectie van 10% toe te passen.
- b) In KEV 2022 is wel rekening gehouden met de doelstelling om in 2030 21 GW wind op zee te plaatsen, maar niet met het beleidsvoornemen om in 2040 50 GW en in 2050 70 GW te plaatsen (zie paragraaf 4.1.3). Wanneer dit voornemen wordt verwezenlijkt zal de elektriciteitsprijs waarschijnlijk afwijken van wat in de KEV 2022 is geraamd. Als echter de vraag door elektrificatie ‘meegroeit’ zal de elektriciteitsprijs niet per se lager zijn dan geraamd.
- c) In KEV 2022 is nog geen rekening is gehouden met de beëindiging van het uitgeven van ETS-emissierechten in 2039. Bij ongewijzigd beleid kan de ETS-prijs daarom in 2030 en met name 2040 hoger zijn dan in KEV 2022 is verondersteld.

Toelichting op de inputgegevens in tabel 6.1:

- De investeringskosten voor 2030 zijn gebaseerd op (ISPT 2022). In dat rapport worden de investeringskosten voor een 1 GW fabriek met AEL-stacks geraamd op 730 €<sub>2021</sub>/kW (+30 procent/-15 procent). Dat geeft een bandbreedte van 620 tot 950 €<sub>2021</sub>/kWe. Daarbij gaat het om *total installed costs*, waarbij niet alleen de kosten van apparatuur zijn meegenomen (zogenaamde directe kosten), maar ook de indirecte kosten, eigenaarskosten en onvoorziene kosten<sup>93</sup>. Volgens (PBL 2024a) zijn de investeringskosten voor 2024 voor een groene waterstoffabriek met een vermogen van 100 MWe 2200 €<sub>2022</sub>/kWe<sup>94</sup>. De veronderstelde kostendaling tussen 2024 en 2030 kan alleen tot stand komen als de komende jaren wereldwijd op grote schaal in groenewaterstoffabrieken wordt geïnvesteerd, en de

<sup>93</sup> Bij fabrieken die AEL toepassen zijn de indirecte en directe kosten respectievelijk 44 procent en 56 procent van de totale kosten. De kosten voor de stacks zijn slechts 13 procent van de totale kosten.

<sup>94</sup> De hoogte van de specifieke investeringskosten (in euro/kWe) van elektrolyzers is in (PBL 2023) afhankelijk van het inputvermogen: ze zijn lager naarmate het inputvermogen hoger is en vice versa. Daarbij is uitgegaan van een schaalfactor van 0,8. Dat wil zeggen dat de investeringskosten van een 10 keer zo grote fabriek niet 10 keer maar 10<sup>0,8</sup> maal zo hoog zijn.

schaalgrootte daadwerkelijk toeneemt tot 1 GW (IEA 2022b). Voor 2040 veronderstellen we een arbitraire halvering van de investeringskosten ten opzichte van de waarden in 2030. Ook die daling vereist dat er na 2030 op mondiale schaal grote aantallen waterstoffabrieken worden gebouwd. Op dit moment – voorjaar 2024 – kan worden geconstateerd dat de veronderstelde kostendaling in 2030 hoogstwaarschijnlijk te optimistisch is, aangezien investeringen in groenewaterstoffabrieken tot nu toe achterblijven bij de verwachtingen die de auteurs van (ISPT 2022) destijds hadden. De gevoeligheid van de productiekosten van groene waterstof voor de specifieke investeringskosten is – zowel in 2030 als 2040 – bij 4.740 vollasturen 0,22 euro/kg H<sub>2</sub> per 100 euro/kWe. Dat wil zeggen dat als de werkelijk specifieke investeringskosten in 2030 en 2040 500 euro/kWe hoger zouden zijn dan verondersteld, de productiekosten 1,1 euro/kg H<sub>2</sub> hoger zijn dan berekend.

- De jaarlijkse vaste O&M-kosten zijn in 2030 en 2040 4 procent van de investeringskosten.
- De netwerkkosten zijn berekend met de rekentool die voor (PBL 2024a) is gebruikt, en zijn de gemiddelde kosten voor een groenewaterstoffabriek van 1 GWe met 4.740 vollasturen in de periode 2024 – 2038. Bij gebrek aan meer specifieke informatie over toekomstige netwerkkosten is voor 2030 en 2040 hetzelfde bedrag verondersteld.
- De elektriciteitsprijzen voor wind op zee zijn gebaseerd op COMPETES-berekeningen voor KEV 2022<sup>95</sup>. Volgens deze COMPETES-berekeningen is de gemiddelde prijs van elektriciteit van wind op zee in 2037 10 €<sub>2021</sub>/MWh hoger dan in 2030; deze waarde nemen we ook aan voor 2040. In KEV 2022 is wel rekening gehouden met de doelstelling om in 2030 21 GW wind op zee te plaatsen, maar niet met het beleidsvoornemen om in 2040 50 GW en in 2050 70 GW te plaatsen (zie paragraaf 4.1.3). Wanneer dit voornemen wordt verwezenlijkt zal de elektriciteitsprijs waarschijnlijk afwijken van wat in de KEV 2022 is geraamd. Als echter de vraag door elektrificatie ‘meegroeit’ zal de elektriciteitsprijs niet per se lager zijn dan geraamd.
- Het aantal vollasturen in 2030 en 2040 is gebaseerd op TNO/BLIX (2021) en heeft betrekking op windparken van 2 GW met turbines van 20 MW.
- De waarde voor het gemiddelde rendement in 2030 is gebaseerd op ISPT (2022). Bij de berekening van het gemiddelde rendement is er rekening mee gehouden dat de stacks bij 10 procent degradatie worden vervangen. Het gemiddelde rendement tijdens de levensduur is dus 5 procent lager dan het initiële rendement. IRENA (2020) veronderstelt dat het initiële rendement kan toenemen tot 76 procent in 2050 (LHV). Rekening houdend met 10 procent degradatie tijdens de levensduur van de stacks zou het gemiddelde rendement in 2050 72 procent bedragen. Op basis van interpolatie tussen 2030 en 2050 wordt voor 2040 een gemiddeld rendement van 67 procent verondersteld.
- Vanaf 1 januari 2024 valt de productie van groene waterstof onder het EU ETS, waardoor hernieuwbare waterstof in aanmerking komt voor gratis rechten (paragraaf 4.2.2). Uitgaande van een benchmark van 6,03 kg CO<sub>2</sub> per kg H<sub>2</sub> in 2030 en een ETS-prijs van 87 €<sub>2021</sub>/ton CO<sub>2</sub> (onderwaarde in KEV 2022) vertegenwoordigt dat een waarde van 0,52 €<sub>2021</sub>/kg H<sub>2</sub>, bij een ETS-prijs van 149 €<sub>2021</sub>/ton CO<sub>2</sub> (bovenwaarde) is dat 0,90 €<sub>2021</sub>/kg H<sub>2</sub>. Als bovendien in het kader van de nationale CO<sub>2</sub>-heffing gratis dispensatierechten worden verstrekt komt daar in het geval van de onderwaarde van de ETS-prijs nog 0,21 €<sub>2021</sub>/kg H<sub>2</sub> bij; in het geval van de bovenwaarde van de ETS-prijs is de CO<sub>2</sub>-heffing 0 €<sub>2021</sub>/ton. Daarbij is uitgegaan van een in de Wet belasting op milieugrondslag vastgelegd tarief van 136,8

---

<sup>95</sup> <https://www.pbl.nl/modellen/kev-rekensysteem-competes>.

€<sub>2021</sub>/ton CO<sub>2</sub> in 2030<sup>96</sup> en 4,14 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> aan verhandelbare dispensatierechten<sup>97</sup>. In totaal gaat het dan in 2030 om een bandbreedte van 0,73 tot 0,90 €<sub>2021</sub>/kg H<sub>2</sub>. Voor 2040 is uitgegaan van een ETS-benchmark van 4,68 kg CO<sub>2</sub> per kg H<sub>2</sub> in 2040<sup>98</sup> en een CO<sub>2</sub>-prijs van 179 €<sub>2021</sub>/ton (KEV 2022). Er is verondersteld dat het tarief van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing niet boven de ETS-prijs ligt. In KEV 2022 is nog geen rekening is gehouden met de beëindiging van het uitgeven van ETS-emissierechten in 2039. Bij ongewijzigd beleid kan de ETS-prijs daarom in 2030 en met name 2040 hoger zijn dan in KEV 2022 is verondersteld.

- Bij de berekening van de productiekosten is geen rekening gehouden met eventuele opbrengsten uit de verkoop van Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's). HBE's worden verkregen als groene waterstof wordt ingezet als motorbrandstof of als grondstof voor de productie van motorbrandstoffen. In paragraaf 4.1.2 laten we zien dat HBE's bij een HBE-prijs van 13 tot 21 €<sub>2021</sub>/GJ een waarde van 3,9 tot 6,3 €<sub>2021</sub> per kg waterstof vertegenwoordigen. Het is nog niet bekend hoeveel groene waterstof jaarlijks op deze manier kan worden afgezet; de minister oppert in (EZK 2022) dat de rijksoverheid in ieder geval ruimte wil bieden voor de eerste, reeds bekende projecten, maar het volume onder de raffinageroute wellicht zal maximeren (zie paragraaf 4.1.2).
- Ook is geen rekening gehouden met kosten voor het transport van geproduceerde waterstof via het waterstofnetwerk Nederland en voor de eventuele opslag in zoutcavernes of lege aardgasvelden.

Van het verschil van 2,8 €<sub>2022</sub>/kg tussen de lage en hoge variant van de productiekosten in 2030 is 0,7 €<sub>2022</sub>/kg het gevolg van het gebruik van verschillende investeringskosten, 2,3 €<sub>2022</sub>/kg het gevolg van het gebruik van verschillende elektriciteitsprijzen en -0,2 €<sub>2022</sub>/kg<sup>99</sup> het gevolg van het gebruik van verschillende CO<sub>2</sub>-prijzen. Paragraaf 6.3 gaat dieper in op de gevoeligheid van de productiekosten van groene waterstof voor de gekozen uitgangspunten.

Ondanks de veronderstelde lagere investeringskosten en het hogere omzettingsrendement zijn de productiekosten in 2040 slechts beperkt lager dan in 2030. Dat komt doordat – in overeenstemming met COMPETES-berekeningen voor KEV 2022 – met hogere prijzen voor elektriciteit van wind op zee is gerekend.

## 6.2 Productiekosten van blauwe en grijze waterstof in 2030 en 2040

De productiekosten van blauwe waterstof worden voornamelijk bepaald door de investeringskosten, de kosten voor aardgasgebruik en voor transport en opslag van CO<sub>2</sub>, en de opbrengsten uit de verkoop van gratis verkregen ETS- en CO<sub>2</sub>-heffingsrechten.

---

<sup>96</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/tarieven-co2-heffing>. Het tarief is inmiddels vastgesteld op 150,3 euro<sub>2024</sub>/ton CO<sub>2</sub>. De berekening is hier niet voor gecorrigeerd.

<sup>97</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/dispensatierechten>.

<sup>98</sup> Daarbij is uitgegaan van een verlaging met 2,5 procent per jaar ten opzichte van 2030 ([https://eur-lex.europa.eu/eli/reg\\_impl/2021/447](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2021/447)).

<sup>99</sup> Het minteken geeft aan dat een hogere CO<sub>2</sub>-prijs tot lagere productiekosten leidt.

Tabel 6.2 geeft de productiekosten (in euro<sub>2022</sub>) in 2030 voor 3 verschillende configuraties voor de productie van blauwe waterstof, en ter vergelijking ook de productiekosten van grijze waterstof, bij respectievelijk hoge en lage ramingen voor de aardgas- en CO<sub>2</sub>-prijs conform de tabellenbijlage van KEV 2022<sup>100</sup>.

- Configuratie 1 is een bestaande, afgeschreven SMR-fabriek met een nieuwe CCS-installatie, waarbij CO<sub>2</sub> wordt afgevangen uit de gasstroom die uit de shiftreactor komt. Volgens (IEAGHG 2017) wordt met deze configuratie een afvangpercentage van 56 procent bereikt, en daalt het omzettingsrendement door het toevoegen van de CCS-installatie van 76 procent naar 73,5 procent (op basis van LHV).
- Configuratie 2 is een bestaande, afgeschreven SMR-fabriek met een nieuwe CCS-installatie, waarbij CO<sub>2</sub> wordt afgevangen uit de rookgassen van de reformer. Volgens (IEAGHG 2017) wordt met deze configuratie een afvangpercentage van 90 procent bereikt en daalt het omzettingsrendement door het toevoegen van de CCS-installatie van 76 procent naar 69,1 procent (op basis van LHV).
- Configuratie 3 is een nieuwe ATR-fabriek inclusief CCS-installatie, met specificaties van de fabriek die naar verwachting gebouwd gaat worden in het kader van H-vision op de Maasvlakte. Volgens (H-vision 2019) heeft deze configuratie een omzettingsrendement van 77,8 procent en een afvangpercentage van 88 procent.

Configuraties 1 en 3 zijn voor Nederland het meest relevant omdat er momenteel concrete plannen zijn om de beschreven installaties in Nederland te bouwen. Configuratie 2 is in tabel 6.2 opgenomen om te laten zien dat het mogelijk is om – weliswaar tegen hogere kosten per kg H<sub>2</sub> – hogere afvangpercentages bij bestaande SMR-installaties te realiseren.

**Tabel 6.2**  
Productiekosten in euro<sub>2022</sub> van blauwe en grijze waterstof in 2030

Configuratie	1 (lage variant)	1 (hoge variant)	2 (lage variant)	2 (hoge variant)	3 (lage variant)	3 (hoge variant)	Grijs <sup>a</sup> (lage variant)	Grijs <sup>a</sup> (hoge variant)
Productiekosten (€ <sub>2022</sub> /kg H <sub>2</sub> ) <sup>b</sup>	1,8	3,2	2,1	3,5	2,0	3,0	1,9	3,2
Investeringskosten (€ <sub>2022</sub> /kW)	172	172	485	485	320	320	0	0
Vaste O&M (€ <sub>2022</sub> /kWinput/jaar)	19	19	28	28	8	8	14	14
aardgasprijs (€ <sub>2021</sub> /MWh (HHV))	21,5	46,1	21,5	46,1	21,5	46,1	21,5	46,1

<sup>100</sup> <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2022#downloads-en-links>.

<b>Aantal vollast-uren</b>	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
<b>Energetisch omzettingsrendement o.b.v. LHV → LHV (procent)</b>	73,5	73,5	69,1	69,1	77,8	77,8	75,9	75,9
<b>Afvangpercentage (procent)</b>	56	56	90	90	88	88	n.v.t.	n.v.t.
<b>Kosten transport en opslag (€<sub>2022</sub>/kg)<sup>c</sup></b>	0,4	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	n.v.t.	n.v.t.
<b>CO<sub>2</sub>-prijs (€<sub>2021</sub>/ton)<sup>d</sup></b>	87	149	87	149	87	149	87	149
<b>Opbrengst verkoop gratis verkregen emissierechten (€<sub>2021</sub>/kg H<sub>2</sub>)<sup>e</sup></b>	0,2	0,3	0,6	0,8	0,6	0,7	-0,2 <sup>e</sup>	-0,4

- a) Bestaande SMR.
- b) Inclusief kosten voor transport en opslag en opbrengsten uit de verkoop van gratis emissierechten (ETS en nationale CO<sub>2</sub>-heffing). De verreweg belangrijkste kostencomponent (aardgas) is uitgedrukt in euro<sub>2021</sub>. De daarmee berekende productiekosten zijn omgerekend naar euro<sub>2022</sub> door een inflatiecorrectie van 10% toe te passen.
- c) Voor de berekening van de kosten voor transport en opslag is het tarief gebruikt uit (PBL 2023): 71,8 €<sub>2022</sub>/ton.
- d) Opgemerkt wordt dat in KEV 2022 nog geen rekening is gehouden met de beëindiging van het uitgeven van ETS-emissierechten in 2039. De ETS-prijs kan daarom in 2030 en met name 2040 hoger zijn dan in KEV 2022 is verondersteld.
- e) Zie de toelichting bij tabel 6.1 voor de berekening. Het minteken bij grijze waterstof betekent dat er kosten moeten worden gemaakt voor de aanschaf van emissierechten.

Tabel 6.2 laat zien dat de integrale kosten voor de productie van blauwe waterstof in 2030 vergelijkbaar zijn met die voor grijze waterstof. Zonder ETS en CO<sub>2</sub>-heffing zouden de productiekosten van blauwe waterstof hoger zijn dan die van grijze waterstof. Producenten van blauwe waterstof kunnen echter een deel van de gratis verkregen rechten verkopen – waarbij de hoeveelheid afhankelijk is van het afvangpercentage –, terwijl producenten van grijze waterstof rechten moet kopen<sup>101</sup>.

Vergelijking van de productiekosten van blauwe en grijze waterstof met die van groene waterstof in tabel 6.1 laat zien dat de productiekosten van groene waterstof in 2030 veel hoger zijn dan die van blauwe en grijze waterstof. Vergeleken met blauwe waterstof uit configuratie 1 zijn de

<sup>101</sup> Producenten van blauwe en grijze waterstof ontvangen in 2030 evenveel gratis ETS- en dispensatierechten.

productiekosten van groene waterstof 4,5 tot 5,9 €<sub>2022</sub>/kg hoger<sup>102</sup>. De grootte van het verschil is vooral afhankelijk van de prijzen van elektriciteit en aardgas, en in beperkte mate van die van CO<sub>2</sub>. Paragraaf 6.3 gaat in op de gevoeligheid van de productiekosten van blauwe en grijze waterstof voor de aardgas- en CO<sub>2</sub>-prijzen.

Tabel 6.3 toont de productiekosten van blauwe en grijze waterstof in 2040. Daarbij is uitgegaan van dezelfde bandbreedte voor de aardgasprijs als in 2030 (21,5 tot 46,1 €<sub>2021</sub>/MWh (HHV)<sup>103</sup>) en een CO<sub>2</sub>-prijs van 179 €<sub>2021</sub>/ton CO<sub>2</sub> (tabellenbijlage KEV 2022). Er is uitgegaan van een ETS-benchmark van 4,68 kg CO<sub>2</sub> per kg H<sub>2</sub> en er is verondersteld dat het tarief van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing niet boven de ETS-prijs ligt en dus geen aanvullend effect heeft. Alle overige inputgegevens – zoals investeringskosten, omzettingsrendementen en afvangpercentages – zijn gelijk verondersteld aan die in tabel 6.2. De kleine verschillen tussen productiekosten in 2040 en 2030 worden daardoor enkel veroorzaakt door verschillen in ETS-benchmark en CO<sub>2</sub>-prijs. In 2040 zijn de productiekosten van groene waterstof 3,7 tot 4,6 euro<sub>2022</sub>/kg hoger dan die van blauwe en grijze waterstof<sup>104</sup>.

**Tabel 6.3**  
Productiekosten in euro<sub>2022</sub> van blauwe en grijze waterstof in 2040

Configuratie	1 (lage variant)	1 (hoge variant)	2 (lage variant)	2 (hoge variant)	3 (lage variant)	3 (hoge variant)	Grijs <sup>a</sup> (lage variant)	Grijs <sup>a</sup> (hoge variant)
<b>Productiekosten</b> (€ <sub>2022</sub> /kg H <sub>2</sub> ) <sup>b</sup>	1,9	3,4	2,0	3,6	1,7	3,1	2,2	3,6

a) Bestaande SMR.

b) Inclusief kosten voor transport en opslag en opbrengsten uit de verkoop van gratis emissierechten (ETS en nationale CO<sub>2</sub>-heffing).

## 6.3 Gevoeligheid van productiekosten voor energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen

In deze paragraaf worden de gevoeligheid van de in paragraaf 6.2 berekende productiekosten van groene, blauwe en grijze waterstof voor verandering in de energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen gekwantificeerd. Deze analyse is er vooral op gericht om inzichtelijk te maken bij welke combinatie van elektriciteit- en gasprijzen groene waterstof concurrerend kan zijn met blauwe en grijze waterstof.

<sup>102</sup> Hierbij zijn lage variant van groen met lage variant van blauw en hoge variant van groen met hoge variant van blauw vergeleken.

<sup>103</sup> De tabellenbijlage van KEV 2022 geeft voor 2040 geen bandbreedte voor de aardgasprijs. De middenwaarden voor 2030 en 2040 zijn echter gelijk.

<sup>104</sup> Ook hierbij zijn lage variant van groen met lage variant van blauw en hoge variant van groen met hoge variant van blauw vergeleken.

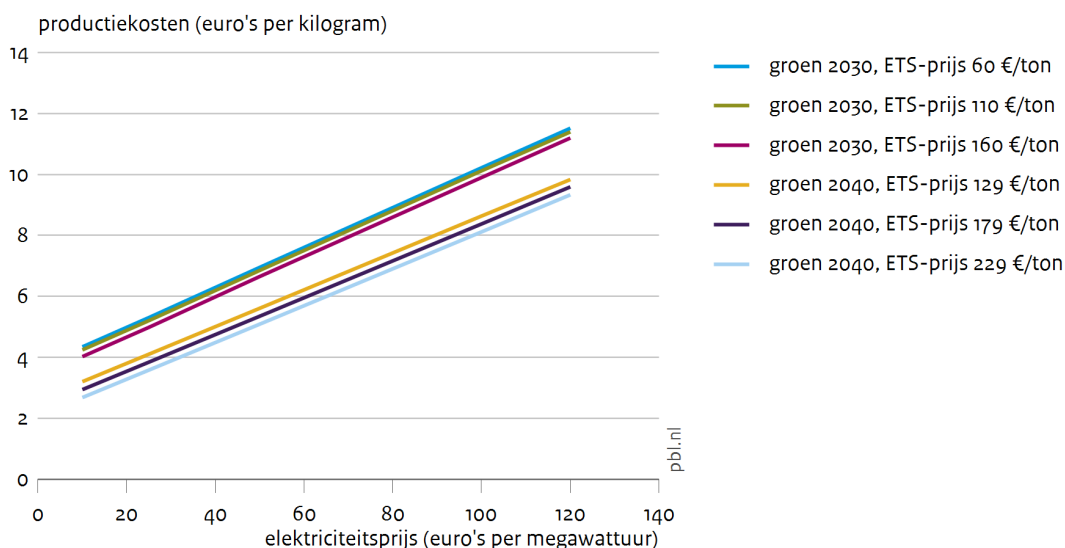


## Groene waterstof

Figuur 6.1 geeft de gevoeligheid van de productiekosten in 2030 en 2040 voor variaties in de elektriciteits- en CO<sub>2</sub>-prijs<sup>105</sup>. In 2030 leidt elke 10 €/MWh verhoging van de elektriciteitsprijs tot een stijging van de productiekosten met ongeveer 0,65 €/kg. In 2040 is de stijging per 10 €/MWh verhoging van de elektriciteitsprijs met 0,60 €/kg iets lager omdat een hoger gemiddeld omzettingsrendement is verondersteld. Zolang de ETS-prijzen onder het CO<sub>2</sub>-heffingstarief van 136,8<sup>106</sup> euro/ton blijven (het tarief in 2030 voor de CO<sub>2</sub>-heffing), leidt elke verhoging van de ETS-prijs met 50 €/ton CO<sub>2</sub> tot een verlaging van de productiekosten met 0,10 €/kg<sup>107</sup>; bij ETS-prijzen die boven dat tarief liggen leidt elke verhoging van de ETS-prijs met 50 €/ton CO<sub>2</sub> tot een verlaging van de productiekosten met 0,25 €/kg<sup>108</sup>. De gevoeligheid van de productiekosten voor de investeringskosten – niet in de figuur opgenomen – bedraagt in 2030 en 2040 respectievelijk 0,22 en 0,20 €/kg H<sub>2</sub> per 100 €/kWe.

Figuur 6.1

### Invloed van elektriciteits- en ETS-prijs op de productiekosten van groene waterstof in 2030 en 2040



Bron: PBL

## Blauwe en grijze waterstof

Figuur 6.2 toont de invloed van de aardgas- en ETS-prijs op de productiekosten van blauwe waterstof in 2040 (configuratie 1 en 3 in tabel 14). Elke 10 €/MWh<sub>HHV</sub> verhoging van de aardgasprijs leidt tot een verhoging van de productiekosten van blauwe waterstof met 0,57 tot 0,60 €/kg. Dat is

<sup>105</sup> Voor de investeringskosten is in figuur 6.2 uitgegaan van het gemiddelde van de lage en de hoge variant in tabel 6.1 (785 euro/kWe).

<sup>106</sup> Zoals gezegd is het tarief inmiddels verhoogd tot 150,3 euro/ton. De berekeningen zijn hier niet voor gecorrigeerd.

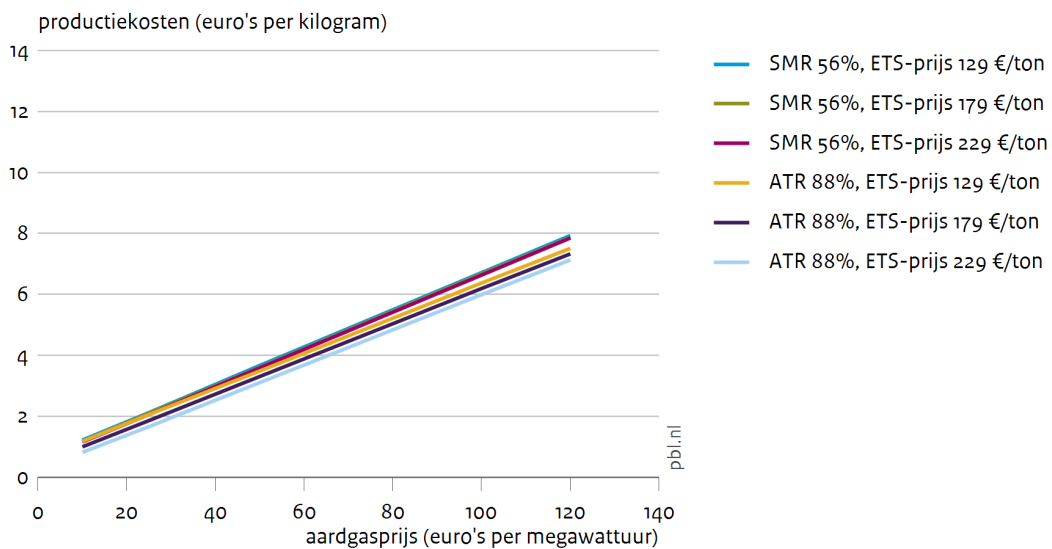
<sup>107</sup> De productiekosten worden lager omdat gratis verkregen rechten verkocht kunnen worden. De formule is  $6,03 * \text{ETS-prijs} + 4,14 * (136,8 - \text{ETS-prijs})$ . ETS-prijs in €/kg CO<sub>2</sub>.

<sup>108</sup> De formule is dan  $6,03 * \text{ETS-prijs}$ .

vergelijkbaar met het verband tussen elektriciteitsprijs en productiekosten bij groene waterstof<sup>109</sup>. Naarmate het afvangpercentage en de ETS-prijs hoger zijn, zijn de productiekosten van blauwe waterstof lager, aangezien er dan meer gratis verkregen emissierechten tegen een hogere prijs kunnen worden verkocht: bij ETS-prijzen die boven het CO<sub>2</sub>-tarief van 136,8 €/ton<sup>110</sup> liggen leidt een stijging van de ETS-prijs met 50 €/ton CO<sub>2</sub> bij de configuratie van ATR met 88 procent afvang tot een daling van de productiekosten van ongeveer 0,20 €/kg, terwijl dat bij de configuratie van SMR met 56 procent afvang slechts ongeveer 0,02 €/kg is. Dat verschil komt doordat de restemissie bij SMR met 56 procent slechts iets lager is dan de benchmark in 2040 (4,68 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>), terwijl de restemissie bij ATR met 88 procent afvang wel significant lager is dan de benchmark. Daardoor kunnen er in het eerste geval nauwelijks gratis emissierechten worden verkocht, in het tweede geval wel.

**Figuur 6.2**

**Invloed van aardgas-en ETS-prijs op de productiekosten van blauwe waterstof in 2040**



Bron: PBL

Figuur 6.3 laat zien dat bij grijze waterstof elke 10 €/MWh<sub>HHV</sub> verhoging van de aardgasprijs tot een verhoging van de productiekosten leidt met circa 0,59 €/kg, en elke 50 €/ton verhoging van de CO<sub>2</sub>-prijs tot een verhoging van de productiekosten met 0,20 €/kg waterstof<sup>111</sup>. Hoewel grijze waterstof in 2040 evenveel gratis ETS-rechten krijgt als blauwe en groene waterstof – 4,68 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> – is dat niet voldoende om de CO<sub>2</sub>-emissie van 9 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> mee af te dekken. Er moeten dus ETS-rechten worden bijgekocht. Anders dan bij blauwe waterstof heeft het ETS-systeem daardoor bij grijze waterstof een verhogend effect op de productiekosten.

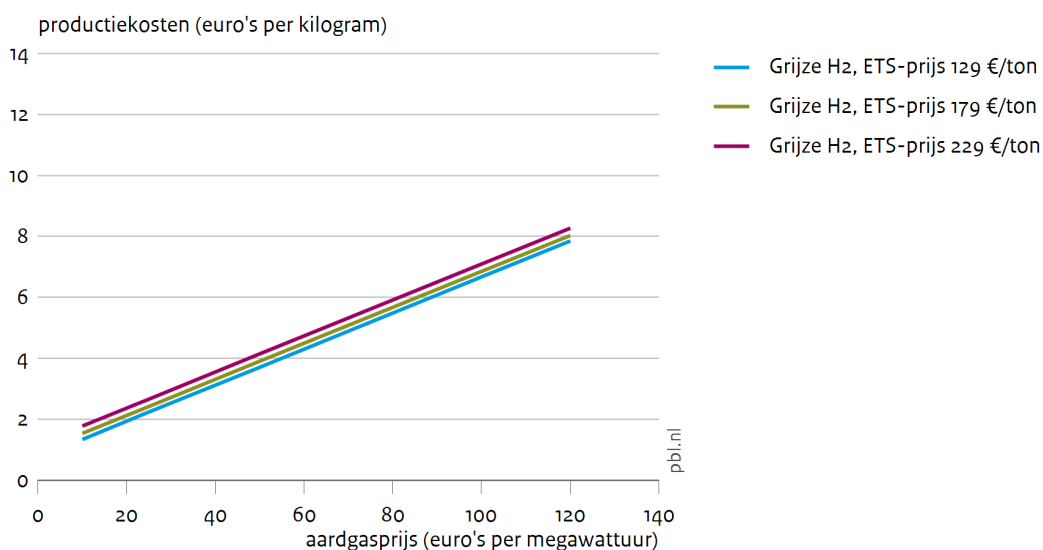
<sup>109</sup> Dat komt doordat de omzettingsrendementen van respectievelijk elektriciteit en aardgas in waterstof in 2040 vergelijkbaar zijn.

<sup>110</sup> Zoals aangegeven is het tarief inmiddels verhoogd naar 150,3 euro/ton CO<sub>2</sub>. De berekeningen zijn hier niet voor gecorrigeerd.

<sup>111</sup> Bij ETS-prijzen die boven het tarief van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing in 2030 liggen (136,8 €/ton).

**Figuur 6.3**

**Invloed van aardgas- en ETS-prijs op de productiekosten van grijze waterstof in 2040**



Bron: PBL

**Benodigde verschil in elektriciteits- en gasprijs voor concurrerende groenewaterstofproductie**

Uit figuren 6.1, 6.2 en 6.3 blijkt dat de productiekosten van groene waterstof in 2030 bij een elektriciteitsprijs van bijvoorbeeld 50 €/MWh gelijk zijn aan die van blauwe waterstof bij een aardgasprijs van respectievelijk 100 €/MWh bij configuratie 1 en 110 €/MWh bij configuratie 3. In 2040 zijn de productiekosten van groene waterstof door lagere investeringskosten en verbeterd omzettingsefficiëntie weliswaar gedaald, maar ook dan is groene waterstof pas concurrerend als de aardgasprijs hoger zou zijn dan de elektriciteitsprijs: bij een elektriciteitsprijs van 50 €/MWh zijn de productiekosten gelijk aan die van blauwe waterstof bij een aardgasprijs van respectievelijk 80 €/MWh bij configuratie 1 en 85 €/MWh bij configuratie 3.

Groene waterstof is dus pas concurrerend als de elektriciteitsprijs per MWh enkele tientallen euro's lager is dan de aardgasprijs. Uitgaande van de in KEV 2022 geraamde prijzen voor aardgas en elektriciteit lijken de groothandelselectriciteitsprijzen in 2030 echter juist ruwweg 2 keer zo hoog te zijn als de groothandelsgasprijzen (zie tabellen 6.1 en 6.2). In 2040 is het in de KEV 2022 verwachte prijsverschil tussen elektriciteit en aardgas zelfs nog groter. Hoewel eigenaren van grote groenewaterstoffabrieken de benodigde elektriciteit waarschijnlijk bij voorkeur zullen inkopen via rechtstreekse langjarige<sup>112</sup> contracten – *power purchase agreements* (PPA's) – met eigenaren van wind- en zonneparken, geeft dat geen garantie dat dergelijke elektriciteit goedkoper is dan elektriciteit die op de elektriciteitsbeurs APX wordt ingekocht. Er zijn aanwijzingen dat de stroomprijs in dergelijke contracten juist hoger is.

<sup>112</sup> In de orde van 10 tot 15 jaar (<https://www.next-kraftwerke.nl/kennis/power-purchase-agreement-ppa>).

### **Benodigde CO<sub>2</sub>-prijs voor concurrerende groenewaterstofproductie**

Resumerend blijkt dat een 50 €/ton hogere CO<sub>2</sub>-prijs:

- bij groene waterstof tot een verlaging van de productiekosten met 0,21 €/kg leidt;
- bij blauwe waterstof op basis van SMR met 56 procent afvang (configuratie 1) tot een verlaging van de productiekosten met 0,02 €/kg leidt;
- bij blauwe waterstof op basis van ATR met 56 procent afvang (configuratie 3) tot een verlaging van de productiekosten met 0,20 €/kg leidt;
- bij grijze waterstof tot een verhoging van de productiekosten met 0,20 €/kg leidt.

Omdat de gevoeligheden van de productiekosten voor de CO<sub>2</sub>-prijs bij groene en blauwe waterstof uit ATR nagenoeg gelijk zijn zullen zelfs fors hogere CO<sub>2</sub>-prijzen nauwelijks helpen om het kostprijsverschil te verkleinen. Om het kostprijsverschil tussen groene en blauwe waterstof uit SMR met 56 procent afvang te overbruggen is een CO<sub>2</sub>-prijs nodig die ongeveer 600 tot 900 euro<sup>113</sup> per ton hoger is dan de waarde die in tabel 6.3 voor 2040 is gebruikt (179 euro/ton, conform KEV 2022). Het kostprijsverschil tussen groene en grijze waterstof kan overbrugd worden met een CO<sub>2</sub>-prijs die ongeveer 250 tot 350 euro per ton hoger is.

## 6.4 Kosten van import uit landen met groot productiepotentieel voor groene en blauwe waterstof

De in tabel 6.4 en 6.5 gepresenteerde kostencijfers voor import van groene waterstof zijn gebaseerd op een studie van TNO in het kader van het HyDelta-onderzoeksprogramma (TNO 2022). Dat rapport geeft een overzicht van de totale kosten in 2030 en 2040 van Nederlandse import van waterstof uit 8 landen – Argentinië, Canada, Marokko, Australië, Oman, IJsland, Verenigd Koninkrijk en Saoedi-Arabië – via verschillende waterstofderivaten en transportmethoden: transport per schip van respectievelijk NH<sub>3</sub>, LH<sub>2</sub>, LOHC en CH<sub>3</sub>OH en transport per pijpleiding van gecompriëerde waterstof (80 bar). Bij transport per schip omvatten de totale kosten de productie en opslag van groene waterstof en de conversie en opslag van het waterstofderivaat in het productieland, transport per zeeschip en opslag en (eventueel) reconversie in waterstof van het waterstofderivaat in Nederland. Voor de conversie van H<sub>2</sub> in CH<sub>3</sub>OH is in (TNO 2022) gebruik gemaakt van CO<sub>2</sub> die via DAC uit de lucht is gewonnen<sup>114</sup>. Bij transport per pijpleiding omvatten de totale kosten: productie en opslag van groene waterstof in het productieland, compressie van 30 tot 80 bar, opslag in het productieland en het transport via pijpleiding. Alleen voor de relatief nabij gelegen landen Marokko, IJsland en het Verenigd Koninkrijk worden kosten van transport via pijpleiding gegeven.

Voor elk land zijn aantallen vollasturen en productiekosten van hernieuwbare elektriciteit gebruikt die voor het desbetreffende land gelden. Voor alle landen met uitzondering van Canada en IJsland

---

<sup>113</sup> 600 euro/ton bij de lage variant en 900 euro/ton bij de hoge variant voor groene waterstof.

<sup>114</sup> *Direct Air Capture*. DAC is een kostbare manier om CO<sub>2</sub> te winnen. Volgens de hoofdauteur van (TNO 2022) zou ook biomassa of CO<sub>2</sub> die is afgevangen bij puntbronnen kunnen worden gebruikt. Dat zou tot lagere kosten leiden.

is daarbij uitgegaan van een mix van wind op land en zon-PV. Voor Canada is uitgegaan van een mix van wind op land en waterkracht, en voor IJsland van een mix van geothermie en waterkracht.

Volgens de TNO-studie zijn in het geval van waterstofimport per schip de gemiddelde totale kosten in zowel 2030 als 2040 het laagst wanneer NH<sub>3</sub> als drager wordt gebruikt. In tabel 6.4 worden daarom alleen de kosten van groene waterstof-via-ammoniak getoond, niet die van waterstof-via-LH<sub>2</sub>, LOHC of CH<sub>3</sub>OH.

In (TNO 2022) is uitgegaan van lagere specifieke investeringskosten en hogere omzettingsrendementen voor een groenewaterstofinstallatie<sup>115</sup> dan waar in tabel 6.1 in dit rapport van is uitgegaan voor de berekening van de Nederlandse productiekosten van groene waterstof. Bovendien is uitgegaan van werkelijke kosten van hernieuwbare elektriciteit<sup>116</sup>, terwijl in tabel 6.1 is uitgegaan van verwachte jaargemiddelde prijzen van elektriciteit van Nederlandse windparken op zee. Om de kostcijfers voor import en Nederlandse productie zo goed mogelijk met elkaar te kunnen vergelijken zijn de gemiddelde kosten<sup>117</sup> die (TNO 2022) presenteert voor de import van waterstof-via-ammoniak gecorrigeerd voor de hogere investeringskosten en lagere omzettingsrendementen die in voorliggend achtergrondrapport voor Nederlandse productie zijn gehanteerd. Het gaat daarbij nadrukkelijk om eigen schattingen van het effect van de afwijkende investeringskosten en omzettingsrendementen, die niet door de auteur van (TNO 2022) zijn gevalideerd. Voor het verschil tussen kosten en prijzen van elektriciteit kon niet worden gecorrigeerd.

Tabel 6.4 laat zien dat waterstofproductie en omzetting van waterstof in ammoniak de grootste kostenposten zijn. Opvallend is dat de kosten voor transport nagenoeg verwaarloosbaar zijn, waardoor het nauwelijks uitmaakt hoe groot de afstand van het exporterende land tot Nederland is<sup>118</sup>. De productiekosten van groene waterstof zijn in de exporterende landen in 2030 en 2040 aanzienlijk lager dan de productiekosten in Nederland (tabel 6.1). Dat komt vooral doordat de kosten voor hernieuwbare elektriciteit in exporterende landen lager zijn dan in Nederland en er bovendien geen elektriciteitsnetwerkkosten zijn verondersteld.

Vergelijking van de totale kosten voor import van waterstof-via-ammoniak (tabel 6.4) met de Nederlandse productiekosten van groene waterstof (tabel 6.1) laat zien dat in 2030 Nederlandse productie alleen in de lage variant minder duur is dan import: het kostprijsverschil is dan 1,0 €<sub>2022</sub>/kg; in de hoge variant is Nederlandse productie juist 1,2 €<sub>2022</sub>/kg duurder. In 2040 is Nederlandse productie in zowel de lage als de hoge varianten duurder dan import. Dat komt vooral omdat (TNO 2022) voor de exporterende landen tussen 2030 en 2040 een daling van de kosten van

---

<sup>115</sup> Voor 2030 gaat (TNO 2022) uit van specifieke investeringskosten voor een waterstoffabriek van 442 €/kW en 70 procent omzettingsrendement (LHV). Voor 2040 gaat TNO uit van 360 €/kW en 72 procent omzettingsrendement. Tabel 6.1 gaat voor 2030 uit van een bandbreedte van 620 tot 950 €/kW en een omzettingsrendement van 62 procent, en gaat voor 2040 uit van een bandbreedte van 310 tot 475 €/kW en een omzettingsrendement van 67 procent.

<sup>116</sup> *Levelised Cost of Electricity*. (TNO 2022) rekent per land met één waarde voor de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, niet met een bandbreedte.

<sup>117</sup> Gemiddelde over de 8 landen.

<sup>118</sup> Dat geldt voor ammoniak en methanol; bij vloeibare waterstof en *liquid organic hydrogen carriers* zijn de transportkosten volgens (TNO 2022) aanzienlijk hoger en heeft de afstand wel invloed op de totale kosten.

hernieuwbare elektriciteit veronderstelt, terwijl (KEV 2022) voor Nederland juist een stijging van de prijs van elektriciteit van wind op zee veronderstelt.

**Tabel 6.4**

Geraamde kostenopbouw van Nederlandse waterstofimport-via-ammoniak per schip (euro<sub>2022</sub>/kg waterstof), bij gelijke investeringskosten en omzettingsrendementen als in tabel 6.1 (gemiddelde over Argentinië, Canada, Marokko, Australië, Oman, IJsland, Verenigd Koninkrijk en Saoedi-Arabië)

	2030 (lage variant)	2030 (hoge variant)	2040 (lage variant)	2040 (hoge variant)
<b>Totale kosten van import (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>), waarvan:</b>	7,3	7,9	5,3	5,6
<b>Waterstofproductie (exportland, €<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	4,4	5,0	2,8	3,1
<b>Conversie van H<sub>2</sub> naar NH<sub>3</sub> (exportland, €<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	1,4	1,4	1,2	1,2
<b>Opslagterminal NH<sub>3</sub> (exportland, €<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	0,5	0,5	0,4	0,4
<b>Transport per schip (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Opslagterminal NH<sub>3</sub> (Nederland, €<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	0,5	0,5	0,4	0,4
<b>Reconversie van NH<sub>3</sub> naar H<sub>2</sub> (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	0,4	0,4	0,4	0,4

Als ammoniak in Nederland als zodanig wordt toegepast – bijvoorbeeld in de kunstmestindustrie of als scheepsbrandstof – en niet wordt omgezet naar waterstof, kunnen de kosten voor import in zowel de lage als de hoge variant lager zijn dan die voor productie in Nederland. Om in Nederland groene ammoniak te produceren moet namelijk ten opzichte van groenewaterstofproductie een extra stap worden doorlopen, terwijl bij geïmporteerde ammoniak de laatste stap (omzetten naar waterstof) juist kan vervallen. Volgens de hoofdauteur van (TNO 2022) geldt voor methanol een soortgelijk verhaal: de kosten van import van groene waterstof-via-methanol zijn hoger dan die van Nederlandse productie, maar die van import van groene methanol voor rechtstreekse toepassing zullen waarschijnlijk lager zijn dan die voor Nederlandse productie van groene methanol.

Tabel 6.5 toont de kosten van import van groene waterstof via pijpleidingen. De kosten voor productie, compressie en opslag zijn gemiddelden voor Marokko, IJsland en het Verenigd Koninkrijk. De bandbreedte in de transportkosten wordt bepaald door de lengte van de benodigde

pijpleidingen<sup>119</sup>: Net als in tabel 6.4 is met het oog op vergelijkbaarheid op basis van eigen schattingen gecorrigeerd voor het feit dat in (TNO 2022) is uitgegaan van andere investeringskosten en omzettingsrendementen dan in tabel 6.1. De lage variant heeft betrekking op de onderkant van de bandbreedte in de investeringskosten (respectievelijk 620 euro/kWe in 2030 en 310 euro/kWe in 2040), de hoge variant heeft betrekking op de bovenkant van de bandbreedte in de investeringskosten (respectievelijk 650 euro/kWe in 2030 en 475 euro/kWe in 2040).

**Tabel 6.5**

Geraamde kostenopbouw van Nederlandse waterstofimport via pijpleidingen (euro<sub>2022</sub>/kg waterstof), bij gelijke investeringskosten en omzettingsrendementen als in tabel 6.1 (kosten voor productie, compressie en opslag zijn gemiddelden over Marokko, IJsland en het Verenigd Koninkrijk)

	2030 (lage variant)	2030 (hoge variant)	2040 (lage variant)	2040 (hoge variant)
<b>Totale kosten van import (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>), waarvan:</b>	5,1 – 6,6	5,8 – 7,3	3,5 – 5,0	3,8 – 5,3
<b>Waterstofproductie (exportland, €<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	4,4	5,1	2,8	3,1
<b>Compressie van waterstof van 30 bar tot 80 bar (exportland, €<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Opslag van waterstof bij 80 bar (exportland, €<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)</b>	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Transport via pijpleiding (€<sub>2022</sub>/kg H<sub>2</sub>)<sup>a</sup></b>	0,5 – 2,0	0,5 – 2,0	0,5 – 2,0	0,5 – 2,0

a) Bandbreedte volgens (IEA 2023). Er is uitgegaan van een pijpleiding van 36 inch. De bandbreedte wordt bepaald door de lengte van de benodigde pijpleiding.

Vergelijking van tabel 6.5 met tabel 6.1 laat zien dat de totale kosten voor import in 2030 in de lage variant bij korte transportafstanden lager zijn dan de productiekosten in Nederland; bij lange transportafstanden (circa 3.000 km) zijn de kosten vergelijkbaar. In de hoge variant zijn de totale kosten voor import ook bij lange transportafstanden lager dan die van Nederlandse productie. In 2040 zijn de kosten voor import in beide varianten lager, ook bij pijpleidingen van 3.000 km.

Tot slot: zoals in de inleiding van dit hoofdstuk is opgemerkt zijn werkelijke kosten niet per se maatgevend voor de marktprijzen. Zoals we in paragraaf 5.1.3 hebben laten zien zullen de wereldwijde, voor export beschikbare hoeveelheden waarschijnlijk nog zeer beperkt zijn, terwijl er veel landen zijn die grote importambities hebben. Dat kan betekenen dat de werkelijke prijzen die voor geïmporteerde waterstof (dragers) moeten worden betaald aanvankelijk hoog zullen zijn. Maar dat kan ook voor in Nederland geproduceerde groene waterstof gelden, zolang de vraag hoger is dan de productiecapaciteit.

<sup>119</sup> 0,5 euro/kg H<sub>2</sub> geldt voor import uit het Verenigd Koninkrijk, 2,0 euro/kg H<sub>2</sub> geldt voor import uit Marokko. Deze waarden zijn overgenomen uit (IEA 2023). Er is geen gebruik gemaakt van de bandbreedte die in (TNO 2022) wordt gehanteerd aangezien die geen duidelijke relatie had met de lengte van de pijpleidingen.

# 7 Beschikbaarheid groene en blauwe waterstof richting 2050

Dit hoofdstuk geeft bandbreedtes voor de mogelijke omvang van de Nederlandse productie van groene en blauwe waterstof in de periode tot 2050. De mogelijkheden van import in 2030, 2040 en 2050 zijn reeds behandeld in paragraaf 5.1.3.

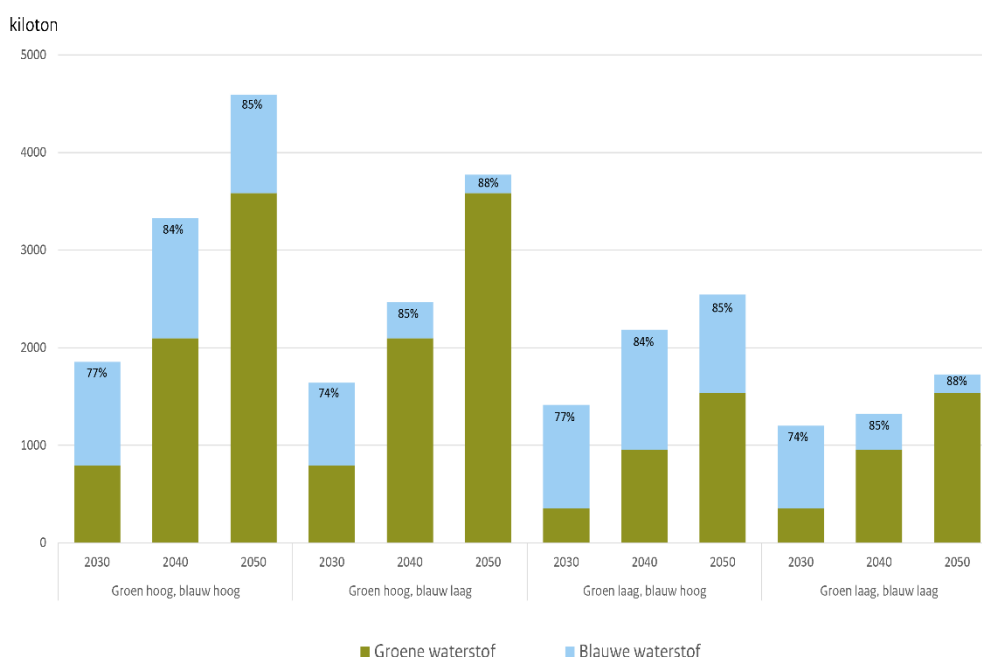
## 7.1 Productie van groene en blauwe waterstof

### Overzicht hoeveelheden geproduceerde groene en blauwe waterstof in 2030, 2040 en 2050

Figuur 7.1 geeft een overzicht van de bandbreedtes voor groene en blauwe waterstof die voor de jaren 2030, 2040 en 2050 zijn verondersteld. Na de figuur worden de aannames die aan de cijfers in de figuur ten grondslag liggen voor groene en blauwe waterstof toegelicht.

Figuur 7.1

#### Lage en hoge varianten van de productie van groene en blauwe waterstof



Bron: PBL

### Toelichting groene waterstof

Voor vaststelling van de bovenkant van de bandbreedte – verder aangeduid als de hoge variant – is verondersteld dat de initiatieven die in tabel 5.1 (paragraaf 5.1.1) voor de periode 2024-2030 zijn aangekondigd in 2030 volledig zijn gerealiseerd. Dat resulteert in 9 GWe opgesteld vermogen. Bij de raming van het vermogen in 2040 is uitgegaan van een lineaire voortzetting van de groei tussen 2023 en 2030. Dat betekent dat we veronderstellen dat slechts een deel van het voor de periode



2030-2040 aangekondigde vermogen wordt gerealiseerd. Ook voor 2050 gaan we uit van een lineaire voortzetting van de groei. Dat resulteert in 22 GWe in 2040 en 35 GWe in 2050<sup>120</sup>. Daarbij is ‘ter controle’ met een schuin oog gekeken naar de in het TVKN-project verondersteld maximale vermogens van wind op zee: 40,5 GW in 2040 en 70 GW in 2050<sup>121</sup>. Als deze vermogens gerealiseerd worden zou zowel in 2040 als in 2050 ongeveer 50 procent van het wind op zee-vermogen bestemd zijn voor groenewaterstofproductie. Omdat ook directe elektrificatie naar verwachting een hoge vlucht zal nemen – denk aan elektrische boilers, warmtepompen en voertuigen – lijkt dit aan de hoge kant, maar wellicht niet onmogelijk. De benodigde ruimte voor 35 GW aan groenewaterstoffabrieken zal overigens aanzienlijk zijn en kan mogelijk een knelpunt vormen. Volgens (Guidehouse/Berenschot 2021) is het ruimtebeslag van een fabriek van 1 GW ongeveer 7 hectare. Voor 35 GW zou dus 245 hectare nodig zijn. Hoewel de totale oppervlakte van de 5 industrieclusters bijna 17.000 hectare bedraagt (STEC Groep 2023), is een groot deel daarvan vermoedelijk al uitgegeven.

De hoeveelheden groene waterstof die in 2030, 2040 en 2050 in de hoge variant geproduceerd kunnen worden zijn berekend op basis van bovengenoemde vermogens, 4.740 vollasturen – overeenkomend met het geraamde aantal vollasturen van wind op zee – en een gemiddeld omzettingsrendement (LHV) van 62 procent in 2030, 67 procent in 2040 en 72 procent in 2050<sup>122</sup>. De geproduceerde hoeveelheden groene waterstof in deze hoge variant zijn dan 792 kiloton (95 PJ) in 2030, 2.096 kiloton (252 PJ) in 2040 en 3.583 kiloton (430 PJ) in 2050.

Voor de lage – maar nog steeds ambitieuze – variant voor groene waterstof wordt aangesloten bij de beleidsdoelstelling uit het klimaatakkoord om in 2030 3-4 GWe elektrolyser-vermogen te hebben, waarbij gekozen is voor de bovenkant van de bandbreedte (4 GWe). Dat is iets minder dan de helft dan het vermogen in de hoge variant. Net als in de hoge variant wordt voor 2040 en 2050 uitgegaan van lineaire voortzetting van de groei tussen 2023 en 2030. Dat resulteert in 10 GWe in 2040 en 15 GWe in 2050. Uitgaande van hetzelfde aantal vollasturen en dezelfde omzettingsrendementen als in het hoge traject zijn de geproduceerde hoeveelheden groene waterstof in dit traject 352 kiloton (42 PJ) in 2030, 953 kiloton (114 PJ) in 2040 en 1.536 kiloton (184 PJ) in 2050.

### **Toelichting blauwe waterstof**

De in figuur 7.1 gepresenteerde hoeveelheden voor de lage en hoge variant voor blauwe waterstofproductie zijn overgenomen uit de TVKN-achtergrondstudie voor de industrie (PBL 2024b), en gelden voor respectievelijk het transformatietraject en het fossiele traject. Het gaat daarbij zowel om waterstofproductie met SMR uit aardgas als om waterstofproductie met ATR uit restgassen.

Het (hoge) fossiele traject kenmerkt zich door een focus op snelle en goedkope emissiereductie en een consumptie die net als in het verleden blijft toenemen. Aardolieraffinage neemt slechts in beperkte mate af. Na 2030 wordt bestaande SMR op basis van aardgas afgebouwd, maar

---

<sup>120</sup> Tussen 2030 en 2040 en tussen 2040 en 2050 neemt het vermogen toe met  $10/7 * 9 = 13$  GW (afgerond). Voor het behalen van 22 GWe in 2040 zouden vrijwel alle aangekondigde projecten moeten worden gerealiseerd. Dat is zeer onzeker omdat de meeste zich in de conceptfase bevinden (zie tabel 5.1).

<sup>121</sup> Deze vermogens komen nagenoeg overeen met de ambitie die EZK in de kamerbrief ‘Windenergie op zee 2030-2050’ van 16 september 2022 formuleert (50 GW in 2040 en 70 GW in 2050).

<sup>122</sup> Zie paragraaf 6.1.

waterstofproductie op basis van restgassen neemt tussen 2030 en 2040 nog wel toe. De geproduceerde hoeveelheden blauwe waterstof zijn 1.062 kiloton (127 PJ) in 2030, 1.231 kiloton (148 PJ) in 2040 en 1.009 kiloton (121 PJ) in 2050.

Het (lage) transformatietraject kenmerkt zich door een afname van de industriële productie, vooral door langere levensduur van producten en meer hergebruik. Aardolieraffinage is bijna volledig uitgefaseerd en er wordt meer ingezet op elektrificatie. De geproduceerde hoeveelheden blauwe waterstof zijn in dit traject 848 kiloton (102 PJ) in 2030, 370 kiloton (44 PJ) in 2040 en 189 kiloton (23 PJ) in 2050.

De productiecijfers voor blauwe waterstof hebben betrekking op de totale hoeveelheid waterstof die de met CCS uitgeruste waterstoffabrieken produceren. Om een indruk te krijgen van de hoeveelheid CO<sub>2</sub> die bij de productie vrijkomt worden in figuur 7.1 in de blauwe vlakken de gemiddelde afvangpercentages vermeld. Die afvangpercentages nemen om een aantal redenen toe in de tijd:

- De relatieve bijdrage van bestaande SMR (met relatief lage afvangpercentages) neemt af, met name in het transformatietraject.
- De relatieve bijdrage van nieuwe ATR (met hoog afvangpercentage) neemt toe. ATR zal met name bij DOW en Shell worden toegepast.
- In het fossiele traject wordt bij SMR naast *pre-combustion* later ook *post-combustion* afvang ingezet, waardoor het afvangpercentage toeneemt.

Ook in het lage traject is blauwe waterstof in 2050 niet volledig uitgefaseerd. Om in 2050 klimaat-neutraal te kunnen zijn moeten de CO<sub>2</sub>- en methaanemissies die daar het gevolg van zijn elders worden gecompenseerd.

## 7.2 Productie groen en blauw in relatie tot vraag in 2030

### **Door afnameverplichtingen wordt een beperkt deel van de waterstofvraag in 2030 vervangen door groene waterstof; daarbij is ook import nodig**

In 2030 zal de productiecapaciteit van groene waterstof in de lage variant – 42 PJ/jaar – net voldoende zijn om de verwachte vraag van 40 PJ in de industrie en de vervoerssector op basis van de nu voorgestelde verplichtingpercentages in te vullen (zie paragraaf 4.2.1). In de hoge variant – met een productie van 95 PJ/jaar zou dat (ruim) het geval zijn. Zoals vermeld in paragraaf 4.1.2 geeft (EZK 2023a) echter aan dat “het nationale doel van 4 GW elektrolysecapaciteit in 2030 – gezien het tempo van de uitrol van windenergie op zee en de energiebehoefte voor directe elektrificatie – al zeer ambitieus is.” In de brief staat niet dat ook het benodigde bouwtempo van elektrolysevermogen een knelpunt kan zijn, maar dat lijkt wel waarschijnlijk. Ook als leveranciers van elektrolyzers zoals verwacht voldoende productiecapaciteit hebben (paragraaf 5.2.1), moet er voldoende gekwalificeerd personeel zijn om daar een volledige fabriek ‘omheen’ te bouwen en om vergunningen te verlenen. Vanwege de huidige krapte op de arbeidsmarkt is er geen zekerheid dat dat het geval is.

### **Het is belangrijk om het overige deel via CCS blauw te maken**

Zoals aangegeven in paragraaf 3.2 wordt in de Nederlandse industrie en raffinaderijen momenteel 152 PJ zuivere grijze waterstof en 28 PJ grijze waterstof in restgassen voor ondervuring toegepast.

In 2030 zal het waterstofgebruik in het fossiele traject waarschijnlijk iets zijn toegenomen en in het transformatietraject iets zijn afgenomen. Door de Europese afnameverplichting in de industrie zal in 2030 circa 35 PJ zijn vervangen door groene waterstof. Vanuit klimaattoegpunt is het van groot belang dat voor zover mogelijk bij het overige deel – orde grootte 145 PJ – CCS wordt toegepast, ook al zal daarmee slechts een deel – 77 procent, zie figuur 7.1 – van de CO<sub>2</sub> worden afgevangen en opgeslagen. Het is daarbij van belang dat het ‘blauw’ maken van bestaande waterstofproductie de ontwikkeling van groene waterstof niet in de weg staat.

### **Productiekosten blauwe waterstof zijn in 2030 ongeveer even hoog als die van grijze waterstof**

Het lijkt vanuit kosten oogpunt makkelijker om grijze waterstof via CCS blauw te maken, dan om grijze waterstof te vervangen door groene waterstof. Tabel 14 laat zien dat de productiekosten in 2030 voor blauwe en grijze waterstof elkaar niet veel ontlopen: rond 1,8 euro/kg in de lage variant en rond 3,0 euro/kg in de hoge variant. Dat komt vooral omdat er bij blauwe waterstof opbrengsten zijn uit de verkoop van gratis verkregen emissierechten<sup>123</sup>, terwijl er bij grijze waterstof emissierechten moeten worden bijgekocht: dat compenseert grotendeels de meerkosten door de toepassing van CCS. Eventuele overblijvende meerkosten door de toepassing van CCS zijn bovendien subsidiabel in de SDE++.

### **Productiekosten van groene waterstof zijn in 2030 echter veel hoger**

Tabel 6.1 laat zien dat de productiekosten van groene waterstof veel hoger zijn dan die van blauwe en grijze waterstof. Vergeleken met blauwe waterstof uit configuratie 1 – met 56 procent afvang – zijn de productiekosten van groene waterstof 2,7 tot 4,0 euro/kg hoger<sup>124</sup>. Dat grote kostprijsverschil wordt vooral veroorzaakt doordat volgens KEV 2022 elektriciteit in 2030 – zowel in de lage variant als in de hoge variant – naar verwachting ongeveer 2 maal zo duur is als aardgas<sup>125</sup>, en ook de netwerkkosten veel hoger zijn. Zelfs als de investeringskosten voor groenewaterstoffabrieken veel lager zouden zijn dan in tabel 6.1 voor 2030 is verondersteld – wat zeer onwaarschijnlijk is – zullen de productiekosten van groene waterstof slechts beperkt lager zijn.

### **Import van groene ammoniak en methanol is in tegenstelling tot import van groene waterstof goedkoper dan eigen productie en verlaagt de taakstelling**

Import van groene waterstof – voor zover beschikbaar in 2030 – zal de meerkosten niet of nauwelijks verlagen: import per schip is waarschijnlijk duurder dan eigen productie (tabel 6.4), import via nieuwe pijpleidingen zou ongeveer even duur kunnen zijn als de hoge variant van Nederlandse productie, maar de daarvoor benodigde infrastructuur moet nog volledig worden aangelegd. Import van groene ammoniak of methanol om het als zodanig in de industrie te gebruiken kan wel goedkoper zijn dan eigen productie, en verlaagt bovendien de afnameverplichting voor de industrie (paragraaf 4.2.1). De rijksoverheid wil 300 miljoen euro beschikbaar stellen om via H<sub>2</sub>Global waterstof

---

<sup>123</sup> Uit het Europese ETS-systeem en de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing.

<sup>124</sup> Hierbij zijn lage variant van groen met lage variant van blauw en hoge variant van groen met hoge variant van blauw vergeleken.

<sup>125</sup> Respectievelijk 46 versus 21,5 euro/MWh in de lage variant en 81 versus 46,1 euro/MWh in de hoge variant. Nogmaals wordt opgemerkt dat in KEV 2022 wel rekening is gehouden met de doelstelling om in 2030 21 GW wind op zee te plaatsen, maar niet met het beleidsvoornemen om in 2040 50 GW en in 2050 70 GW te plaatsen (zie paragraaf 4.1.3). Wanneer dit voornemen wordt verwezenlijkt zal de elektriciteitsprijs waarschijnlijk afwijken van wat in de KEV 2022 is geraamd. Als echter de vraag door elektrificatie ‘meegroeit’ zal de elektriciteitsprijs niet per se lager zijn dan geraamd.

te importeren. Daarbij wordt niet gespecificeerd over hoeveel jaar dit bedrag moet worden verdeeld. Als het een eenmalig bedrag is om 10-jarige contracten met producenten mee af te sluiten (zie paragraaf 4.2.1) zal de hoeveelheid die door de subsidie jaarlijks geïmporteerd kan worden zeer bescheiden zijn.

### **Ook aanleg infrastructuur komt grotendeels voor rekening van de rijksoverheid**

De rijksoverheid zal daarnaast ook financiële ondersteuning bieden voor de aanleg van het landelijk waterstoftransportnet – inclusief opslagfaciliteiten – dat de belangrijkste locaties van vraag, aanbod en opslag met elkaar verbindt (paragraaf 4.1.4). Volgens (PWC 2021) bedragen de investeringskosten daarvoor circa 1,5 miljard euro. In 2022 heeft de rijksoverheid al 750 miljoen euro beschikbaar gesteld.

## 7.3 Productie groen en blauw in relatie tot vraag na 2030

### **In 2040 en 2050 is import van groene waterstof en/of ammoniak en/of methanol nodig om aan de verwachte vraag te kunnen voldoen**

Na 2030 zal de vraag naar groene en blauwe waterstof vanuit de industrie en het transport naar verwachting verder toenemen. Als sterk wordt ingezet op verduurzaming van de (bunker)brandstoffen terwijl de beschikbaarheid van biograndstoffen beperkt is, zal die verduurzaming vooral plaats moeten vinden door synthetische brandstoffen en zal de vraag naar waterstof in 2050 ongeveer 800 PJ kunnen bedragen. Dat is meer dan 4 keer zo groot als de huidige vraag. Deze vraag zal voor een belangrijk deel moeten worden ingevuld met groene waterstof; de rol van blauwe waterstof zal slechts beperkt – en richting 2050 steeds kleiner – kunnen zijn:

- Voor de productie van synthetische koolwaterstoffen die als brandstof in de mobiliteitssector worden ingezet kan feitelijk alleen groene waterstof worden gebruikt. Het zou namelijk inefficiënt zijn om uit fossiele brandstoffen eerst blauwe waterstof te maken, om dat vervolgens met CO<sub>2</sub> te laten reageren tot synthetische koolwaterstoffen. Voor de productie van ammoniak – dat als scheepsbrandstof kan worden gebruikt – zou eventueel wel blauwe waterstof kunnen worden gebruikt.
- De industrie zal technisch gezien wel blauwe waterstof kunnen gebruiken. De Europese Commissie stelt echter voor om de afnameplicht voor groene waterstof in 2035 op 60 procent te stellen, en mogelijk wordt het percentage daarna nog verder verhoogd.

Dat betekent dat de ruimte voor het gebruik van blauwe waterstof gaandeweg steeds kleiner wordt. Vanuit klimaat oogpunt is dat een goede zaak, aangezien de productie van blauwe waterstof gepaard gaat met methaan- en CO<sub>2</sub>-emissies.

Een hoeveelheid van 800 PJ in 2050 overstijgt de Nederlandse productie in de hoge variant met 370 PJ en in de lage variant zelfs met 620 PJ. Als bij de productie van brandstoffen en basischemicaliën in 2050 vooral gebruik wordt gemaakt van biograndstoffen en in mindere mate van waterstof kunnen de tekorten lager zijn.

Of de tekorten via import kunnen worden ingevuld is onzeker: als er een substantiële en langjarige vraag naar groene waterstof en/of ammoniak en/of methanol komt uit potentiële importlanden is te verwachten dat in de periode tot 2040 veel exportprojecten gerealiseerd zullen worden. Als de

vraag daarentegen tegenvalt zullen potentiële exportlanden waarschijnlijk terughoudend zijn met investeringen.

***Productiekosten van groene waterstof zijn ook in 2040 mogelijk hoger dan die van blauwe en grijze waterstof, stimuleringsbeleid blijft dan nodig; mogelijk is import op termijn een minder dure optie dan eigen productie***

Ondanks een verdere daling van de investeringskosten en een verbeterd omzettingsrendement van groenewaterstoffabrieken zijn de productiekosten van groene waterstof in 2040 (zie tabel 6.1) bij de gebruikte uitgangspunten nog steeds aanzienlijk hoger dan die van blauwe en grijze waterstof (tabel 6.3). Als de onderkant van de bandbreedten met elkaar worden vergeleken is het prijsverschil circa 2 euro/kg, bij vergelijking van de bovenkant van de bandbreedten is dat circa 3 euro/kg. De belangrijkste reden hiervoor is dat de prijs van elektriciteit van wind op zee volgens de ramingen in (KEV 2022) in 2040 zelfs hoger is dan in 2030, terwijl die van aardgas in 2040 gelijk is gebleven ten opzichte van 2030. Ook de netwerkkosten voor elektriciteit zullen naar verwachting nog sterk toenemen, en in ieder geval veel hoger zijn dan die voor aardgas. Het is wellicht mogelijk dat de ETS-prijs in 2040 hoger zal zijn dan in de KEV 2022 is geraamd, waardoor het prijsverschil ten opzichte van blauwe waterstof die geproduceerd is met SMR met 56 procent afvang kleiner wordt<sup>126</sup>. Het is eveneens niet uit te sluiten dat de elektriciteitsprijs in 2040 lager is dan in KEV 2022 is geraamd, maar zeker is dat niet<sup>127</sup>.

Als het de bedoeling is om in Nederland in 2040 en daarna op grote schaal groene waterstof te produceren zal er in 2040 – en mogelijk ook daarna – net als in 2030 stimuleringsbeleid nodig zijn. Het tot in lengte van dagen verstrekken van subsidies ligt daarbij niet voor hand, aangezien subsidies normaal gesproken vooral bedoeld zijn om relatief nieuwe en dure technieken door de leercurve heen te helpen, zodat ze na verloop van tijd op eigen kracht kunnen concurreren met de conventionele techniek. Verhoging van de verplichte aandelen in de industrie en het transport ligt wellicht meer voor de hand. Als dergelijke maatregelen alleen in Nederland of Europa zouden worden genomen is er wel flankerend beleid nodig om ervoor te zorgen dat de concurrentiepositie van de Nederlandse of Europese industrie niet teveel onder druk komt te staan. Daarbij kan gedacht worden aan een instrument als CBAM<sup>128</sup>. Dat instrument is er op gericht dat geïmporteerde goederen een even hoge koolstofprijs betalen als goederen die binnen de eigen grenzen zijn geproduceerd.

Voor een verdere groei van het productievermogen voor groene waterstof is daarnaast een belangrijke voorwaarde dat er voldoende wind op zee wordt geplaatst om de bijbehorende vraag naar hernieuwbare elektriciteit te kunnen leveren. In paragraaf 6.1 is aangegeven dat het maximaal veronderstelde vermogen van wind op zee 45 GW in 2040 en 70 GW in 2050 is. Dat lijkt ruim voldoende als tot 2050 de lage groeivariant voor groenewaterstofproductie wordt gevolgd – 10 GWe

---

<sup>126</sup> Zoals eerder is aangegeven is in KEV 2022 nog geen rekening is gehouden met de beëindiging van het uitgeven van ETS-emissierechten in 2039. Bij ongewijzigd beleid kan de ETS-prijs daarom in 2030 en met name 2040 hoger zijn dan in KEV 2022 is verondersteld.

<sup>127</sup> Zoals eerder is aangegeven is in KEV 2022 geen rekening gehouden met het beleidsvoornemen om in 2040 50 GW en in 2050 70 GW wind op zee te plaatsen. Wanneer dit voornemen wordt verwezenlijkt zal de elektriciteitsprijs waarschijnlijk afwijken van wat in de KEV 2022 is geraamd. Als echter de vraag door elektrificatie ‘meegroeit’ zal de elektriciteitsprijs niet per se lager zijn dan geraamd.

<sup>128</sup> Carbon Border Adjustment Mechanism.

in 2040 en 15 GWe in 2050 – maar als in 2040 en/of 2050 de hoge variant voor groene waterstofproductie wordt gerealiseerd zou al de helft van dat vermogen voor groenewaterstofproductie moet worden aangewend. Zoals opgemerkt in paragraaf 7.1 lijkt dit aan de hoge kant, maar wellicht niet onmogelijk.

Een andere optie dan dure eigen productie van groene waterstof is dat Nederland zich gaandeweg steeds meer richt op import van groene waterstof via pijpleidingen (indien beschikbaar). Volgens tabel 6.5 zouden de kosten daarvoor in 2040 – afhankelijk van de afstand - rond 3,5 tot 5,3 euro/kg kunnen bedragen. Qua kosten zou geïmporteerde groene waterstof in dat geval concurrerend kunnen zijn met in Nederland geproduceerde blauwe waterstof, mits de aardgasprijs rond 45 euro/MWh of hoger is. Zoals in paragraaf 6.4 is aangegeven kan ook import per schip van groene ammoniak en methanol goedkoper zijn dan Nederlandse productie van die grondstoffen. Daarbij geldt nogmaals de kanttekening dat de werkelijke prijs op de wereldmarkt niet alleen bepaald wordt door werkelijke kosten. Als de mondiale vraag hoog is ten opzichte van het aanbod, zal de prijs hoog zijn en kan binnenlandse productie wellicht toch een aantrekkelijke optie zijn.

# Referenties

- Bauer et al., 2022 *On the climate impact of blue hydrogen*, Sustainable Energy Fuels, 2022, 6, 66.
- BMWi 2020 *Nationale Wasserstoffstrategie*.
- BuZa, 2023 *Fiche 3 Net Zero Industry Act (netto-nul industrie verordening)*, 16 maart 2023.
- C(2023) 1087 final, 2023 *Commission delegated regulation supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*, 10 februari 2023.
- C(2023) 1086 final, 2023 *Commission delegated regulation supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels*, 10 februari 2023.
- CE (2023) *Afnameverplichting groene waterstof*, september 2023.
- COM(2020) 301 final, 2020 *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, EC, 8 juli 2020.
- COM(2021) 550 final, 2021 *Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality*, 14 juli 2021.
- COM(2021) 551 final, 2021 *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757*, 14 juli 2021.
- COM(2022) 230 final, 2022 *REPowerEU Plan*, 18 mei 2022.
- DNV/KIWA, 2022 *Kwaliteitseisen voor waterstof t.b.v. het transportnet*.
- EC, 2021 *The role of hydrogen in meeting our 2030 climate and energy targets*, July 2021.
- EC, 2023 *Boosting hydrogen through a European hydrogen bank*, 16 maart 2023.
- EHB, 2022 *European Hydrogen Backbone; A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*.
- EZK, 2021 *Kamerbrief betreffende Marktordening en marktontwikkeling waterstof*, 10 december 2021.
- EZK 2022a *Kabinetsaanpak Klimaatbeleid, Kamerstuk 32813, nr. 1042*, 10 mei 2022.
- EZK, 2022b *Windenergie op zee 2030-2050*, kamerbrief 16 september 2022.
- EZK, 2022c *Kabinetsaanpak Klimaatbeleid, Kamerstuk 32813 Nr. 1061*, 29 juni 2022.
- EZK, 2023a *Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof*, kamerbrief 23 juni 2023.
- EZK 2023b *Instrumentarium hernieuwbare waterstof*, kamerbrief 30 oktober 2023
- EZK/BHO/BuZa, 2023 *Kamerbrief over voorzienings- en leveringszekerheid energie en grondstoffenvoorzieningszekerheid*, 2 juni 2023.
- FCH JU, 2019 *Hydrogen Roadmap Europe 2019, Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking*.
- Fraunhofer, 2020 *Opportunities and challenges when importing green hydrogen and synthesis products*.
- Fraunhofer, 2023 *Clean Hydrogen Deployment in the Europe-MENA Region from 2030 to 2050; A Technical and Socio-Economic Assessment*.
- Guidehouse, 2021 *European Hydrogen Backbone; Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*.
- Guidehouse/Berenschat, 2021 *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040, Eindrapportage* 21 december 2021.
- H-vision, 2019 *Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*.



- IEAGHG, 2017 *Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) hydrogen plant with CCS*, IEAGHG technical report.
- IEA, 2019 *The future of hydrogen, seizing today's opportunities*, report prepared by the IEA for the G20, Japan.
- IEA, 2021 *Global Hydrogen Review 2021*.
- IEA, 2022a *Northwest European Hydrogen Monitor*.
- IEA, 2022b *Global hydrogen review 2022*.
- IEA 2023 *Global hydrogen review 2023*.
- IenW/EZK, 2023 *Kamerbrief over studie omgevingsveiligheid toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers*, 17 maart 2023.
- IRENA, 2020 *Green hydrogen; a guide to policy making*.
- IRENA, 2022 *Geopolitics of the Energy Transformation; The Hydrogen Factor*.
- ISPT, 2022 *A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant; Advanced Design and Total Installed-Capital Costs*.
- Odenweller et al., 2022 *Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply*, Nature Energy, vol 854 7 September 2022, pp. 854–865.
- NBNL, 2023 *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's, Integrale energiesysteemverkenning 2030-2050*.
- NPE, 2023 *Nationaal Plan Energiesysteem*.
- PBL, 2022a *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2022*.
- PBL, 2022b *Reflectie op cluster energiestrategieën 2022 (met mondelinge toelichting van auteur R. Koelemeijer)*.
- PBL, 2024a *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024*.
- PBL, 2024b *Trajecten naar een klimaatneutrale Nederlandse industrie met klimaatneutrale grondstoffen. Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050*.
- PoR, 2022 *Position paper of the port of Rotterdam on H<sub>2</sub> imports; Delivering REPowerEU*.
- PWC, 2021 *HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?*
- SCI4climate.NRW, 2021 *Wasserstoffimporte: Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030*.
- STEC Groep, 2023 *Feiten en cijfers bedrijventerreinen in Nederland*.
- TNO/Arcadis/Berenschot, 2023 *Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstof-rijke energiedragers*.
- TNO/BLIX, 2021 *Pathways to potential cost reductions for offshore wind energy*, TKI Wind op Zee, Topsector Energie.
- TNO/CBS, 2020 *The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*.
- TNO, 2020 *The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*.
- TNO/EBN, 2022 *Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag*.
- TNO, 2021 *Ondergrondse Energieopslag in Nederland*.
- TNO, 2022 *Cost analysis and comparison of different carrier import chains and expected cost development (HyDelta D7B.3)*.
- VK, 2021 *UK Hydrogen Strategy*.