

De waarde van waterstof voor Nederland

Systeemstudie



H2

De waarde van waterstof voor Nederland

Systeemstudie

Dit rapport is geschreven door:

Cor Leguijt, Martijn Blom, Reinier van der Veen,
Pascal Bouwman, Mona Khalif, Emiel van den Toorn,
Ellen Schep, Maarten de Vries, Diederik Jaspers

Delft, CE Delft, Augustus 2025

Publicatienummer: 25.250193.157

Opdrachtgever: NLHydrogen

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn
verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de
projectleider Cor Leguijt (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft – Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, ngo's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	4
	Summary	11
	Afkortingen en termen	18
	Omrekentabel	20
1	Introductie	21
	1.1 Doel van studie	21
	1.2 Aanpak	22
	1.3 Leeswijzer	22
2	Waterstof in een klimaatneutraal Nederland	23
	2.1 Introductie waterstof	23
	2.2 Eindbeelden	24
	2.3 Keuze eindbeeld	27
3	Waterstofketen in 2050	31
	3.1 Inleiding	31
	3.2 Waardeketen waterstof in 2050	32
	3.3 Toepassingen voor eindgebruik	34
	3.4 Productie van groene en blauwe waterstof	53
	3.5 Transport, opslag en doorvoer	55
	3.6 Conclusie	59
4	Waarde van waterstof in 2050	63
	4.1 Inleiding	63
	4.2 Waardes van waterstof	64
	4.3 'Wat als'-analyse	75
	4.4 Conclusie	80
5	Waterstoftransitie	84
	5.1 Transitiepaden	84
	5.2 Transitiestappen	90
	5.3 Waarde van waterstof in transitiefase tot 2035	95

6	Routekaart beleid	98
	6.1 Policy gap	98
	6.2 Het speelveld: markt en overheid	105
	6.3 Beleidsmaatregelen	109
	6.4 Aanvullend beleid voor de waterstoftransitie	119
7	Conclusies en aanbevelingen	121
	7.2 Aanbevelingen	123
	Literatuur	124
A	Toelichting keuze eindbeeld	128
B	Overzicht huidig beleid	131
C	Aanpak waardeanalyse	133

Samenvatting

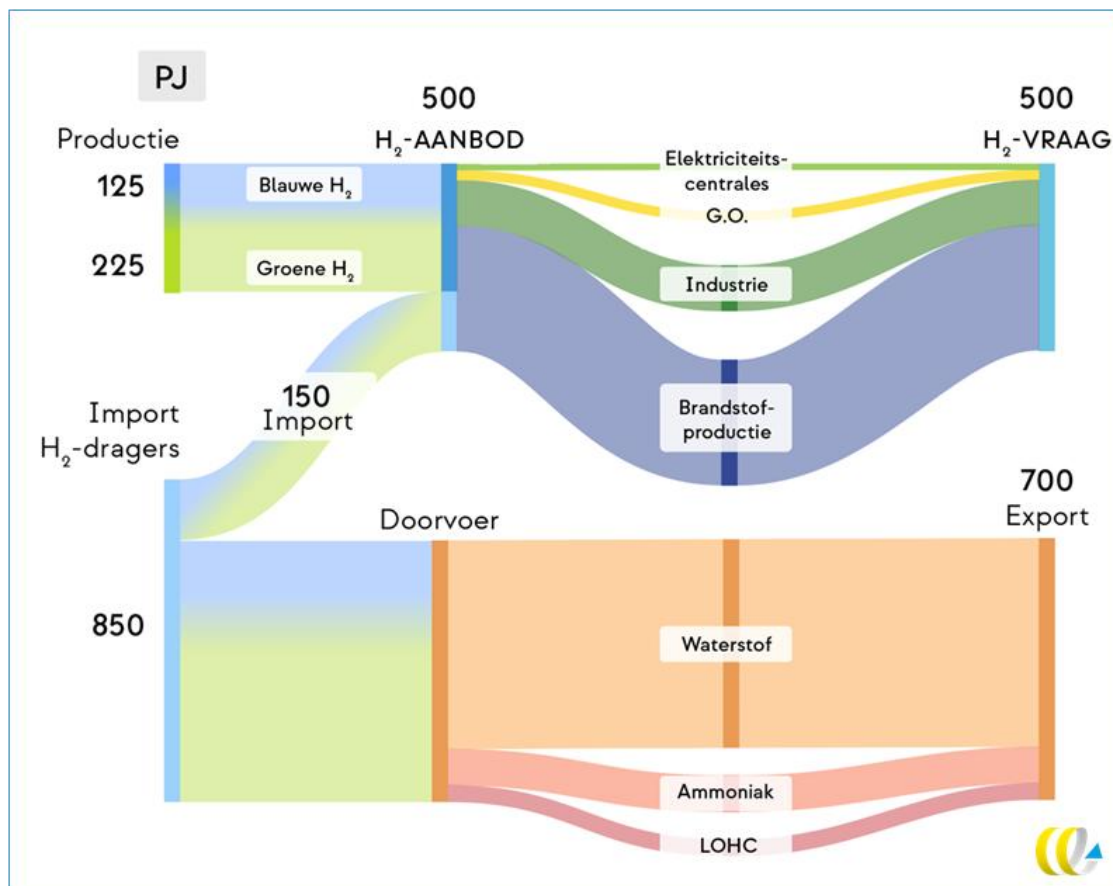
Waterstof wordt breed gezien als belangrijke energiedrager in een klimaatneutraal energiesysteem in Nederland in 2050, maar om die rol te vervullen moet de huidige waterstofproductie en het gebruik ervan verduurzamen en met een veelvoud toenemen. Deze kwalitatieve systeemstudie brengt in kaart wat de functies en waarde van waterstof zijn in 2050, hoe het transitiepad daarnaartoe eruit kan zien, en welk beleid nodig is om de eerste fase van de transitie tijdig en effectief in gang te zetten. Hiermee biedt deze studie overheden en private partijen inzicht in het belang en de urgentie van de waterstoftransitie, de noodzakelijke stappen in de eerste fase richting 2035 en het aanvullende beleid dat daarvoor nodig is.

Waterstof is een noodzakelijke bouwsteen in alle eindbeelden voor een klimaatneutraal Nederland in 2050

In alle onderzochte scenario's voor een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 (eindbeelden) worden grote hoeveelheden waterstof ingezet. Zelfs in de conservatieve scenario's wordt nog uitgegaan van een aanzienlijk waterstofverbruik van circa 300 PJ, wat qua ordegrootte overeenkomt met het huidige totale industriële gasverbruik in Nederland. Dit laat zien dat de waterstoftransitie een grote opgave is en dat waterstof alom wordt gezien als een essentiële bouwsteen van het toekomstige energie- en grondstoffensysteem. Wel verschillen de eindbeelden aanzienlijk in omvang van waterstofaanbod- en vraag in Nederland in 2050. Daarnaast is de ontwikkeling van de energieintensieve industrie in Nederland onzeker, terwijl de meeste eindbeelden uitgaan van eenzelfde omvang als nu. Zo zou deze industrie nieuwe investeringen kunnen verplaatsen naar landen met goedkopere CO₂-arme energie, waarbij Nederland waterstofdragers gaat importeren, zoals synthetische ammoniak, methanol en methaan. Mogelijk zullen ook meer halffabricaten (ruwstaal en plastic korrels) worden geïmporteerd en verwerkt tot industriële eindproducten. Dit kan leiden tot een lagere waterstofvraag in Nederland, maar een grotere vraag naar waterstofdragers en/of halffabricaten voor inzet als grondstof.

In het gekozen eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' van PBL neemt waterstof 16% van de inzet van energiedragers in Nederland voor zijn rekening in 2050, ofwel circa 500 PJ per jaar (PBL, 2024e). Deze waterstof is voornamelijk groene waterstof, die gedeeltelijk wordt ingevuld met lokale productie en gedeeltelijk met import uit gebieden met goedkope hernieuwbare elektriciteit. Daarnaast is in dit eindbeeld een doorvoer naar omringende landen van ongeveer 700 PJ/jaar aan waterstof(dragers) opgenomen, op basis van het scenario 'Gezamenlijke Balans' van Netbeheer Nederland (2025).

Aanbod, vraag en doorvoer van waterstof voor Nederland in 2050 voor het geanalyseerde eindbeeld



NB: Uitgangspunt van dit eindbeeld is het scenario 'Pragmatisch Beperkt' van PBL (2024e), met doorvoercijfers uit Netbeheer Nederland (2025). De aandelen groene en blauwe waterstof aan de aanbodkant zijn toegevoegd op basis van de geschetste transitiepaden in deze studie. Methanol staat niet in dit eindbeeld, maar is ook een waterstofdrager die een grote rol kan gaan spelen in import en doorvoer.

Waterstof levert in 2050 verscheidene belangrijke functies en baten voor de economie en het energiesysteem van Nederland

Waterstof vervult in 2050 meerdere essentiële functies binnen het energiesysteem:

- langdurig flexibel vermogen en voorzieningszekerheid;
- efficiënt energietransport over lange afstanden;
- het dient als brandstof en grondstof (feedstock) voor de industrie en mobiliteit.

Voor veel van deze toepassingen zijn op dit moment weinig of geen haalbare alternatieven beschikbaar. De inzet van waterstof maakt tijdverschuiving van elektriciteitsproductie mogelijk – van momenten met veel opwek naar perioden met hoge vraag.

Waterstof is inzetbaar in sectoren zoals industrie, (zwaar) goederenvervoer en luchtvaart. Daarbij vervangt waterstof fossiele brandstoffen waar directe elektrificatie of inzet van

biograndstoffen niet volstaan of te duur zijn, en draagt zo rechtstreeks bij aan het terugdringen van broeikasgasemissies.

Belangrijke toepassingen zijn het gebruik als grondstof in onder meer de chemie, kunstmestproductie, staalproductie en de productie van synthetische brandstoffen. Ook is waterstof nodig als brandstof in industriële hogetemperatuurprocessen, zoals bij de productie van bouwmaterialen en glas, waar temperaturen boven 1.000 graden vereist zijn. Hoewel elektrificatie hier een mogelijk alternatief kan bieden, zijn de benodigde technieken nog in ontwikkeling.

In deze moeilijk te verduurzamen sectoren helpen groene en blauwe waterstof om rest-emissies in 2050 te beperken. Daarmee vermindert ook de behoefte aan (dure) negatieve emissies – het verwijderen van CO₂ uit de atmosfeer – die vanaf 2030 nodig zullen zijn om netto-nul broeikasgasuitstoot te bereiken. Waterstof is daarom niet slechts een aanvulling op elektrificatie, maar een noodzakelijke bouwsteen voor netto-nul emissies.

Daarnaast speelt waterstof een sleutelrol in het optimaliseren van het energiesysteem, als schakel tussen opwek en gebruik van hernieuwbare elektriciteit. Indicaties van vermeenden investeringen in elektriciteitsnetten door slimme plaatsing van elektrolyzers komen uit op een eenmalige besparing die kan oplopen tot € 10 miljard euro. Ook versterkt waterstof de voorzieningszekerheid van energie en grondstoffen, doordat het nieuwe opslag- en importmogelijkheden ontsluit en Nederland structureel minder afhankelijk maakt van fossiele restimport uit geopolitiek instabiele landen.

Waterstof biedt ook nieuwe kansen voor de economie. Waterstofprojecten zijn relatief kapitaalintensief, en kunnen daardoor beter gebruik maken van leer- en schaalears effecten. Waterstof scoort naar verwachting relatief hoog op arbeidsproductiviteit, waardoor schaarse arbeid efficiënter kan worden ingezet en een grotere bijdrage aan het verdienvermogen van Nederland levert. Daarnaast stimuleert waterstof industriële innovatie, bijvoorbeeld via nieuwe synthetische brandstofproductie of de verwerking en inzet van circulaire grondstoffen. De inzet van waterstof draagt hiermee bij aan de versterking van de concurrentiepositie van de Nederlandse (basis)industrie op de Europese markt in (en op weg naar) een klimaatneutrale economie, in een andere hoedanigheid zoals we deze industrie nu kennen.

Overzicht van de waarde van waterstof voor Nederland in 2050

Waarde van waterstof voor Nederland

Energiesysteemoptimalisatie

Waterstof verlaagt piekbelasting op het elektriciteitsnet en voorkomt miljardeninvesteringen. Het bespaart tot €10 miljard op netverzwaring. Het biedt langetermijn-opslag én flexibiliteit bij seizoensschommelingen.

Seizoensopslag Congestiereductie Flexibiliteit

tot
€10
mlrd

Broeikasgasreductie

Tijdige en effectieve verduurzaming van industrie en mobiliteit. Waterstof vervangt fossiele brand- en grondstoffen en voorkomt restemissies – cruciaal om extra negatieve emissies ook na 2040 te vermijden.

CO₂ reductie Hard-to-abate-sectoren Klimaatdoelen

CO₂

Industriële innovatie en werkgelegenheid

Waterstof stimuleert industriële innovatie en versterkt de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie. Investeren in de keten leveren hoge waarde per arbeidskracht. Industrieën die afhankelijk zijn van aardgas stappen straks over op koolstofarme of hernieuwbare waterstof.

Banen Innovatieclusters Klimaatdoelen

💡

Vergroten voorzieningszekerheid

Met lokale productie via elektrolyse daalt de afhankelijkheid van aardgas en olie. Diversificatie van importbronnen via ammoniak, methanol en LOHC's versterkt leveringszekerheid.

Strategische autonomie H₂-hubfunctie Lokale productie

⚡

Verlaging van systeemkosten

Volgens het PBL leidt ruime beschikbaarheid van energiedragers zoals waterstof tot lagere nationale systeemkosten. Waterstof vervult een systeemrol in balancering en sectorkoppeling. De systeemkosten van waterstof zijn vergelijkbaar met die van biograndstoffen, maar hoger dan van elektrificatie.

Systeemrol Balancering Kostenoptimalisatie

🔗

ENERGIESYSTEEM ECONOMIE MAATSCHAPPIJ

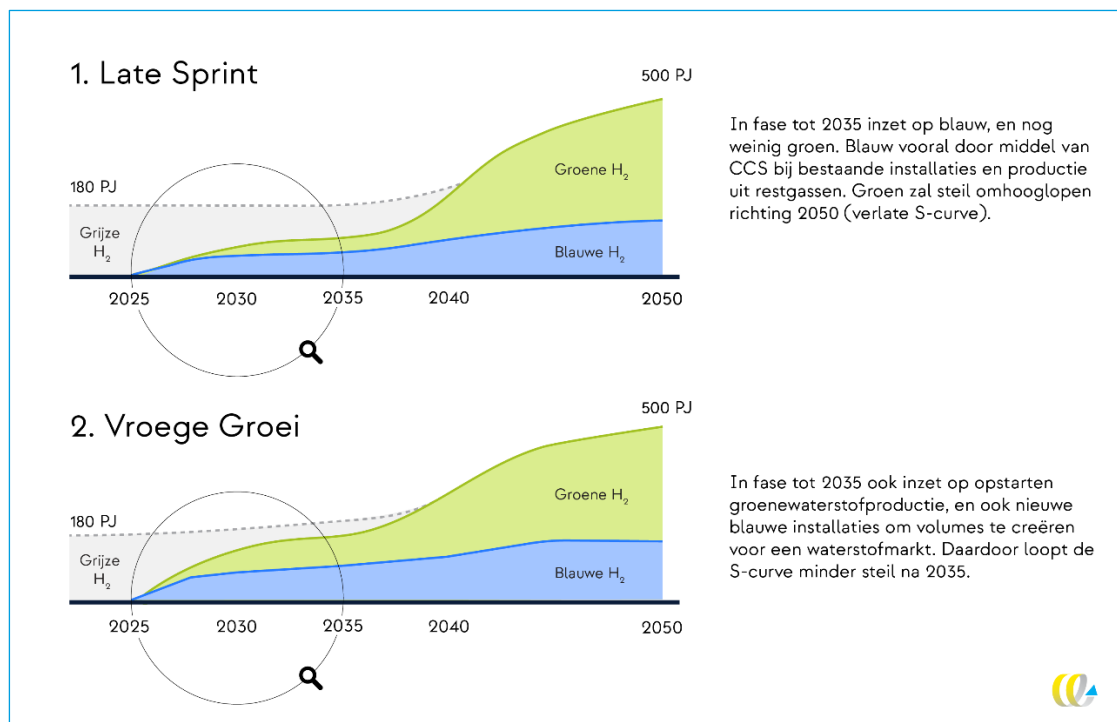


Een traag startend transitiepad vergt initieel minder inspanning en financiële middelen, maar vergroot het risico op een duur en niet klimaatneutraal energie- en grondstoffsysteem in 2050

Twee transitiepaden naar het gekozen eindbeeld zijn onderzocht in deze studie: *Late Sprint* en *Vroege Groei*. In *Late Sprint* komt de groei van het aanbod en de inzet van groene en blauwe waterstof langzaam op gang en start de markt vooral met blauwe waterstof. In *Vroege Groei* vindt de opbouw van groene waterstof richting 2050 geleidelijker plaats en wordt in de fase tot 2035 meer gedaan om groene waterstof op te schalen. Daardoor hebben overheid en markt in die opstartfase te maken met hogere kosten, maar kan de transitie beter worden bijgestuurd, kunnen eerder leereffecten worden gerealiseerd (*learning by doing*) en vallen de cumulatieve kosten over de transitieperiode tot 2050 waarschijnlijk juist lager uit. Bovendien leidt het pad van *Vroege Groei* tot lagere restemissies in 2050, terwijl het pad van *Late Sprint* aanzienlijke kosten van vertraagd klimaatbeleid (zogenaamde ‘*cost of inaction*’) voor de Nederlandse economie met zich meebrengt.

Vanaf 2035 is een versnelling nodig van de groei van waterstofproductie en -vraag en zal het aandeel groene waterstof in de waterstofmix verder stijgen. Hierin speelt de benutting van de systeemrol van waterstof voor het elektriciteitssysteem een belangrijke rol. Dit leidt tot een toenemende behoefte aan opslagcapaciteit op meerdere locaties.

Twee alternatieve transitiepaden van de ontwikkeling van waterstofinzet in de studie



Met huidig beleid worden de benodigde transitiestappen niet gezet, er zijn extra beleidsmaatregelen nodig voor een voldoende zeker investeringsklimaat

Om het waterstofsysteem in 2050 tot volle ontwikkeling te laten komen, moet de waterstofketen worden opgebouwd in de transitiefase. Hiervoor moeten tussen nu en 2030/2035 de volgende transitiestappen in samenhang worden gerealiseerd:

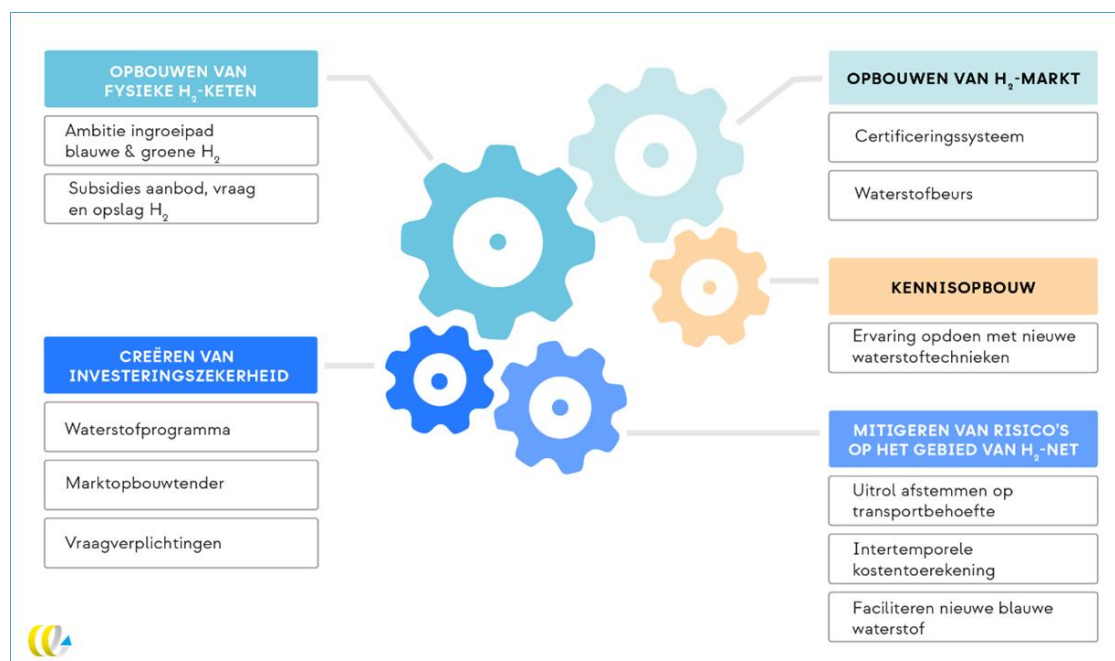
- de opbouw van de fysieke waterstofketen en een nationale markt (marktordening);
- het creëren van investeringszekerheid;
- het beperken van risico's met betrekking tot het waterstofnet;
- kennisopbouw.

Zolang niet aan deze randvoorwaarden wordt voldaan, blijven bedrijven terughoudend met investeringen in nieuwe installaties binnen de waterstofketen. De bedrijfsmatige risico's zijn simpelweg te groot, waardoor partijen op elkaar blijven wachten en niemand het initiatief neemt. Alleen de overheid kan deze kip-ei-situatie (het coördinatieprobleem) doorbreken.

In de eerste fase van de transitie is de (zware) industrie een belangrijke afnemer van waterstof. Deze waterstofvraag zal tot stand moeten komen via een prijsprikkel door CO₂-beprijzing onder het EU ETS, aangevuld met een afnameverplichting van hernieuwbare en koolstofarme waterstof. Als deze vraag voldoende zeker is, tot in de eindschakel van de keten, zullen de aanbodketens volgen.

Subsidies zijn in de beginfase onmisbaar om de huidige hoge onrendabele top van groenewaterstofproductie te overbruggen. Tegelijkertijd kan ook de ontwikkeling van nieuwe blauwe waterstof bijdragen aan het creëren van een liquide waterstofmarkt.

Aanvullend beleid voor realisatie van transitiestappen in fase tot 2035



Veel transitiestappen zijn 'low regret', omdat waterstof een belangrijke rol speelt in een klimaatneutraal Nederland, ongeacht de onzekere toekomstige ontwikkelingen. Zowel blauwe als groene waterstof zijn van waarde voor een succesvolle start van de waterstofmarkt. Wel is gericht beleid nodig voor elk van beide, omdat kostprijzen en uitdagingen verschillen en omdat onnodige onderlinge concurrentie moet worden voorkomen.

De waterstofsector is bereid de transitie te realiseren, maar kan het niet alleen

De waterstofsector toont een sterke bereidheid om bij te dragen aan de waterstoftransitie, maar daarvoor is wel een zeker investeringsklimaat nodig. Om de waterstoftransitie tijdig en effectief in te zetten in de periode tot 2035 heeft de sector stevige regie van het Rijk nodig, waarbij zij een visie op het energiesysteem in 2050 formuleert, inclusief de rol van waterstof, en uitstippelt hoe de transitie daarnaartoe eruitziet. Dit moet snel gebeuren. Alleen zo blijven we op koers richting een economisch waardevol en klimaatneutraal waterstofsysteem.

Summary

Hydrogen is widely regarded as an important energy carrier for a climate-neutral energy system in the Netherlands by 2050, but in order to fulfil this role, current hydrogen production and use must increase significantly and become more sustainable.

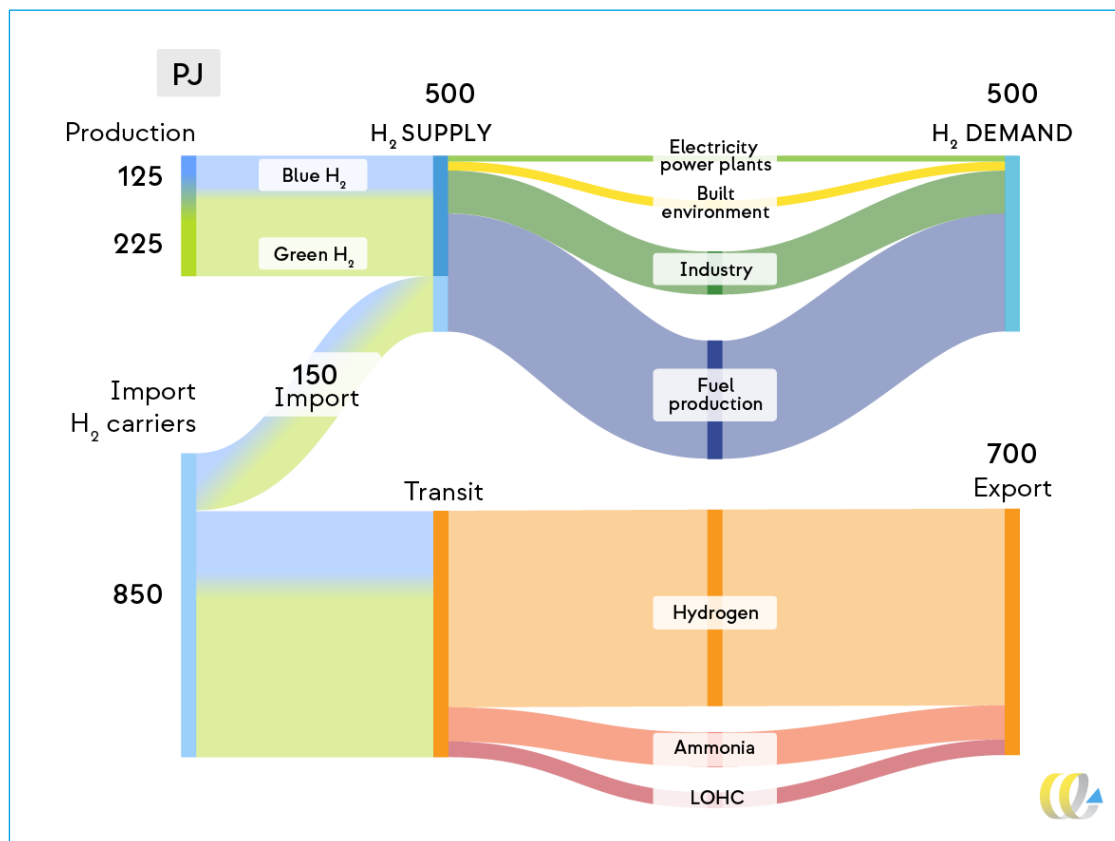
This qualitative system study outlines the potential functions and value of hydrogen by 2050, possible transition pathways, and the policies needed to initiate the first phase of the transition in a timely and effective manner. It provides governments and private sector parties with insight into the importance and urgency of the hydrogen transition, the necessary steps in the first phase towards 2035, and the additional policy required to achieve this.

Hydrogen is an essential building block in all final scenarios for a climate-neutral Netherlands by 2050

All the scenarios examined for a climate-neutral energy system by 2050 (final scenarios) involve the use of large quantities of hydrogen. Even conservative scenarios assume significant hydrogen consumption of around 300 PJ, which is roughly equivalent to the current total industrial gas consumption in the Netherlands. This highlights the fact that the hydrogen transition will be a major challenge and that hydrogen is widely regarded as an essential building block of future energy and raw material systems. However, the final scenarios differ considerably in terms of the scale of hydrogen supply and demand in the Netherlands by 2050. In addition, the development of energy-intensive industry in the Netherlands is uncertain, while most final scenarios assume that it will remain at the same level as today. The industry could divert new investment to countries with cheaper low-carbon energy, prompting the Netherlands to import hydrogen carriers such as synthetic ammonia, methanol and methane. It is also possible that more semi-finished products, such as raw steel and plastic granules, could be imported and processed into industrial end products. This could lead to lower demand for hydrogen in the Netherlands, but greater demand for hydrogen carriers and/or semi-finished products for use as raw materials.

In the selected final scenario 'Pragmatically Limited' from the Netherlands Environmental Assessment Agency (Planbureau voor de Leefomgeving, PBL), hydrogen accounts for 16% of energy carriers used in the Netherlands by 2050, or approximately 500 PJ per year (PBL, 2024e). This hydrogen is mainly green hydrogen, which is partly supplied by local production and partly imported from areas with cheap renewable electricity. In addition, this final scenario includes the transfer to neighbouring countries of approximately 700 PJ/year of hydrogen and hydrogen carriers, based on the 'Joint Balance' scenario of Netbeheer Nederland (2025).

Supply, demand and transit of hydrogen for the Netherlands by 2050 for the analysed final scenario



NB: This final scenario is based on the 'Pragmatic Limited' scenario developed by PBL (2024e), with transit figures from Netbeheer Nederland (2025). The green and blue hydrogen segments on the supply side have been added based on the transition pathways outlined in this study. Methanol is not included in this final scenario, but this hydrogen carrier could also play a major role in imports and transit.

By 2050, hydrogen will provide several important functions and benefits for the Dutch economy and energy system

By 2050, hydrogen will fulfil several essential functions in the energy system:

- long-term flexibility and security of supply;
- efficient energy transport over long distances;
- serve as fuel and raw material (feedstock) for industry and mobility.

For many of these applications, there are currently few or no viable alternatives available. The use of hydrogen makes it possible to stagger electricity production – from times of high generation to periods of high demand. Hydrogen can be used in sectors such as industry, heavy goods transport, and aviation. This means that hydrogen can replace fossil fuels where direct electrification or the use

of biobased feedstock is insufficient or too expensive, thereby contributing directly to reducing greenhouse gas emissions.

Important applications include its use as a raw material in the chemical industry, fertiliser production, steel production and the production of synthetic fuels.

Hydrogen is also needed as a fuel in industrial high-temperature processes, such as in the production of building materials and glass, which require temperatures above 1,000 degrees. Although electrification could provide a possible alternative, the necessary technologies are still under development.

In those sectors that are difficult to make sustainable, green and blue hydrogen will help to limit residual emissions by 2050. This would also reduce the need for expensive negative emissions – the removal of CO₂ from the atmosphere – which will be necessary from 2030 onwards to achieve net-zero greenhouse gas emissions. Hydrogen is therefore not merely a supplement to electrification, but a necessary building block for net-zero emissions.

In addition, hydrogen plays a key role in optimising the energy system, as a link between the generation and use of renewable electricity. Estimates of investment in electricity grids that could be avoided through the smart deployment of electrolyzers indicate one-off savings of up to € 10 billion. Hydrogen also has the potential to improve the security of energy and raw material supplies by opening up new storage and import options and making the Netherlands structurally less dependent on fossil fuel imports from geopolitically unstable countries.

Hydrogen also presents new opportunities for the economy. Hydrogen projects are relatively capital-intensive and can therefore make better use of learning and scale effects. Hydrogen is expected to score relatively highly in terms of labour productivity, enabling scarce labour to be deployed more efficiently and making a greater contribution to the Netherlands' earning capacity. In addition, hydrogen stimulates industrial innovation, such as through new synthetic fuel production or the processing and use of circular raw materials. The use of hydrogen will therefore contribute to strengthening the competitive position of Dutch industry in the European market, in a transition towards a climate-neutral economy.

Overview of the value of hydrogen for the Netherlands by 2050

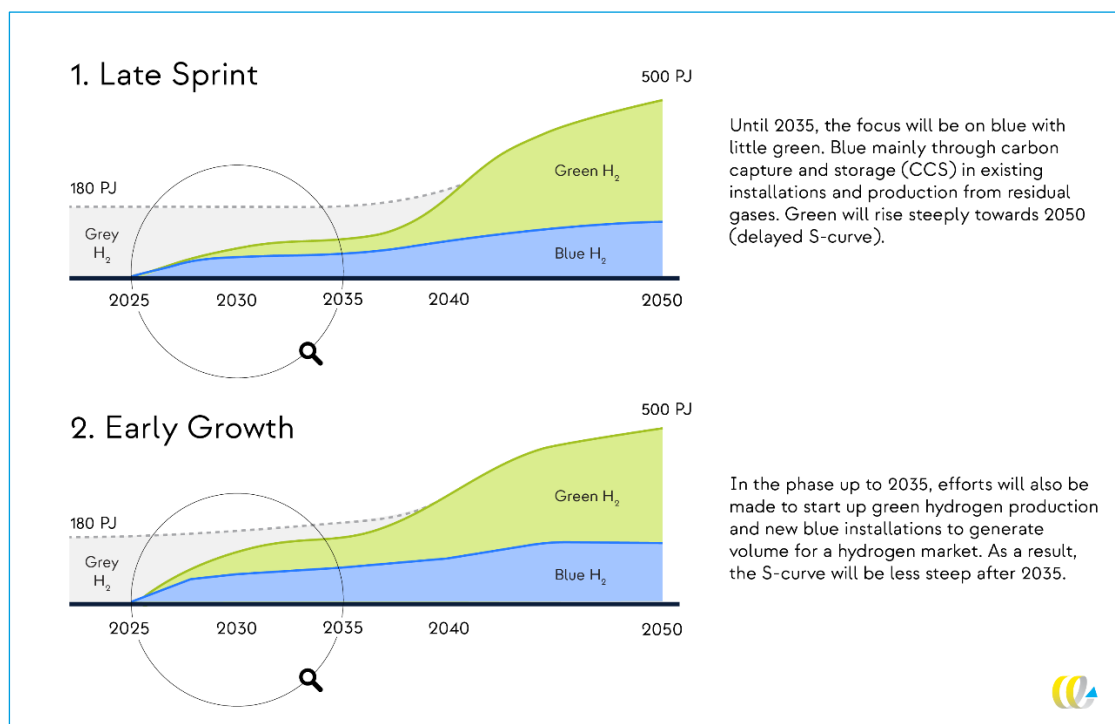


A slow transition path initially requires less effort and financial resources, but it increases the risk of a costly and non-climate-neutral energy and raw materials system by 2050

The study examined two transition paths to the selected final scenario: *Late Sprint* and *Early Growth*. In *Late Sprint*, the growth in supply and use of green and blue hydrogen slowly gains momentum, with the market initially focusing on blue hydrogen. In *Early Growth*, the development of green hydrogen towards 2050 takes place more gradually, with greater efforts being made to scale up green hydrogen in the phase up to 2035. This means that the government and the market will face higher costs in the start-up phase, but the transition will be easier to adjust, learning effects will be realised sooner (learning by doing) and the cumulative costs over the transition period up to 2050 are likely to be lower. Moreover, the *Early Growth* pathway leads to lower residual emissions by 2050, while the *Late Sprint* pathway will involve significant costs of delayed climate policy (known as the 'cost of inaction') for the Dutch economy.

From 2035 onwards, the growth of hydrogen production and demand will need to accelerate, and the share of green hydrogen in the hydrogen mix will increase further. The utilisation of the system role of hydrogen for the electricity system plays an important role in this. This will lead to an increasing need for storage capacity at multiple locations.

Two alternative transition paths for the development of hydrogen deployment in the study



Current policy does not provide for the necessary transition steps; additional policy measures are needed to ensure a sufficiently secure investment climate

For the hydrogen system to reach full maturity by 2050, the hydrogen chain must be put in place during the transition phase. To achieve this, the following transition steps must be implemented in a coordinated manner between now and 2030/2035:

- development of a physical hydrogen chain and a national market (market design);
- creation of investment certainty;
- limitation of the risks associated with the hydrogen network;
- building of knowledge.

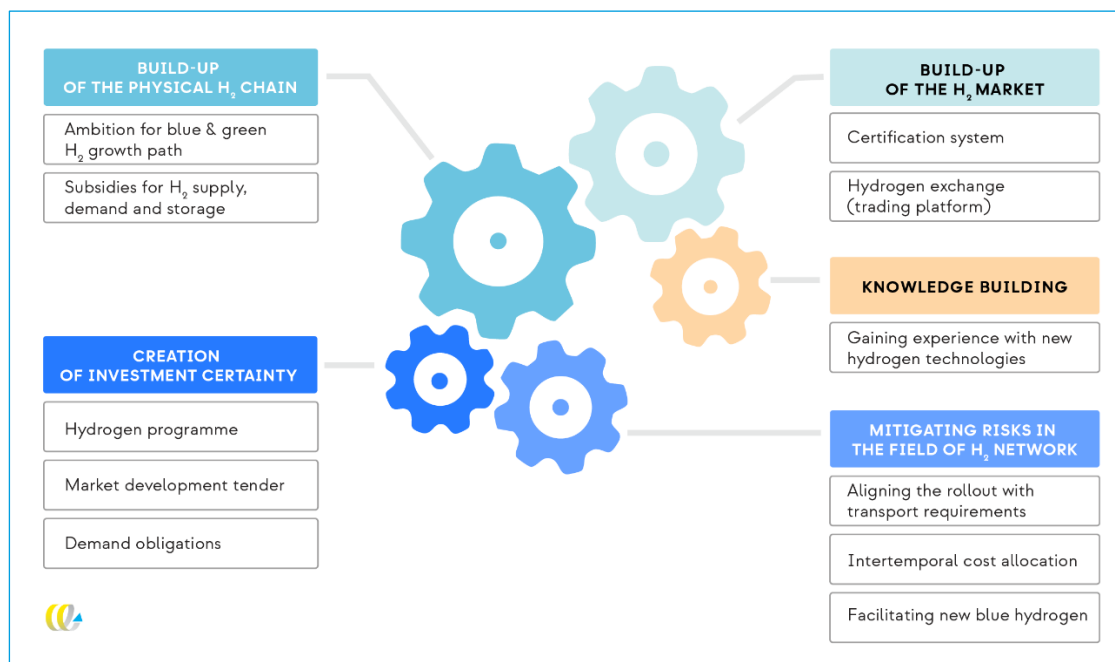
As long as these preconditions are not met, companies will remain reluctant to invest in new installations in the hydrogen chain. The business risks are simply too high, which means that parties continue to wait for each other and no one takes the initiative. The government is the only one that can break this chicken-and-egg situation (the coordination problem).

In the first phase of the transition, heavy industry will be a major consumer of hydrogen. This demand for hydrogen will have to be created through a price incentive in the form of CO₂ pricing in accordance with the EU Emissions Trading System (EU ETS), supplemented by a purchase obligation for renewable and low-carbon hydrogen. If this demand is sufficiently certain, extending all the way to the end of the chain, the supply chains will follow.

In the initial phase, subsidies are indispensable to bridge the current highly unprofitable top¹ of green hydrogen production. At the same time, the development of new blue hydrogen installations can also contribute to the creation of a liquid hydrogen market.

¹ 'Unprofitable top' is a direct translation of 'onrendabele top', which is used in the Netherlands to refer to the part of an investment that cannot be earned back through market sales. In the case of blue or green hydrogen, it specifically refers to the part of the levelised cost of hydrogen (in €/kg) that cannot be earned back.

Additional policy for the realisation of transition steps in the phase up to 2035



Many transition steps are low regret because hydrogen plays an important role in a climate-neutral Netherlands, regardless of uncertain future developments. Both blue and green hydrogen are valuable for a successful launch of the hydrogen market. However, specific policies are needed for each of these areas, as costs and challenges vary and unnecessary competition between them must be avoided.

The hydrogen sector is ready to make the transition, but cannot do it alone

The hydrogen sector is highly committed to contributing to the hydrogen transition, but this requires a stable investment climate. In order to implement the hydrogen transition in a timely and effective manner in the period up to 2035, the sector needs clear guidance from central government, which should formulate a vision for the energy system in 2050, including the role of hydrogen, and outline how the transition to this vision will take place. This needs to happen quickly. This is the only way to stay on track towards an economically valuable and climate-neutral hydrogen system.

Afkortingen en termen

Afkorting	Betekenis
ATR	Autothermal reforming
bbp	Bruto binnenlands product
BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage
CAES	Compressed air energy storage
CCS	Carbon capture and storage
CCU	Carbon capture and utilisation
DAC	Direct air capture
DRI	Direct reduced iron
(EU) ETS	(EU) Emissions Trading System
EU	Europese Unie
FID	Final investment decision
FTE	Full-time equivalent (rekeneenheid van een voltijdbaan)
GW	Gigawatt
HHV	Higher heating value
II3050	Integrale Energiesysteemverkenning 2030-2050
LHV	Lower heating value
LNG	Liquefied natural gas
LOHC	Liquid organic hydrogen carrier
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
PJ	Petajoule
RED	Renewable Energy Directive
RFNBO	Renewable fuel of non-biological origin
SAF	Sustainable aviation fuel
SMR	Steam methane reforming
TVKN	Trajectverkenning Klimaatneutraal Nederland

Term	Toelichting
Bunkering	Leveren van brandstof aan schepen en vliegtuigen
Waterstofnetwerk	Waterstofnetwerk Nederland, het nationale waterstofnetwerk dat wordt ontwikkeld door Hynetwork (een dochterbedrijf van Gasunie)
Hard-to-abate(-sectoren)	Sectoren waarin broeikasgasemissiereductie lastig te realiseren is
Restemissies	De resterende broeikasgasemissies die moeten worden gecompenseerd met koolstofverwijdering (negatieve emissies) om klimaatneutraliteit te bereiken
Tubetrailer	Een tankwagen die cilinders over de weg vervoert, waarin waterstof onder druk is opgeslagen

Omrekentabel

Omrekentabel waterstof en elektrolysecapaciteit

	TWh	PJ	kton (LHV)	kton (HHV)
Waterstof				
1 PJ	0,278		8,33	7,04
1 TWh		3,6	30	25,4
1 kton (LHV)	0,033	0,12		
1 kton (HHV)	0,039	0,14		
Elektrolysecapaciteit en waterstofproductie*				
1 GW (LHV)	2,6	9,4	78,0	
1 GW (HHV)	3,1	11,1		78,0

* Uitgaande van 4.000 vollasturen en een energie-efficiëntie van de elektrolyser van 65% (lower heating value (LHV)) en 77% (higher heating value (HHV)).

1 Introductie

Waterstof wordt veelvuldig genoemd als een energiedrager die een belangrijke rol zal spelen in een klimaatneutraal energiesysteem in Nederland in 2050, mits geproduceerd en toegepast zonder (netto-)uitstoot van broeikasgassen. Hoewel niemand weet hoe deze rol er precies uit zal gaan zien, is het wel belangrijk om hier een globaal beeld van te hebben, zodat overheid en markt inzicht krijgen in hoe het transitiepad eruitziet, en vervolgens welke stappen op kortere termijn (richting 2030/2025) moeten worden genomen. Met dit doel heeft CE Delft in opdracht van NLHydrogen een kwalitatieve systeemstudie uitgevoerd, waarvan dit rapport en bijbehorende visuals het resultaat zijn.

1.1 Doel van studie

Het hoofddoel van de studie is het geven van inzicht in de functies en waarde van het waterstofsysteem voor de Nederlandse economie, inclusief ketenonderdelen en de samenhang met andere energiesystemen, en in beleidskeuzes waarmee dit waterstof-systeem tijdig en volledig kan worden gerealiseerd. Hieronder vallen drie subdoelen:

Doelen van de studie

1. Het uitdiepen van de functies en waarde van onderdelen van een toekomstige waterstofketen.
2. Het analyseren van de rol van het waterstofsysteem binnen het energiesysteem en de Nederlandse economie.
3. Richting geven aan beleid dat nodig is om de waterstofketen optimaal te ontwikkelen.

De studie is als volgt afgebakend:

- **Systeemgrenzen:** de studie betreft het waterstofsysteem binnen Nederland van upstream- tot en met downstreamfases naar de verschillende eindgebruikers met transport en distributie als verbindende schakel.
- **Typen waterstof:** de focus van de studie ligt op koolstofvrije en koolstofarme waterstof: waterstof geproduceerd met elektrolyse uit zon, wind en water (groene waterstof), en waterstof geproduceerd uit aardgas (of restgas) in combinatie met CO₂-

afvang en -opslag (blauwe waterstof). Daarnaast worden ook waterstofdragers beschouwd die worden gebruikt om waterstof efficiënt te importeren. Dit zijn onder meer methanol, ammoniak, vloeibaar methaan en liquid organic hydrogen carriers (LOHC's).

- **Tijdsdimensie:** in de studie wordt het eindbeeld in 2050 als *startpunt* genomen van de studie. Vervolgens wordt teruggedeneerd hoe het ontwikkelpad van het waterstofsysteem eruit kan zien tussen nu en 2050. Voor wat betreft benodigd waterstofbeleid, richt de studie zich vervolgens op de periode tussen nu en 2030/2035.

1.2 Aanpak

Deze systeemstudie is uitgevoerd met behulp van kwalitatieve analyses, op basis van deskresearch, expertraadpleging (inclusief vijftien interviews met stakeholders en experts) en eigen expertise. De analyse van de waarde van waterstof is uitgevoerd met behulp van waarde-indicatoren die afgeleid zijn uit een mkba-raamwerk.

1.3 Leeswijzer

Indeling rapport

- In **Hoofdstuk 2** worden verschillende eindbeelden van het waterstofsysteem in Nederland in 2050 vergeleken en wordt een specifiek eindbeeld gekozen.
- In **Hoofdstuk 3** wordt voor het gekozen eindbeeld een ketenscan gepresenteerd.
- In **Hoofdstuk 4** worden de baten van waterstof in 2050 bestudeerd.
- In **Hoofdstuk 5** staat hoe de waterstoftransitie naar dit eindbeeld eruit kan zien en wordt beschreven welke transitiestappen nodig zijn richting 2030/2035 om op koers te blijven.
- In **Hoofdstuk 6** gaan we in op de 'policy gap' tussen het huidige waterstofbeleid en de benodigde transitiestappen en bespreken we aanvullende beleidsmaatregelen om deze policy gap te overbruggen.
- In **Hoofdstuk 7** staan de conclusies en aanbevelingen van de studie.

2 Waterstof in een klimaatneutraal Nederland

2.1 Introductie waterstof

Waterstof is een energiedrager en geen energiebron; dat wil zeggen dat het moet worden geproduceerd met behulp van een externe energiebron.² De energie kan bijvoorbeeld afkomstig zijn uit aardgas, biograndstoffen of elektriciteit. Waterstof kan deze energie vervolgens vasthouden totdat het in een toepassing wordt gebruikt. In tegenstelling tot elektriciteit is waterstof een molecuul, waardoor het andere eigenschappen heeft bij transport, opslag en gebruik. Sommige processen – vooral waar moleculen als bouwsteen worden ingezet – kunnen niet worden geëlektrificeerd. Hiervoor zou waterstof een klimaatneutrale oplossing kunnen bieden. Waterstof wordt al decennialang geproduceerd uit aardgas, maar in een economie waar we het gebruik van fossiele brandstoffen zoveel mogelijk willen beperken, moet er naar andere manieren van productie worden gekeken. De verschillende productiewijzen van waterstof worden vaak omschreven met behulp van kleuren. Zie onderstaand tekstkader. In dit rapport gebruiken we de term ‘waterstof’ om CO₂-vrije en CO₂-arme waterstof aan te duiden, ofwel groene en blauwe waterstof.

Typen (kleuren) waterstof

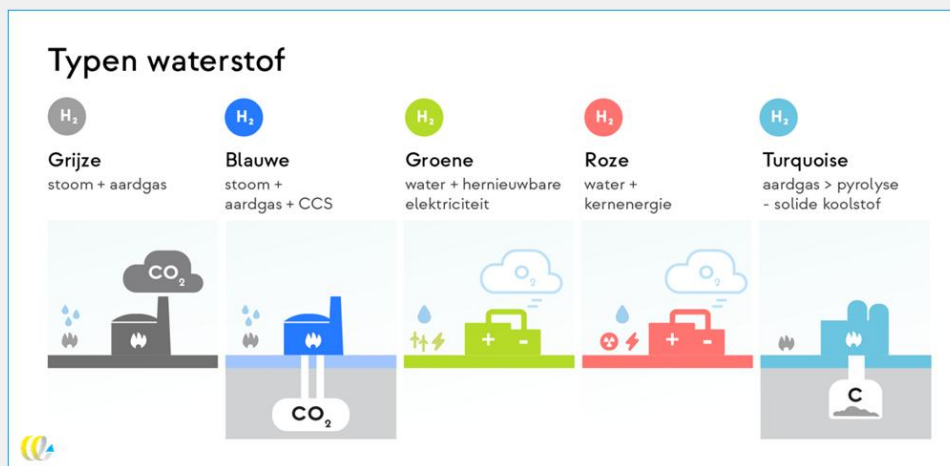
CO₂-vrije waterstof die geproduceerd wordt via elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit, wordt aangeduid als *hernieuwbare of groene waterstof*. CO₂-arme waterstof die geproduceerd wordt uit een fossiele brandstof (in Nederland vooral aardgas) en stoom en waarbij een deel van de vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen (CCS), wordt aangeduid als *blauwe waterstof*.

² De laatste jaren is aandacht ontstaan voor waterstof dat natuurlijk is gevormd in de aardbodem, ofwel ‘witte waterstof’. Wereldwijd zijn een paar locaties met witte waterstof gevonden. Er is nog weinig bekend over het technisch, economisch en duurzaam potentieel hiervan. Witte waterstof wordt niet meegenomen in deze studie.

Waterstof die uit fossiele brandstof wordt geproduceerd en waarbij alle CO₂ naar de lucht wordt geëmitteerd, noemt men *grijze waterstof*.

Het kleurenpalet is nog breder: *turquoise waterstof* is waterstof gemaakt uit aardgas met behulp van pyrolyse, en *roze/paarse waterstof* is waterstof geproduceerd met kernenergie (via elektrolyse).

Figuur 1 - Typen (kleuren) waterstof



Roze en turquoise waterstof zijn geen onderdeel van de bestudeerde eindbeelden. Deze typen waterstof zouden, evenals blauwe waterstof, een transitierol kunnen spelen tussen nu en 2050, omdat ze waarschijnlijk gedurende een lange periode goedkoper zullen zijn dan groene waterstof en omdat ze bijdragen aan CO₂-reductie en het creëren van volume in de waterstofmarkt. Deze typen waterstof worden niet verder beschouwd in de studie.

2.2 Eindbeelden

Er bestaan verschillende routes naar een klimaatneutrale economie in 2050, maar in alle scenario's speelt groene waterstof een cruciale rol. In dit hoofdstuk worden verschillende klimaatneutrale scenario's voor 2050 vergeleken en wordt uiteindelijk een scenario geselecteerd dat in de rest van het onderzoek als basis dient bij het vaststellen van de waarde van waterstof. De geanalyseerde scenario's zijn die van de tweede editie van IJ3050 (Netbeheer Nederland, 2023) en de opvolger daarvan (Netbeheer Nederland, 2025) (beide met vier eindbeelden), Trajectverkenning Klimaatneutraal Nederland van PBL (PBL, 2024e) (TVKN; drie eindbeelden) en het Nationaal Plan Energiesysteem (Rijksoverheid, 2023) (NPE; twee eindbeelden).

2.2.1 Energie- en grondstofgebruik

Alle onderzochte scenario's zijn voornamelijk gericht op het energiesysteem en hebben als uitgangspunt klimaatneutraliteit in 2050. Dit is het einddoel waar de Nederlandse overheid naar streeft, in lijn met het klimaatakkoord van Parijs.

Circulariteit is geen expliciet uitgangspunt van II3050, behalve bij het scenario 'Decentrale Initiatieven'. Het is ook geen expliciet onderdeel van NBNL of TVKN. Het NPE heeft wel als doel een volledig circulaire economie, maar de kwantitatieve scenario's achter het NPE zijn afkomstig uit II3050 (waar circulariteit dus geen expliciet uitgangspunt was, behalve bij 'Decentrale Initiatieven'). In geen van de scenario's is sprake van een volledig fossielvrije economie, maar het gebruik van fossiele brandstoffen is in alle scenario's gemarginaliseerd. Wanneer er nog wel fossiele brandstoffen worden gebruikt, is er meestal sprake van CCU/CCS of gaat het naar internationaal transport.

2.2.2 Rol van waterstof

In alle onderzochte scenario's voor het energiesysteem worden significante hoeveelheden aan waterstof gebruikt. Opvallend is dat zelfs in de conservatiefste scenario's – waar bijvoorbeeld maximale energie-efficiëntie wordt aangenomen of de vraag vanuit industrie lager is ingeschat – nog steeds wordt uitgegaan van een aanzienlijk verbruik van waterstof (~300 PJ). Qua ordegrootte komt dit volume overeen met het huidige totale industriële gasverbruik in Nederland. Dit illustreert dat waterstof, zelfs bij een terughoudend gebruik, wordt gezien als een noodzakelijke bouwsteen van het toekomstige energiesysteem.

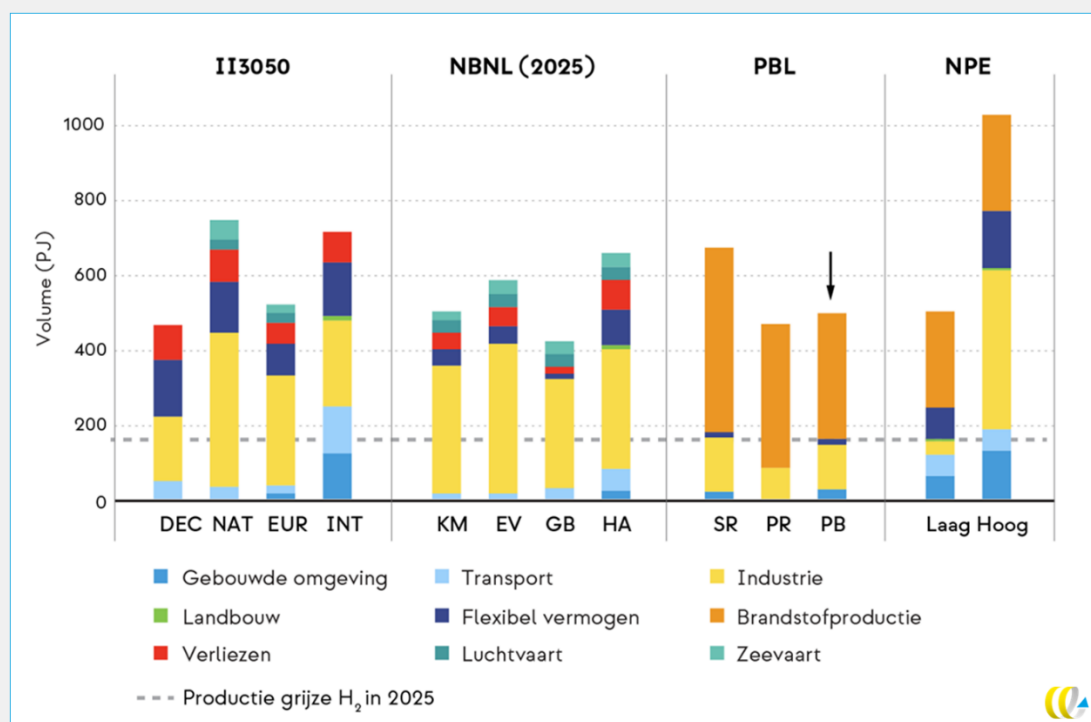
Wel bevatten de eindbeelden in deze studies aanzienlijke verschillen in de omvang van waterstofaanbod- en vraag in Nederland in 2050. Daarbovenop komt dat de ontwikkeling van de energie-intensieve industrie in Nederland onzeker is, terwijl de meeste eindbeelden uitgaan van eenzelfde omvang als nu. Deze industrie zou nieuwe investeringen kunnen verplaatsen naar landen met goedkopere CO₂-arme energie, waarbij Nederland waterstofdragers gaat importeren, zoals synthetische ammoniak, methanol en methaan. Mogelijk worden ook meer halffabricaten (ruwstaal en plastic korrels) geïmporteerd en verwerkt tot industriële eindproducten. Dit kan leiden tot een lagere waterstofvraag in Nederland, maar een grotere vraag naar waterstofdragers en/of halffabricaten voor inzet als grondstof.

De onderliggende aannames bij de eindbeelden verschillen per studie (bijvoorbeeld ten aanzien van technologische ontwikkeling, internationale handel, of mate van CCS-toepassing), maar waterstof komt in alle scenario's naar voren als een noodzakelijk component voor het realiseren van een klimaatneutraal energiesysteem. Dit onderstreept het belang van beleidsmatige voorbereiding op grootschalige productie, infrastructuur en toepassing van waterstof in de komende decennia.

Waterstof is een noodzakelijke bouwsteen in alle scenario's

In onderstaande figuur is het waterstofgebruik in verschillende scenario's voor 2050 weergegeven. Er komt duidelijk naar voren dat elk scenario een grote groei van waterstof voorziet en dat het in meerdere sectoren zal worden ingezet: van het huidige gebruik (ongeveer 180 PJ grijze waterstof) naar meer dan 400 PJ groene waterstof in de PBL-scenario's. Kortom, waterstof is een essentiële bouwsteen voor het Nederlandse energiesysteem en zal in meerdere sectoren worden ingezet.

Figuur 2 – Overzicht van waterstofgebruik in eindbeelden voor Nederland in 2050



Opmerkingen bij dit overzicht:

- In II3050 en NBNL (2025) omvat 'flexibel vermogen' niet alleen pieklastcentrales, maar ook flexibele hybride ketels in de industrie.
- In NBNL (2025) bevat 'industrie' ook waterstof die wordt ingezet via de raffinageroute.

Brandstofproductie in de PBL-scenario's omvat waterstof als component bij brandstofproductie (biogeen of synthetisch) voor zowel binnenlands transport als lucht- en zeevaart. Bij PBL is er geen directe inzet van waterstof in transport.

Import en doorvoer van waterstof

De doorvoer van (voornamelijk groene) waterstof verschilt ook tussen bestaande eindbeelden van het Nederlandse energiesysteem in 2050. In de PBL-scenario's staan geen doorvoervolumes, maar in II3050 en NBNL (2050) varieert de export van waterstof tussen de 200 en 700 PJ in 2050. Projecties van de doorvoer van waterstof(dragers) lopen sterk uiteen. Zo heeft de Port of Rotterdam in zijn scenario Connected Deep Green, waarin wordt uitgegaan van een volledig gedecarboniseerde wereld waarin de haven in 2050 een belangrijke doorvoerrol behoudt voor Noordwest-Europa, een doorvoervolume opgenomen van 8,6 Mton in 2050, ofwel circa 1.030 PJ (LHV) (Port of Rotterdam, 2022). Dit doorvoervolume geldt alleen nog maar voor de Rotterdamse haven, terwijl dit al minstens 1,5 keer zo veel is als de eindbeelden in II3050 en NBNL (2050).

Ook de verhouding tussen import van (voornamelijk) groene waterstof(dragers) en nationale productie van groene waterstof door middel van elektrolyse verschilt tussen scenario's. In alle scenario's wordt een substantieel deel van de waterstofvraag in Nederland ingevuld met waterstofimport. Dit heeft te maken met beperkte ruimte in Nederland (en op het Nederlandse deel van de Noordzee), maar ook met de mogelijkheid dat import van groene waterstof goedkoper wordt dan lokale productie. Aan de andere kant vervult lokale productie ook een rol in het Nederlandse elektriciteitssysteem (in Hoofdstuk 4 gaan we hier uitgebreid op in).

2.3 Keuze eindbeeld

Om de analyse van waterstof in Nederland in 2050 en van de transitie daarnaartoe concreet te maken, is in deze studie één eindbeeld gekozen. Dit eindbeeld dient als voorbeeld; het is geen wensbeeld of voorspelling. De grote en nieuwe rol die waterstof krijgt toegedicht in de scenario's en de inherente onzekerheid over de toekomst, maken het niet eenvoudig om met stelligheid een eindbeeld voor waterstof in 2050 te kiezen. Om deze keuze evenwichtig te maken, is een aantal criteria gehanteerd waar het eindbeeld aan moet voldoen:

- een samenhangend beeld van de energie- en grondstoffenvoorziening, inclusief die voor bunkering (leveren van brandstoffen aan internationaal transport);
- voorstelbaar en realistisch;
- met bruikbare uitwerking voor ons doel: de waarde van waterstof voor de maatschappij in kaart brengen voor Nederland;
- herkenbaar zijn voor anderen.

Met deze criteria in het achterhoofd is gekozen voor het scenario 'Pragmatisch beperkt' uit de 'Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 (TVKN)' van PBL. De TVKN-scenario's zijn goed toegankelijk en ingekaderd in een duidelijke richting van de economie met sankey-diagrammen die een duidelijk overzicht geven van de volledige energiestromen in de economie. De II3050-scenario's zijn in onze ogen iets minder goed toegankelijk en hebben

vooral het kabel- en leidinggebonden energiesysteem als focus. In de PBL-scenario's is de gehele economie goed uitgewerkt, inclusief de bunkering. Dat is een belangrijk pluspunt. Ook houden de PBL-scenario's rekening met de benodigde koolstofverwijdering uit de atmosfeer om 'netto nul' te bereiken in 2050, ter compensatie van broeikasgasemissies uit natuur en landbouw. Ze zijn daarmee op die onderdelen completer. De energievraag is gelijk in alle drie de scenario's. De invulling met energiedragers verschilt per scenario.

Alle drie de PBL-scenario's voldoen aan de gestelde eisen binnen dit project. Als we echter inzoomen dan is het 'Pragmatisch Beperkt (PB)'-scenario het best bruikbaar, om de volgende redenen:

- Het heeft een waterstofvraag die het midden houdt van de drie PBL-scenario's (en ongeveer in het midden ligt van de II3050- en NBNL-scenario's).
- De waterstofvraag in het scenario omvat meerdere sectoren (in tegenstelling tot bijvoorbeeld het 'Pragmatisch-Ruim'-scenario van PBL), wat goed aansluit bij het doel van dit project om de waarde van waterstof voor de maatschappij te kunnen beschrijven.
- Het heeft een duidelijke inzet van waterstof voor klimaatneutrale flexibele elektriciteitsproductie, wat aansluit bij veel inzichten over de aard van het toekomstige elektriciteitssysteem (PBL gaat daar ook uitgebreid op in).³

Details en een verdere toelichting op de keuze van het eindbeeld is te vinden in Bijlage A. De inherente onzekerheid van een eindbeeld maakt het wenselijk om bandbreedtes te hanteren. Zo wordt het gekozen scenario het midden, waarvan de hoge en lage varianten worden afgeleid. Er is voor gekozen om dit als volgt op het gekozen scenario toe te passen:

- $\pm 40\%$ op waterstofvraag bij brandstofproductie;⁴
- $\pm 20\%$ op waterstofvraag in andere sectoren;
- $\pm 20\%$ op productie groene en blauwe waterstof in Nederland;
- $\pm 20\%$ op import en doorvoer van groene en blauwe waterstof(dragers) in Nederland.

Deze percentages zijn ten opzichte van de waardes in het PBL-scenario.

In het scenario 'Pragmatisch beperkt' is doorvoer van energiemoleculen niet uitgebreid opgenomen, de export van elektriciteit wel. Toch zijn momenteel grote industriële partijen in onder meer het Ruhrgebied en België afhankelijk van de aanvoer van fossiele moleculen via Rotterdam. Gezien de huidige omvang van export van energie en de ambitie van verschillende partijen om die sterke doorvoerpositie van Nederland vast te houden, is het

³ De inzet van waterstof in flexibele centrales is wel een stuk hoger in andere scenario's van II3050, NBNL en NPE, wat erop wijst dat waterstof in die scenario's een groter aandeel heeft in de brandstofmix van flexibele elektriciteitsproductie.

⁴ De waterstofvraag in brandstofproductie is onzekerder dan bij andere toepassingen, omdat dit sterk afhangt van de mate waarin duurzame-brandstoffabrieken zich zullen vestigen in Nederland.

wenselijk om ook goed te kijken naar de mogelijke omvang van export en doorvoer van waterstof(dragers) in 2050. Om deze reden is een doorvoer uit het NBNL-scenario 'Gezamenlijke Balans' van 677 PJ aan waterstofequivalenten toegevoegd aan het gekozen eindbeeld.⁵ Ook hier is een bandbreedte van $\pm 20\%$ toegepast.

Bovenstaande overwegingen leiden tot een eindbeeld met bandbreedtes voor onzekere ontwikkelingen zoals opgenomen in het volgende tekstkader.

Gekozen eindbeeld, inclusief bandbreedtes

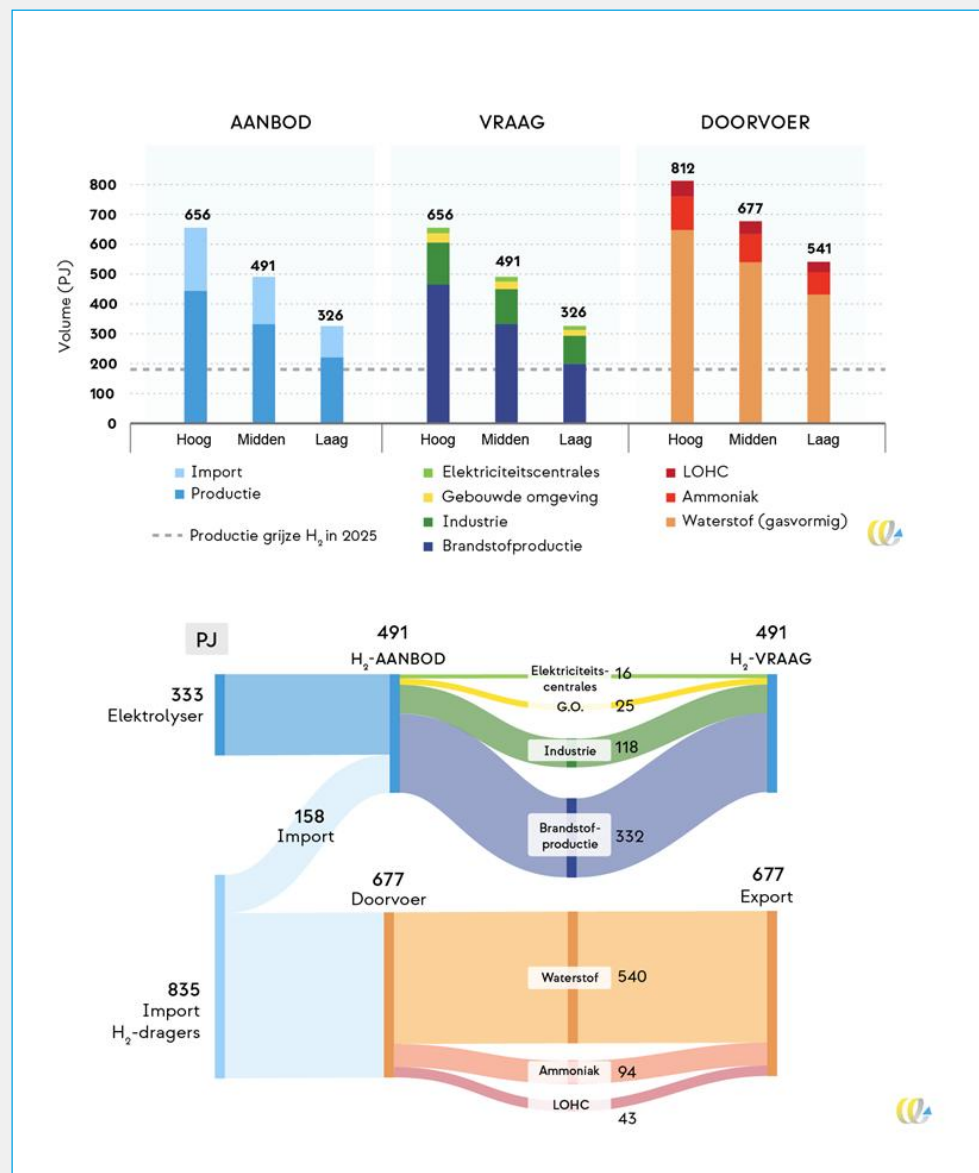
In het door ons gekozen eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' van PBL zien we dat er vraag naar waterstof bestaat in vier gebruikssectoren: gebouwde omgeving, industrie, flexibele elektriciteitscentrales en brandstofproductie. De brandstofproductie is de grootste afnemer en omvat zowel productie van synthetische brandstoffen (waarvoor waterstof een bouwsteen is) als productie van biobrandstoffen (waar waterstof in het productieproces nodig is). De inzet van brandstoffen vindt plaats in luchtvaart, zeevaart en binnenvaart. Ongeveer 16% van het gebruik van energiedragers wordt ingevuld met waterstof. De elektrolysecapaciteit ligt rond de 20 GW, waarmee 333 PJ groene waterstof wordt geproduceerd (twee derde van de inzet van 491 PJ; de rest wordt geïmporteerd⁶). Omdat het PBL-scenario geen doorvoer bevat, is dit voor ons eindbeeld overgenomen uit het scenario 'Gezamenlijke Balans' van de nieuwe NBNL-scenario's uit 2025. Daarin wordt 677 PJ aan waterstofequivalenten doorgevoerd, waarvan 80% per buisleiding.

Het gekozen eindbeeld staat in Figuur 3. De bijbehorende cijfers staan in Bijlage A.

⁵ Hier is een gemiddeld doorvoerscenario gekozen. Scenario's lopen sterk uiteen (zie Paragraaf 2.2.2).

⁶ Dit is een relatief laag aandeel van import. Als 'importwaterstof' duidelijk goedkoper wordt dan lokale waterstof en vraagvolumes in 2050 groot worden dan zal het aandeel import hoger komen te liggen.

Figuur 3 – Waterstofvolumes in het gekozen eindbeeld van Nederland in 2050



NB: Doorvoer is in PJ nuttige waterstof (na reconversie). Methanol wordt in het gekozen eindbeeld niet doorgevoerd, maar kan ook een belangrijke rol gaan spelen in doorvoer. Ook kan geïmporteerde methanol direct worden ingezet in Nederland. In het eindbeeld is lokale blauwe waterstofproductie uitgefaseerd.

3 Waterstofketen in 2050

Waterstof is een noodzakelijke bouwsteen in het energiesysteem van 2050.

Waterstof kan naast elektrificatie de ruggengraat vormen van het toekomstige Nederlandse energiesysteem, waarbij het ingezet kan worden in sectoren en gebieden waar directe elektrificatie lastig is. Daarnaast kan met waterstof energie voor langere tijd worden opgeslagen om zo het elektriciteitssysteem te balanceren. Om deze rol te vervullen, moet richting 2050 een volledige waterstofketen worden opgebouwd – van productie tot gebruik. Er is slechts 15 tot 25 jaar beschikbaar voor het afronden van het gehele transitietraject.



De ontwikkeling van een klimaatneutraal waterstofsysteem is afhankelijk van vraag, aanbod en de beschikbaarheid van geschikte infrastructuur. Om de faciliterende rol van waterstof in het toekomstige energiesysteem waar te maken, moeten deze drie elementen zich in samenhang ontwikkelen. Daarvoor is een integrale en tijdige opbouw van de volledige waardeketen richting 2050 noodzakelijk.

3.1 Inleiding

De ketenopbouw werken we in de volgende paragrafen systematisch uit. Paragraaf 3.2 geeft een overzicht van ketenonderdelen en hun onderlinge samenhang. In de volgende paragrafen beschrijven we de verschillende onderdelen van deze keten: **productie, transport en opslag (inclusief doorvoer)**, en de **uiteindelijke toepassingen** van waterstof in 2050. CO₂-vrije waterstof is nu duurder dan het fossiele alternatief; daarom beschrijven we eerst hoe economische waarde kan worden gegeven aan CO₂-vrije waterstof, vanuit de vraag naar groene industriële producten. Echter, de potentie van verschillende toepassingen van waterstof en de mate waarin technisch haalbare alternatieven beschikbaar zullen komen in de periode naar 2050, is nog onzeker. Deze onzekerheid zullen we ook nader benoemen in dit hoofdstuk.

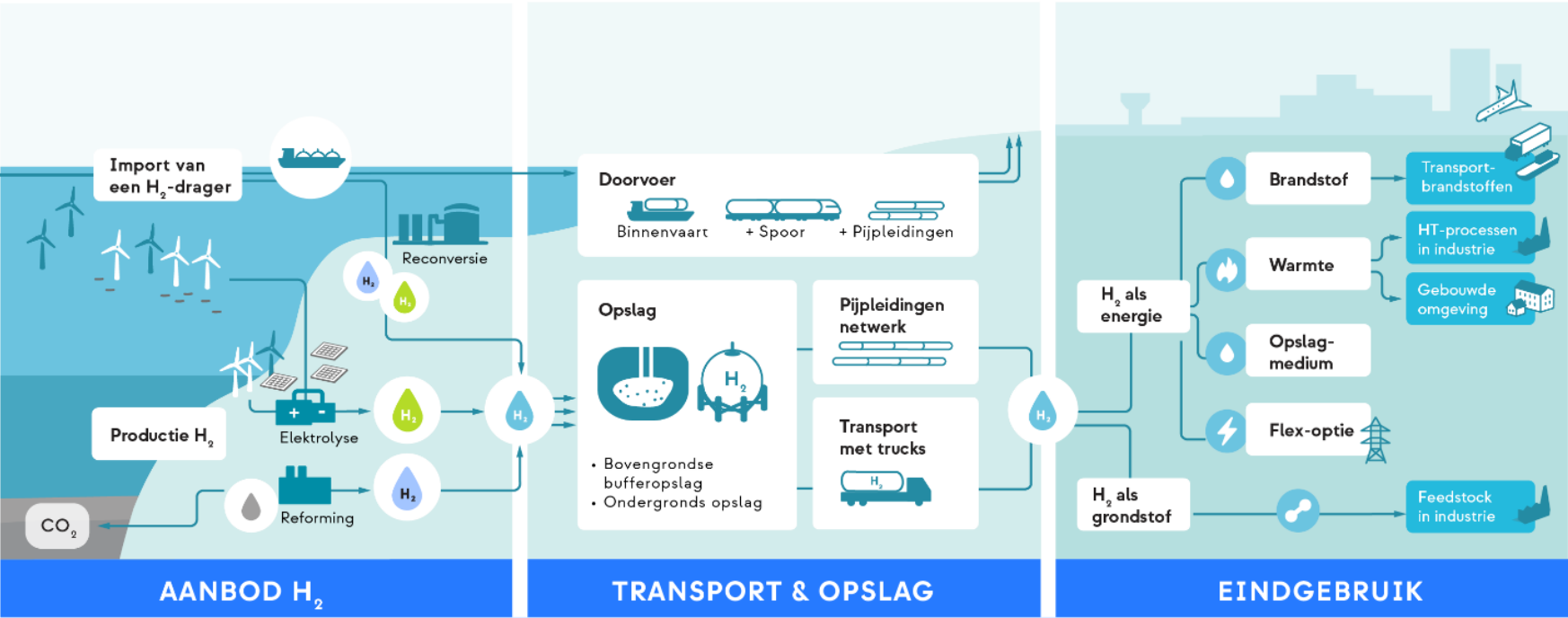
3.2 Waardeketen waterstof in 2050

Waterstof wordt in alle beschouwde PBL-toekomstscenario's tot 2050 gezien als een essentiële bouwsteen van een klimaatneutraal energiesysteem (PBL, 2024c).⁷

Opvallend is dat zelfs in de conservatiefste scenario's nog steeds wordt uitgegaan van een aanzienlijk verbruik van waterstof (~300 PJ). Voor sectoren waar directe elektrificatie technisch of economisch onhaalbaar is – zoals de zware industrie, internationale lucht- en zeevaart of delen van het goederenvervoer – vormen waterstof of waterstofdragers de enige haalbare route naar decarbonisatie. Daarmee is waterstof niet slechts een aanvulling op elektrificatie, maar een **noodzakelijke bouwsteen** voor netto-nul emissies. Naast eindgebruik speelt waterstof ook een systeemrol: als flexibele buffer tussen het variabele aanbod van hernieuwbare elektriciteit en de energievraag in andere sectoren. Dit maakt waterstof zowel een structurele oplossing voor emissiereductie, als een drager van leveringszekerheid en systeemflexibiliteit.

⁷ Dit geldt tevens voor de II3050-scenario's van de netbeheerders.

Figuur 4 – Overzicht van de waardeketen in 2050



3.3 Toepassingen voor eindgebruik

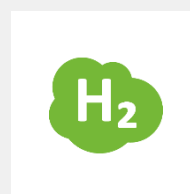
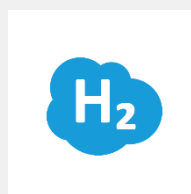
In het klimaatneutrale eindbeeld voor 2050 ontstaat een fundamentele verschuiving in de vraag naar industriële grondstoffen: van fossiel naar CO₂-arm, bij voorkeur geheel CO₂-vrij. Groene waterstof speelt hierin een sleutelrol als emissievrije grondstof voor producten zoals groen staal, kunstmest en plastics, als brandstof voor (zwaar) goederenvervoer en hogetemperatuurverwarming in de industrie, en ten slotte voor flexibele opwek van CO₂-vrije stroom.

Volgens een vastgesteld tijdpad worden ETS-uitstootrechten stapsgewijs uit de markt genomen. Door een gestage stijging van de CO₂-prijs in ETS en aanvullende sectorale maatregelen⁸ neemt de druk op producenten toe om te verduurzamen. Ergens tussen 2030 en 2040 zal de prijs van fossiele waterstof hoger komen te liggen dan die van koolstofarme en uiteindelijk ook hernieuwbare waterstof.

Naast de CO₂-prijs vergroot een toenemende vraag naar klimaatneutrale eindproducten in industrie, mobiliteit en elektriciteit de bereidheid tot betalen (willingness to pay) bij afnemers verderop in de keten. Deze vraag naar gedecarboniseerde oplossingen vormt de economische basis voor een rendabele opbouw van een nationale waterstofketen. De uiteindelijke waardecreatie zal afhangen van de beschikbaarheid en kosten van alternatieven, zoals biograndstoffen, elektrificatieopties en (het gebruik van) benodigde infrastructuur.

Hoe ontstaat er betalingsbereidheid voor CO₂-vrije waterstof?

Een waterstofketen kan alleen van de grond komen als er daadwerkelijk ook betalingsbereidheid is om blauwe en groene waterstof af te nemen. In een klimaatneutrale economie, waarin (netto) geen CO₂-uitstoot meer plaatsvindt, zal waterstof – als CO₂-vrije energiedrager – vanzelf een waarde krijgen.



In de industrie zal men voor duurzame waterstof willen betalen, omdat er geen uitstootrechten meer beschikbaar zijn en consumenten vragen om groene eindproducten. In de gebouwde omgeving en bij mobiliteit kan waterstof een aantrekkelijke optie zijn voor lastig te verduurzamen segmenten (denk aan de warmtevoorziening voor afgelegen gebouwen of historische panden). Als er betalingsbereidheid is voor waterstof, biedt dit partijen in de keten zekerheid om te investeren in productie,

⁸ Zoals afnameverplichtingen en minimeisen voor CO₂-arme grondstoffen in eindproducten (zoals auto's, woningen en voeding).

infrastructuur en innovatie. Maar deze situatie dient zich pas aan wanneer het transitiepad doorlopen is, en vraag en aanbod naar CO₂-vrije waterstof in een nieuw evenwicht terecht zijn gekomen (steady-state).

Op dit moment is de vrijwillige vraag (de vraag boven de Europese verplichtingen) naar groene waterstof en afgeleide synthetische brandstoffen zeer beperkt, zowel van particulieren, bedrijven als overheden. De voornaamste reden is dat de kostprijs van groene en blauwe waterstof voorlopig hoger ligt dan die van fossiele alternatieven, terwijl marktvraag naar producten nog beperkt en onzeker is. Voor een beperkt aantal niches, bijvoorbeeld luxe SUV's en duurzame verpakking, kan dit mogelijk het geval zijn, maar zelfs daar zijn er goedkopere alternatieven voorhanden (bio-plastics en plasticrecycalaat). Beleid is nodig dat de vraag naar groene en blauwe waterstof-producten aanjaagt en de marktontwikkeling versnelt. Voorbeelden hiervan zijn afnameverplichtingen in sectoren als bouw, chemie, mobiliteit en landbouw, aanbestedingscriteria voor groene materialen, normering van product-CO₂ en minimumquota in eindproducten.

Stijging productiekosten blijft beperkt als kosten kunnen worden doorgelegd

De productiekosten van groene waterstof zijn op dit moment aanzienlijk hoger dan die van grijze waterstof, wat leidt tot een potentiële stijging van de kostprijs van staal en kunstmest.⁹ Zo kunnen de hogere kosten van groene waterstof de kunstmestproductie in Nederland duurder maken, wat kan leiden tot hogere voedselprijzen. De *kostenstijging* door toenemend verbruik van groene waterstof blijft echter in de praktijk beperkt als deze direct doorgelegd kan worden aan de consument, zo laten eerste indicaties zien (Deloitte, 2025). De kostenstijging van deze eindproducten kan wel variëren, afhankelijk van de sector en de specifieke omstandigheden. In veel ketens met een volledige inzet van groene waterstof kan de kostenstijging zich beperken tot **minder dan 1% van het eindproduct**, zoals de gemiddelde prijs van een woning, een aardappelproduct als friet of een blik tomaten.¹⁰ In enkele gevallen ligt de prijsstijging voor consumenten iets hoger dan de genoemde 1% (bijvoorbeeld voor aanschaf van een truck of een containerschip).

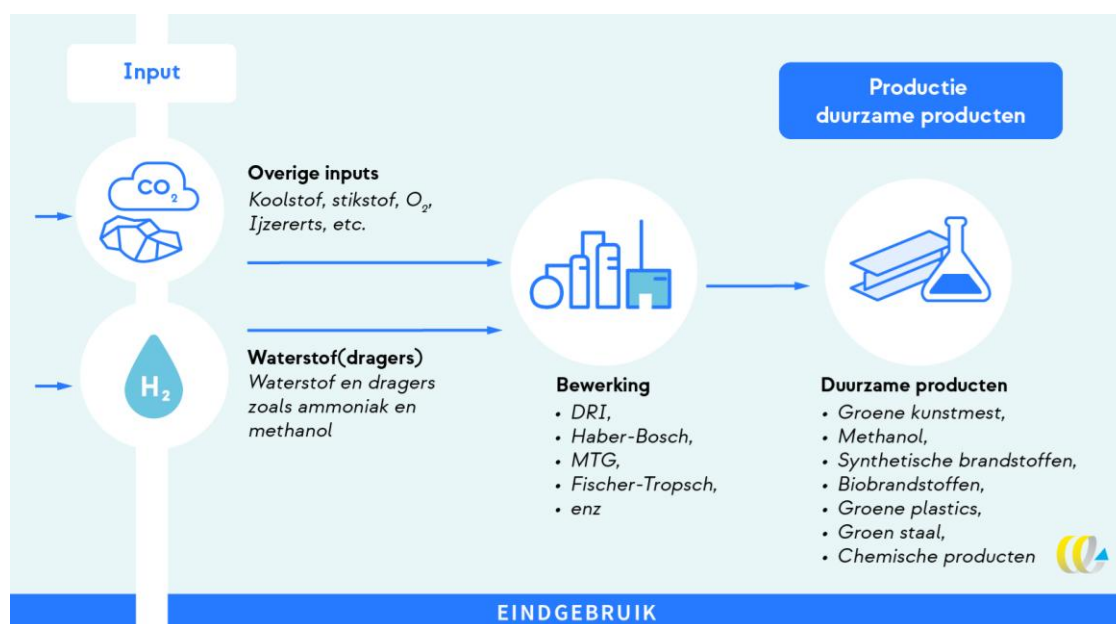
Deze energie-intensieve sectoren in Nederland opereren op een wereldwijde commodity-markt, waardoor de prijselasticiteit van de vraag relatief hoog is en de producten kenmerken hebben van bulkarakter. Dit kan betekenen dat kostprijsstijgingen op niveau van kunstmest, staal en chemie wel substantieel zijn, en dit gevolgen heeft voor de internatio-

⁹ In 2050 zullen CO₂-vrije en CO₂-arme waterstof waarschijnlijk juist een inzetvoordeel hebben ten opzichte van grijze waterstof vanwege de hoge CO₂-kosten die bij grijze waterstof er bovenop komen. De kostprijs van groene waterstof zal dalen naarmate de technologie zich ontwikkelt en de schaal van productie toeneemt.

¹⁰ Wanneer enkel de *metalen can* beschouwd wordt dan kunnen de kosten toenemen tot 7,6% (los van de inhoud van tomaten die kunstmest met groene waterstof gebruiken).

nale concurrentiepositie van deze bedrijven.¹¹ Dat heeft implicaties voor beleid waar we in Hoofdstuk 6 op terugkomen.

3.3.1 Inzet van waterstof als grondstof



NB: DRI = Direct Reduced Iron; MTG = Methanol-to-Gasoline.

Op dit moment wordt waterstof op grote schaal in industriële processen gebruikt om verschillende industriële producten te maken. Waterstof reageert direct met andere moleculen om nieuwe verbindingen te vormen. Waterstof wordt bijvoorbeeld in de chemie en petrochemie gebruikt als reactieve grondstof om ammoniak (voor kunstmest) en methanol te produceren, en in raffinaderijen om olieproducten te ontzwavelen via hydrotreating voor de productie van nafta en brandstoffen. Daarnaast vormt waterstof de basis voor het verduurzamen van de staalproductie via Direct Reduced Iron (DRI), waarbij waterstof ijzererts omzet in ruwijzer zonder gebruik van steenkool.

Voor bepaalde industriële processen – zoals chemische synthese of hogetemperatuurproductie – blijven **moleculaire energiedragers** en koolstof- of stikstofhoudende feedstocks noodzakelijk. Hierdoor zal de industrie dan ook in 2050 een beroep doen op waterstof en andere duurzame moleculen. Voor verduurzaming van grondstoffen zijn de hoofdopties het gebruik van biograndstoffen, zoals bio-ammoniak of bio-methanol, synthetische alternatieven uit groene waterstof en hernieuwbare koolstof, en recycling van fossiele producten, zoals plastics. De duurzame beschikbaarheid van biograndstoffen

¹¹ Op de langere termijn stijgt de kostprijs van alle sectoren. Voor de effecten op de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie is de kostprijsstijging *ten opzichte van andere regio's van belang*. Daarbij zullen ook andere regio's beleid moeten implementeren in lijn met hun pledges in het Parijs-akkoord.

is echter beperkt en de toekomstige vraag naar biograndstoffen vanuit verschillende toepassingen is waarschijnlijk groter dan het aanbod (Material Economics, 2021). Om de chemische industrie te vergroenen, zijn daarom meerdere verduurzamingsopties – waaronder waterstof – parallel nodig om de industriële productiecapaciteit in Nederland duurzaam in stand te houden. Mogelijke toepassingsvormen van waterstof in 2050 als grondstof, zijn:

- **Staal (via DRI):** vervangt fossiel staal op basis van cokes en hoogovens. Door inzet van groene waterstof in DRI-processen kan deze emissie met 90-95% worden verminderd (IEA, 2020), (Material Economics, 2020).
- **Kunstmest (ammoniak op basis van duurzame waterstof):** de conventionele productie van ammoniak via *steamreforming* van aardgas is zeer CO₂-intensief per ton geproduceerde ammoniak. Vervanging van aardgas door duurzame waterstof in het Haber-Bosch-proces kan tot een substantiële reductie van deze emissies leiden.
- **Plastics (via methanol of nafta op basis van groene waterstof en CO₂):** kunststoffen worden momenteel grotendeels geproduceerd op basis van fossiele nafta en aardgas, wat leidt tot aanzienlijke broeikasgasemissies, zowel in de productie- als afvalfase. Gebruik van groene waterstof in combinatie met hernieuwbare koolstof (bijvoorbeeld CO₂-afvang of biogene bronnen) in methanolroutes kan de productie-emissies verlagen, afhankelijk van het type kunststof. In veel kunststoftoepassingen zijn mechanisch of chemisch gerecyclede plastics momenteel een goedkoper en efficiënter alternatief. De inzet van waterstof is vooral relevant wanneer gerecyclede of biogene stromen onvoldoende beschikbaar zijn of niet voldoen aan de materiaal-kwaliteitseisen.

De grootschalige overstap van aardgas, olie en steenkool naar blauwe of groene waterstof vereist niet alleen logistieke aanpassingen aan de infrastructuur (aanvoer, opslag), maar ook aanzienlijke **procesmatige en technische aanpassingen** aan de installaties zelf. Deze transitie in de basisindustrie vraagt hoge kapitaalinvesteringen, maar creëert tegelijkertijd kansen voor procesoptimalisatie en flexibiliteit. De mate van aanpassing hangt sterk af van de sector en de specifieke toepassing van waterstof (grondstof, energiedrager, reductiemiddel). In de volgende tekstkaders presenteren we twee industriële cases waarin waterstof als grondstof (feedstock) wordt ingezet: chemie en staal.

Case 1: Waterstof als grondstof in de petrochemie

In de huidige raffinage van fossiele grondstoffen, zoals aardolie, wordt waterstof ingezet om de kwaliteit van halffabricaten te verbeteren. Dit gebeurt voornamelijk via hydrogenering en verwijdering van stikstof en zwavel. In een klimaatneutrale industrie zal het gebruik van fossiele feedstocks sterk afnemen, met een toenemende inzet van biogene grondstoffen (zoals bio-olie of lignocellulose). Ook deze biogene stromen vragen kwaliteitsverhoging, waarbij waterstof essentieel is voor de-oxygenatie – het verwijderen van zuurstof uit biomoleculen – om brandstofachtige koolwaterstoffen te verkrijgen. De waterstofvraag ligt hier vaak hoger dan bij fossiele raffinage, vanwege het hogere zuurstofgehalte van de input.

Naast aanpassing van bestaande raffinageprocessen worden ook nieuwe routes voor synthetische brandstoffen ontwikkeld, vooral voor mobiliteitstoepassingen. Twee dominante productieroutes zijn:

1. Fischer-Tropsch-synthese op basis van duurzaam geproduceerde waterstof en CO₂ (of syngas), vergelijkbaar met Gas-to-Liquids.
2. Methanolroute, waarbij waterstof en CO₂ worden omgezet in e-methanol, met vervolgstappen, zoals methanol-to-olefins (MTO) en methanol-to-kerosene.

Beide routes vergen grote hoeveelheden waterstof en leveren vloeibare brandstoffen die geschikt zijn voor sectoren als luchtvaart en scheepvaart.

Het wegvallen van fossiele raffinage betekent dus niet het einde van brandstofproductie, maar een aanpassing van de productieketen. Mits er voldoende beschikbaarheid is van waterstof met lage koolstofvoetafdruk, kan de raffinage-industrie haar infrastructuur, kennis en conversiecapaciteit inzetten voor nieuwe duurzame brandstoffen. In die zin blijft de sector relevant in een klimaatneutrale toekomst – zij het met een ander grondstoffenprofiel en een veel hogere afhankelijkheid van hernieuwbare waterstof.

Case 2: Duurzaam staal op basis van DRI

In het Direct Reduced Iron-proces (DRI) wordt ijzererts gereduceerd tot ruwijzer met behulp van een gasvormig reductiemiddel. Dit reductiegas bestaat traditioneel uit een mengsel van waterstof (H_2) en koolmonoxide (CO), vaak verkregen uit aardgas (bijvoorbeeld via stoomreforming). In een klimaat-neutrale variant wordt aardgas vervangen door groene waterstof als reductiemiddel, waardoor het proces vrijwel CO_2 -vrij kan verlopen.

In tegenstelling tot het conventionele hoogovenproces, dat werkt met kolen en cokes in een twee-stapsroute (hoogoven + converter), is DRI een éénstapsreductieproces. Hierin wordt ijzererts (vaak in pelletvorm) van bovenaf in een verticale reactor ingevoerd, terwijl het hete reductiegas (waterstof) van onderaf wordt ingeblazen. In deze tegenstroomconfiguratie reageert de waterstof met de zuurstof in het ijzererts, waarbij waterdamp (H_2O) vrijkomt in plaats van CO_2 .

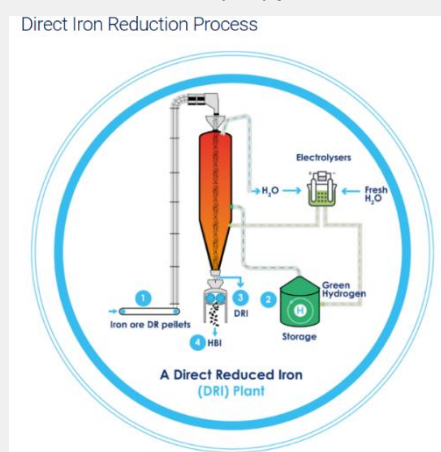
Het resultaat is een sponsachtig ijzerproduct, genaamd sponsijzer of Direct Reduced Iron (DRI).

Dit kan vervolgens worden samengeperst tot Hot Briquetted Iron (HBI) voor efficiëntere opslag en transport.

Omdat geen kolen of cokes meer worden gebruikt, kunnen de directe CO_2 -emissies sterk gereduceerd worden – in het geval van 100% waterstof zelfs tot nagenoeg nul. Eventuele correcties van het koolstofgehalte in het vloeibare staal (bijvoorbeeld bij gebruik in elektrische ovens) kunnen worden gedaan met duurzame koolstofbronnen, zoals biogene koolstof of grafiet.

In 2023 werd wereldwijd circa 127,3 miljoen ton DRI geproduceerd, waarvan een groot deel via technologieën zoals MIDREX of Energiron. De meeste hiervan zijn momenteel nog gebaseerd op aardgas, maar veel installaties zijn technisch geschikt of aanpasbaar voor waterstofgebruik.

Direct Reduced Iron (DRI)-proces



Een nadeel is dat er grote hoeveelheden groene waterstof met tegen aardgas concurrerende prijzen noodzakelijk zijn en dat die niet op korte termijn beschikbaar komen. Daarom mikt Tata Steel in Nederland op een transitieperiode waarbij nog (deels) aardgas gebruikt wordt en er ook CO_2 wordt afgevangen.

Bron: (Liberty Steel Group, 2025).

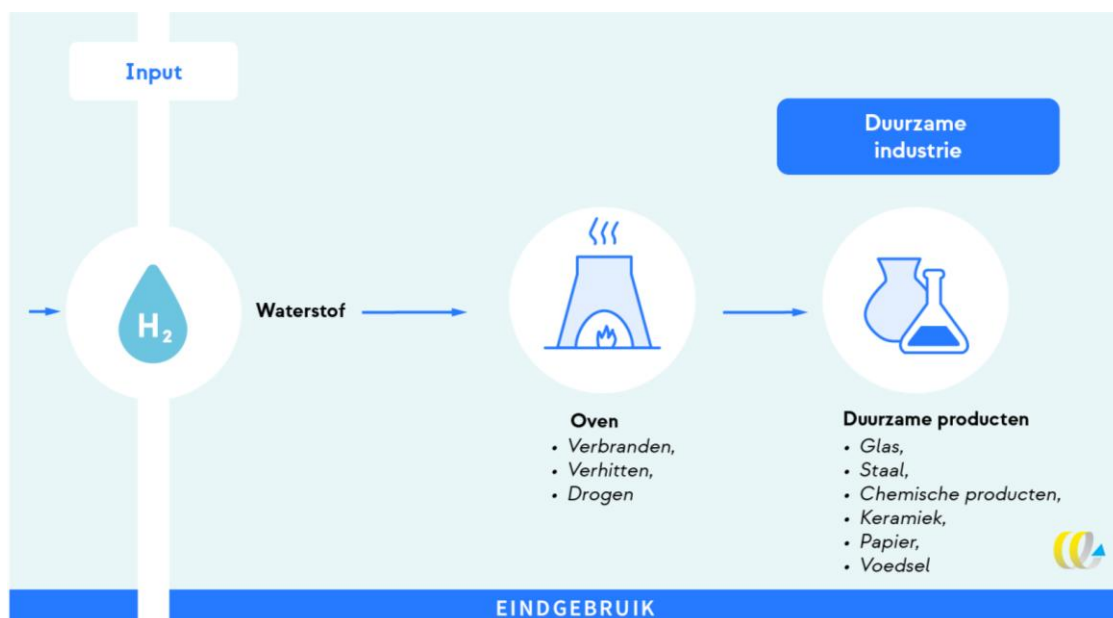
Door de integratie van CO₂-vrije waterstof in de industriële productieprocessen zullen de eerdergenoemde producten vanuit de industrie een lagere CO₂-intensiteit hebben. Hierdoor kunnen zowel huishoudens als bedrijven op een duurzamere manier consumeren en zullen de restemissies van moeilijk te decarboniseren sectoren sterk kunnen afnemen. In Hoofdstuk 4 gaan we nader in op deze maatschappelijke waardes.

3.3.2 Inzet van waterstof als brandstof

Waterstofverbranding is een belangrijke decarbonisatieroute voor sectoren waar directe elektrificatie van warmte- of aandrijfprocessen technisch of economisch (nog) niet haalbaar is. Momenteel wordt industriële hoge- (>600°C) en middentemperatuurwarmte (200-600°C) opgewekt met aardgas; waterstof kan hier een koolstofvrij alternatief bieden. In de Nederlandse context zijn er drie hoofddomeinen waarin waterstof als brandstof (dus niet als grondstof) potentieel een rol speelt, steeds gericht op het leveren van warmte of aandrijving:

1. **Industrie:** toepassing in hogetemperatuurprocessen, zoals bij de productie van staal, glas en keramiek (bijvoorbeeld bakken van klei tot bakstenen). In de praktijk kijken ook industrieën met middentemperatuurprocessen (200-600°C) al naar waterstof, bijvoorbeeld in de voedingsmiddelenindustrie, papiersector of chemie.
2. **Gebouwde omgeving:** inzet in waterstofketels voor de warmtevoorziening van (meerdere) gebouwen, met name in gebieden waar elektrificatie of warmtenetten lastig zijn.
3. **Mobiliteit:** directe inzet in zwaar transport, zoals luchtvaart en zeevaart, via brandstofcellen of verbrandingsmotoren op waterstof of ammoniak.

Waterstof als brandstof in de industrie



De industrie heeft warmte nodig voor de productie van verschillende producten. Bij hogetemperatuurverbranding kan aan de volgende toepassingen worden gedacht:

- De **bouwindustrie** heeft warmte nodig voor het bakken en uitharden van klei bij de productie van bakstenen, cement en asfalt. Ook is er warmte nodig voor het smelten van zand bij de glasproductie en de chemische omzetting van kalk bij de productie van cement.
- De **chemische industrie** maakt gebruik van warmte voor chemische reacties, zoals het kraken van nafta en het scheiden van chemische stoffen.

Veel industriële processen vereisen hogetemperatuurwarmte, vaak boven de 600°C. Bij deze temperaturen is elektrificatie (nog) geen optie. Op dit moment wordt er echter hard gewerkt aan de technologische ontwikkeling van elektrificatieoplossingen voor hogetemperatuurwarmte. Denk hierbij aan industriële warmtepompen, elektrische boilers, elektrische krakers, inductie verhitting en plasma-elektrificatie. Hoe snel deze technieken beschikbaar, betrouwbaar en economisch haalbaar worden, is van grote invloed op de uiteindelijke rol van waterstof.

Elektrificatietechnologie voor *hogetemperatuurwarmte* is nog in ontwikkeling en kent daarmee een lager TRL-niveau dan waterstof. Recentelijk zijn de eerste demonstratieprojecten erin geslaagd om temperaturen te realiseren van 200°C. Dit ondervangt 37% van de industriële warmtevraag in de EU (Magni et al., 2024). Volgens een studie door Energy Innovation in samenwerking met Agora Industry en Fraunhofer ISI (2024) zijn elektrificatietechnologieën in de EU tegen 2035 naar verwachting dusdanig ontwikkeld dat hiermee in potentie 90% van de benodigde vraag naar proceswarmte in de nog niet

geëlektrificeerde industrie kan worden ingevuld, inclusief hogetemperatuurprocessen. Echter, hoge investeringskosten van deze technologieën en netcongestie op het elektriciteitsnet vormen praktische barrières. Op kortere termijn zal daarom vooral gebruik gemaakt worden van aardgas met CCS. Als de potentie van elektrificatie vol wordt benut tegen 2050 dan zal waterstof vooral gebruikt worden in de industrie als back-upsysteem, bijvoorbeeld als het stroomnet uitvalt of als er netcongestie plaatsvindt.

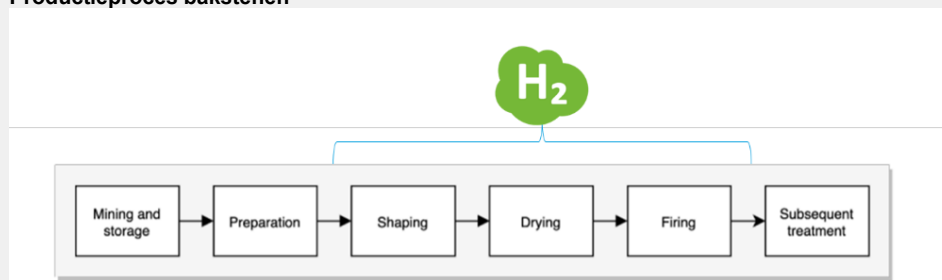
De industriële bedrijven maken voor enkele processen (bijvoorbeeld scheiden van chemische stoffen of in de voedingsmiddelenindustrie) gebruik van *lagetemperatuur-warmte*. Deze processen kunnen eenvoudig worden geëlektrificeerd. Waterstof is dan vooral een optie als noodstroomvoorziening of als energiebron ten tijde van netcongestie bij eindafnemers.

Waterstof als brandstof voor de industrie

Casus bakstenenindustrie

Bij de productie van anorganische materialen, zoals bakstenen, moeten deze meestal een warmtebehandeling ondergaan. Niet alleen lagere temperaturen tot rond 250°C zijn nodig om vloeibaar en kristalwater te verwijderen, maar ook hogere temperaturen veelal boven 1.000°C om de anorganische korrels te sinteren. Aangezien dergelijke hoge temperaturen niet bereikt kunnen worden door elektrificatie met warmtepompen en hittedraad teveel elektriciteit kost, wordt dit uitgevoerd door verbranding van gas (Smart Energy Hubs, 2025). Vervanging van aardgas door groengas of waterstof vergt relatief beperkte aanpassingen aan de brander van dergelijke sinterovens, waarbij zorg moeten worden gedragen dat NO_x-emissies geminimaliseerd worden. Waterstof wordt met name gebruikt bij het vorming-, droging- en verhittingsproces van bakstenen.

Productieproces bakstenen



Bron: (PBL, 2020).

Waterstof als brandstof in mobiliteit

In het Klimaatakkoord is vastgelegd dat de mobiliteitssector in 2050 volledig emissievrij moet zijn. Op dit moment zijn vervoer over de weg en binnenvaart samen verantwoordelijk voor circa 26% van de totale CO₂-uitstoot in Nederland. Het verduurzamen van deze sectoren levert daarom een wezenlijke bijdrage aan het behalen van de nationale klimaatdoelstellingen, en draagt tegelijkertijd bij aan de vermindering van CO₂-uitstoot en andere schadelijke emissies, zoals stikstof. Waterstof kan in de transport op twee verschillende manieren worden ingezet: via een brandstofcel of via een verbrandingsmotor. Beide technieken maken gebruik van waterstof als energiedrager, maar verschillen sterk in werking, uitstoot en efficiëntie (Nationaal Waterstof Programma, 2022).

Toepassing van waterstof in zwaar wegvervoer

Waterstof en synthetische brandstoffen zijn mogelijke routes om zwaar wegtransport te verduurzamen, toepasbaar via brandstofcellen of verbrandingsmotoren. Voor **langere afstanden** zijn waterstof en, in sommige niches, synthetische brandstoffen waarschijnlijk geschiktere opties dan batterij-elektrische voertuigen. Waterstofvoertuigen kunnen name-

lijk snel volgetankt worden en grotere afstanden afleggen op een volle tank, maar vereisen wel grote opslagtanken vanwege de lage energiedichtheid per volume-eenheid. Synthetische brandstoffen hebben juist een hogere energiedichtheid en kunnen eenvoudiger worden opgeslagen en getransporteerd, maar zijn minder energie-efficiënt en kennen emissies. Waterstof geldt daarom in veel gevallen als de meest haalbare route voor emissiereductie bij zwaar en langeafstandstransport. Wanneer de distributie-infrastructuur is opgeschaald en er voldoende tankstations beschikbaar zijn, wordt toepassing van waterstof in deze sectoren aantrekkelijker (TNO & PBL, 2024).

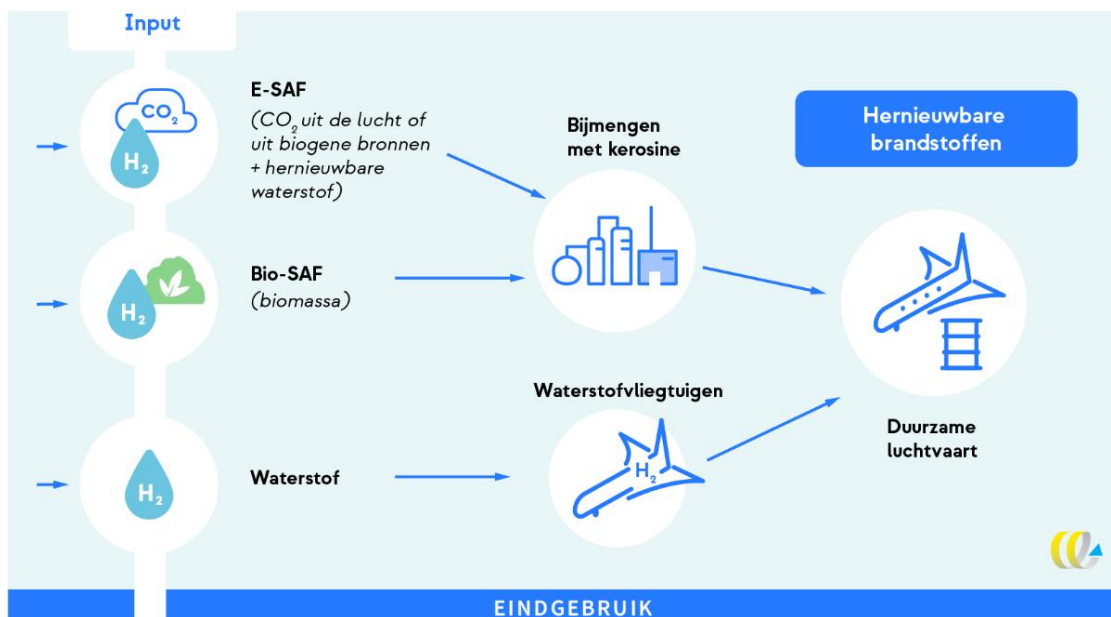
Voor kortere afstanden blijft batterij-elektrisch rijden naar verwachting aantrekkelijk vanwege de efficiëntie en verdere ontwikkeling van deze technologie. Voor lange afstanden zijn batterij-elektrische voertuigen minder geschikt. Batterijen hebben beperkingen in actieradius en laadtijd, zeker bij zwaar transport. Ook zijn ze zwaar, wat ten koste gaat van laadvermogen.

Toepassing van waterstof in het spoorvervoer

Hoewel een groot deel van het Nederlandse spoorweginet al geëlektrificeerd is, rijden er op regionale trajecten, met name in het noorden van het land, nog dieseltreinen. Om deze te verduurzamen, worden verschillende alternatieven onderzocht: bovenleidingelektrificatie, batterij-elektrische treinen, biobrandstoffen en waterstof.

Waterstof vormt een kansrijk alternatief voor diesel in delen van het spoorvervoer die nog niet zijn geëlektrificeerd. Volgens de *Routekaart Waterstof* is de inzet van waterstofftreinen met name relevant op regionale spoorlijnen zonder bovenleiding, waar elektrificatie technisch of economisch niet haalbaar is. Daarnaast biedt waterstof mogelijkheden voor industrieel goederenvervoer op spooraansluitingen in haven- en industriegebieden. In deze context kan waterstof bijdragen aan het verminderen van de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen en het realiseren van duurzaam spoorvervoer (Nationaal Waterstof Programma, 2022).

Toepassing van waterstof in de luchtvaart



Waterstof kan worden gebruikt om synthetische brandstof te produceren die wordt ingezet in bestaande vliegtuigmotoren (drop-in), maar kan ook direct worden ingezet als brandstof in aangepaste vliegtuigmotoren. De inzet in beide toepassingen kent de nodige onzekerheden. De rol van directe waterstofinzet in 2050 is bescheiden (met name bij korte vluchten onder 2.000 km), maar niet verwaarloosbaar. Directe waterstofinzet kan in 2040 2,5% van de kerosinevraag vervangen en in 2050 10% (PBL, 2024b). Aangenomen kan worden dat waterstofvliegtuigen de komende 20 jaar ontwikkeld zullen worden en commercieel op de markt zullen komen.

Meest kansrijk is de route van drop-in-brandstof. Waterstof als grondstof voor synthetische vliegtuigbrandstoffen (e-SAF) is een cruciale route voor de decarbonisatie van de luchtvaart, een sector waarin directe elektrificatie of alternatieven zoals biobrandstoffen slechts beperkt toepasbaar zijn.¹² Door waterstof te combineren met afgevangen CO₂, kan e-SAF worden geproduceerd die compatibel is met bestaande vliegtuigmotoren en infrastructuur, maar zonder netto CO₂-uitstoot. Deze brandstof biedt daarmee een duurzaam alternatief voor conventionele kerosine, met een duidelijke route richting klimaatneutraliteit in een moeilijk te verduurzamen sector. Door waterstof te combineren met afgevangen CO₂ ontstaat een drop-in-brandstof met lage emissies.¹³

¹² Waterstof is ook een grondstof voor de productie van bio-SAF, maar hier vormen biograndstoffen de hoofdinput.

¹³ Waterstof kan direct in de luchtvaart worden ingezet voor korte tot middellange afstanden. Door de lage energiedichtheid van waterstof is het brandstofvolume, zelfs in vloeibare vorm, aanzienlijk groter dan bij kerosine. Dit vereist ingrijpende aanpassingen in het ontwerp van vliegtuigen of zelfs volledig nieuwbouw van toestellen. Voor langeafstandsvluchten is het gebruik van synthetische kerosine kansrijker, omdat dit in bestaande vliegtuigen kan worden bijgemengd zonder grote technische aanpassingen.

De verwachte vraag naar waterstof in de luchtvaart komt vooral voort uit de productie van synthetische, duurzame vliegtuigbrandstof (e-SAF), die volgens de ReFuelEU Aviation-verordening oplopend is van 2% in 2025 tot minimaal 35% in 2050 (European Union, 2023). De EU-verordening creëert een **voorspelbare en groeiende markt** voor waterstofgebaseerde brandstoffen in de luchtvaart. Ook bio-SAF vereist waterstof, zij het in mindere mate. De productie van e-SAF vergt bovendien nieuwe installaties, een CO₂-bron, en een aanzienlijk hoger energiegebruik dan bio-SAF, waardoor het technologisch complex en duurder is.

Nederland heeft de infrastructuur en industrie om een eigen e-SAF-keten op te bouwen – van elektrolyse tot conversie en blending. Nederland heeft hierbij een **strategisch voordeel** dankzij de bestaande haven- en petrochemische infrastructuur. Met diepzeehavens, tankopslag en verwerkingscapaciteit is Nederland goed gepositioneerd om **grondstoffen en halffabricaten via zee te importeren**, te verwerken en om te zetten naar synthetische brandstoffen. Het is mogelijk dat daarnaast ook gebruikgemaakt wordt van lokaal geproduceerde groene waterstof en afgevangen CO₂ om e-SAF te produceren. Een alternatieve ontwikkeling is dat SAF voornamelijk zal worden geïmporteerd. Hoe deze markt zich zal ontwikkelen is onzeker; hier spelen verschillende factoren een rol (prijs, kosten, logistieke efficiëntie).

Waterstof in de scheepvaart en binnenvaart

De scheepvaart is verantwoordelijk voor ongeveer 3,15% van de wereldwijde CO₂-uitstoot, een aandeel dat vergelijkbaar is met de luchtvaart en bovendien snel groeit. In Nederland is de hoeveelheid gebunkerde brandstof voor schepen zelfs groter dan het brandstofverbruik voor wegtransport. Daarmee is de verduurzaming van de scheepvaart essentieel voor het verduurzamen van de transportsector (TNO, 2021). De FuelEU Maritime-verordening legt **geen verplicht gebruik** van duurzame brandstoffen op, maar stelt wel grenswaarden aan de broeikasgasintensiteit van de gebruikte brandstoffen aan boord (tank-to-wake). De verwachting vanuit de Nederlandse sector is dat er niet één winnende energiedrager zal zijn. Waarschijnlijker is het dat de brandstofmix van de zeevaart zal bestaan uit een combinatie van verschillende opties: reders kunnen zelf kiezen hoe ze voldoen – via LNG, biobrandstoffen, e-methanol, e-ammoniak, of andere oplossingen (RVO, 2024).

Synthetische brandstoffen, zoals e-methanol en e-ammoniak worden gezien als realistische alternatief voor verduurzaming van de zeevaart dan pure waterstof, vooral vanwege hun hogere energiedichtheid. Waar waterstof tot zeven keer zoveel opslagruimte vereist als diesel om een vergelijkbare actieradius te halen, hebben e-methanol en e-ammoniak veel compacter opslagvolume nodig (e-methanol slechts tweemaal dat van diesel). Dit maakt ze geschikter voor gebruik op zeeschepen, waar ruimte aan boord schaars is en lange vaartijden hoge energie-eisen stellen. Daarnaast kunnen e-fuels veilig opgeslagen en gedistribueerd worden, en zijn ze inzetbaar in aangepaste motoren of brandstofcellen. Waterstof is daardoor in de zeevaart op dit moment minder relevant om op grote schaal toegepast te worden, en vooral beperkt tot binnenvaart en kortere vaar-routes met frequente bunkerpunten. TNO onderzoekt momenteel de inzet van e-methanol en e-ammoniak in de zeevaart (TNO, 2021).

Omdat veel binnenvaartschepen vaste routes varen en relatief lange levensduren hebben, kan een overstap naar aandrijving op waterstof – direct via brandstofcellen of indirect via waterstofdragers zoals ammoniak of methanol – bijdragen aan een duurzame vloot-vernieuwing. Inzet van waterstof is met name interessant voor schepen met hoge vermogensvraag en beperkte stilstandtijd, waarvoor batterij-elektrisch varen onvoldoende actieradius biedt.

Overzicht inzet waterstof in mobiliteit

In Tabel 1 staat een overzicht van de toepasbaarheid van waterstof en e-fuels in verschillende sectoren in het transport. In spoor en zwaar wegvervoer is waterstof met name relevant voor langere afstanden, vooral wanneer elektrificatie te duur is door hoge kosten voor infrastructuur of CO₂. In de scheepvaart zijn e-fuels zoals e-methanol of e-ammoniak realistischer vanwege hun hogere energiedichtheid en betere opslagmogelijkheden. Voor de luchtvaart is directe inzet van waterstof nog in de onderzoeksfase haalbaar en geldt e-kerosine als de meest relevante uitvoerbare optie, omdat het zonder aanpassingen gebruikt kan worden in bestaande vliegtuigmotoren.

Tabel 1 – Overzicht van de toepasbaarheid van waterstof in de transportsector

	Spoor	Zwaar vervoer (korte afstand)	Zwaar vervoer (lange afstand)	Scheepsvaart (korte afstand)	Scheepsvaart (lange afstand)	Luchtvaart (korte afstand)	Luchtvaart (lange afstand)
							
Waterstof							
Elektrificatie							
E-methanol							
E-diesel							
E-LNG							
E-ammoniak							
E-kerosine							

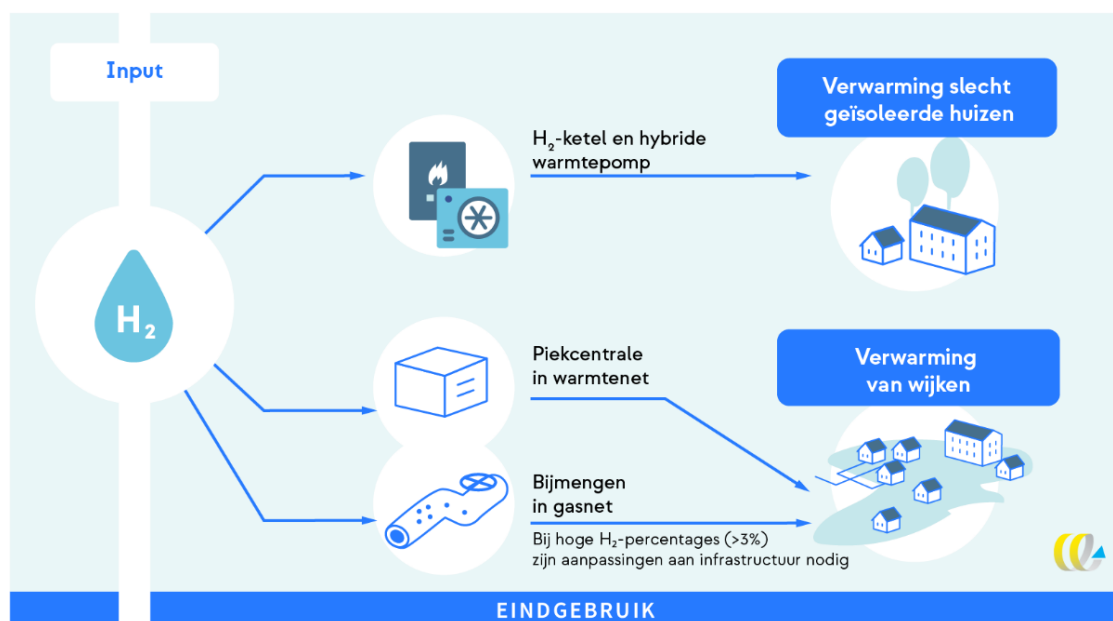
Legenda:

= mogelijk

= mogelijk, maar onaantrekkelijk

= niet toepasbaar/onaantrekkelijk

Waterstof als brandstof in de gebouwde omgeving



Waterstof wordt in de gebouwde omgeving als verduurzamingsoptie gezien voor eventuele restemissies. Waterstofinzet in de gebouwde omgeving heeft verschillende toepassingen:

- Verwarming van individuele gebouwen waarvoor warmtenet en/of all-electric warmtepomp geen geschikte verduurzamingsopties zijn. Denk hierbij aan oude, monumentale panden die met een waterstofketel verwarmd kunnen worden. Waterstof zal hier moeten concurreren met groengas, dat weliswaar beperkt beschikbaar is, maar ook minder aanpassingen aan de pijpleidinginfrastructuur vergt.
- In gebouwen waarvoor all-electric een dure optie is, kan een hybride warmtepomp worden toegepast: een combinatie van een warmtepomp en een waterstofketel.
- Waterstof kan ook worden bijgemengd in het aardgasnetwerk en zo het aardgasverbruik verminderen. Dit is vooral relevant voor de transitieperiode, omdat aardgasgebruik in de gebouwde omgeving in 2050 moet zijn uitgefaseerd. Waterstof kan overigens beperkt (tot circa 3% (Kiwa, 2020)) worden bijgemengd zonder aanpassingen aan gasdistributieinfrastructuur en apparaten.¹⁴
- Inzet van waterstof in piekcentrales. Dit is relevant voor collectieve warmtenetten voor wijken bij een hoge warmtevraag.

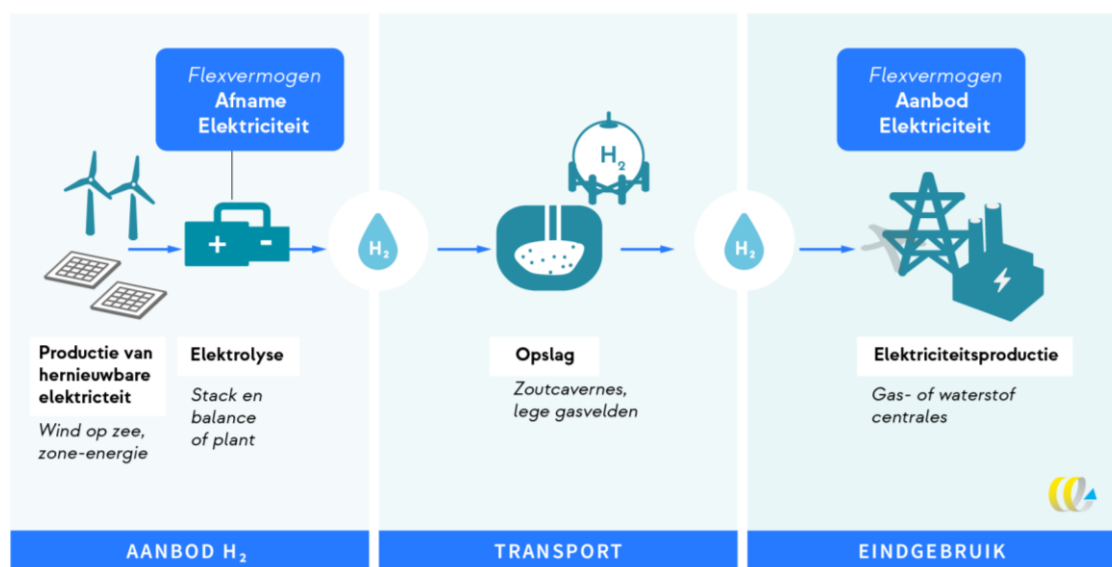
In totaal wordt in het eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' 25 PJ ingezet in de gebouwde omgeving in 2050. De totale energievraag in de gebouwde omgeving bedraagt 645 PJ (inclusief elektriciteit) in 2050. Hiervan wordt dus bijna 4% ingevuld met waterstof.

¹⁴ Bij conventionele cv-ketels (zonder aanpassingen) is een bijmengingspercentage tot 20% technisch mogelijk, zo blijkt uit pilots in de gebouwde omgeving.

Het is echter onzeker of deze waterstofvolumes ook gehaald zullen gaan worden in 2050. Verschillende geïnterviewden zijn sceptisch over het gebruik van waterstof in de gebouwde omgeving, omdat dit een energie-inefficiënte oplossing is. Ook in het recente scenario-rapport van de netbeheerders (Netbeheer Nederland, 2025) is geen rol van betekenis voorzien voor waterstof in de gebouwde omgeving.¹⁵ Aan de andere kant toont de 'Startanalyse aardgasvrije buurten' van PBL dat voor circa 2,5 miljoen aansluitingen een hybride warmtepomp op klimaatneutraal gas (groengas en waterstof) in 2050 de warmte-optie met de laagste nationale meerkosten kan zijn, onder andere omdat kosten van gebouwisolatie te hoog zijn om all-electric aantrekkelijk te maken (PBL, 2025). Echter, hoe de kostenverhouding tussen warmteopties zich ontwikkelt is onzeker en het is goed denkbaar dat in de transitiefase voor andere opties wordt gekozen die op dat moment beschikbaar en financieel aantrekkelijk zijn.

Verder kan waterstof in de gebouwde omgeving waarde hebben, omdat het in energievraag kan voorzien op moeilijk te verduurzamen locaties of op momenten met hoge vraag of beperkt aanbod, maar ook daar zal waterstof moeten concurreren met groengas.

3.3.3 Inzet van waterstof als flexoptie in het elektriciteitssysteem



Waterstof realiseert flexibiliteit in een elektriciteitssysteem voor het balanceren van landelijke vraag en aanbod. Waterstof kan geproduceerd worden met elektriciteit op momenten van overschotten, en omgezet worden naar elektriciteit op momenten met te weinig elektriciteit.

¹⁵ In Horizon Aanvoer is een kleine rol voorzien voor de gebouwde omgeving.

Naar verwachting zal er in de periode vanaf 2035-2050 behoefte zijn aan **langdurige opslag (ook wel seizoensflexibiliteit)** in de vorm van waterstof, om duurzame elektriciteit langer op te slaan én voor lange periodes (meerdere uren tot dagen) via gascentrales elektriciteit te produceren als er weinig hernieuwbare opwek is (zie ook het tekstkader op pagina 52 voor verdere illustratie). Op dit moment bestaan er weinig technieken die langdurige opslag van elektriciteit in het energiesysteem faciliteren. De flexopties die reeds bestaan voor langdurige opslag – Compressed Air Energy Storage (CAES), thermische en thermochemische opslag – zijn nog sterk in ontwikkeling en beperkt economisch rendabel.¹⁶

Waterstof realiseert **flexibiliteit aan de vraagkant** van het elektriciteitssysteem. De elektrolyse-installaties kunnen op gunstige momenten elektriciteit afnemen, waardoor er flexibiliteit ingebouwd kan worden aan de afnamezijde van het elektriciteitssysteem. Bij veel aanbod van zon- en windstroom kan de elektrolyser draaien, waardoor balans wordt gewaarborgd en (onnodige) curtailment¹⁷ en overbelasting van het net wordt vermeden. Op momenten met een piekvraag naar elektriciteit kunnen elektrolyzers juist uitgeschakeld worden, waardoor elektriciteit verbruikt kan worden door elektriciteitsafnemers en netcapaciteit vrijkomt. In dit geval kan de waterstofafnemer gebruikmaken van waterstofvoorraden uit zoutcavernes en lege gasvelden.

Waterstof levert **flexibiliteit aan de aanbodzijde** van het elektriciteitssysteem. Elektriciteitscentrales – op basis van waterstof – kunnen op afroep duurzame elektriciteit produceren. Dit maakt waterstof geschikt als een flexibele energiebron voor duurzame warmte of elektriciteit in een systeem met veel hernieuwbare elektriciteit. De gas- en waterstofcentrales kunnen hiermee duurzame elektriciteit aanbieden op momenten met een hoge elektriciteitsvraag (ook wel vraagpieken), waardoor het elektriciteitssysteem eenvoudiger in balans gehouden kan worden tijdens deze vraagpieken. Essentieel daarbij is dat gascentrales ongelimiteerd elektriciteit kunnen produceren, tot weken achter elkaar. Veel flexibele technieken kunnen een gelimiteerde tijd flexibiliteit leveren, zoals energieopslag of flexibele industriële vraag. Elektriciteitscentrales zijn daarom essentieel om langere periodes zonder zon en windproductie door te komen, zowel in normale winterperiodes als zeldzame jaren met een **dunkelflaute**.¹⁸ Hiervoor is ook voldoende aanbod van waterstof nodig. Naast lokale groene waterstof kunnen blauwe en geïmporteerde waterstof hier een grote bijdrage aan leveren, omdat het aanbod hiervan niet afhankelijk is van de lokale beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit. Een andere belangrijke

¹⁶ Veel technieken zoals CAES, thermochemische opslag of vloeibare lucht opslag, bevinden zich in een demonstratie- of prototypefase. Betrouwbare gegevens over prestaties, efficiëntie en schaalbaarheid ontbreken vaak. Elke variant heeft eigen technische uitdagingen, vraagt ruimte en is nog beperkt economisch rendabel. CAES maakt bijvoorbeeld gebruik van zoutcavernes, waar ook veel concurrerende vraag bestaat (bijvoorbeeld voor opslag van waterstof).

¹⁷ 'Curtailment' betekent het afschakelen van duurzame opwek (zon en wind) op momenten dat er meer elektriciteitsproductie is dan -vraag.

¹⁸ 'Dunkelflaute' is een periode van enkele dagen tot weken met zeer weinig zon en wind, waardoor er heel weinig elektriciteitsproductie is en er dus verschillende andere productiebronnen nodig zijn die normaliter niet of weinig gebruikt worden.

voorwaarde voor langdurige flexibiliteit van waterstof is opslagcapaciteit voor waterstof (zie Paragraaf 3.5).

Naast de langeretermijn-energiebalancerings kunnen elektrolyzers en waterstofelektriteitscentrale ook bijdragen aan de **kortetermijnbalancerings**. Elektriciteit moet elke seconde in balans zijn, en om dit te waarborgen bestaan er verschillende markten en diensten. Hiervoor is het van belang dat technische installaties binnen enkele seconden tot minuten meer elektriciteit kunnen afnemen of invoeden. Deze diensten worden ingekocht via verschillende marktmechanismen (zoals aFRR-, mFRR-, FCR- en intraday-markt). Gascentrales kunnen zeker een rol spelen, bij elektrolyse hangt dit nog af van de technische mogelijkheden om snel in vermogen te fluctueren. De inzet van flexibele vraag en aanbod leidt tot een beter gebalanceerd systeem en potentieel lagere systeemkosten.

Belang van waterstofopslag en waterstofcentrales

Een studie naar een kosteneffectief CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 van CE Delft and Witteveen+Bos (2024) onderstreept de noodzaak van waterstof voor het elektriciteitssysteem. Uit alle onderzochte scenario's blijkt een behoefte aan minstens 8 GW gascentrales, die in een CO₂-vrij elektriciteitssysteem gebruikmaken van waterstof (blauw of groen) en zo'n 7 TWh stroom leveren in 2035 (rond de 850 vollasturen; het waterstofgebruik is ongeveer 15 TWh). Daarnaast blijkt in alle scenario's een grote behoefte aan waterstofopslag (2,5 GWh in het referentiescenario van het Nationaal Plan Energiesysteem, oftewel tien zoutcavernes of een enkel leeg gasveld), om zowel gascentrales en de industrie van waterstof te kunnen voorzien op de gewenste momenten. Daarmee vervult waterstofopslag een belangrijke schakel voor langetermijn-energieopslag.

De ontwikkeling van het energiesysteem is echter intrinsiek onzeker, door de afhankelijkheid van het tempo van elektrificatie en ontwikkeling van andere technieken, maar ook door jaarlijks variërende weersomstandigheden. **Zo concludeert de studie dat om te voorzien in de elektriciteitsvoorziening in een extreem weerjaar met weinig zon en wind, er vooral extra centrales nodig zijn, als een strategische reserve.** Bij een lagere beschikbaarheid van andere flexibiliteitstechnieken neemt de behoefte aan waterstof ook verder toe. Een belangrijke techniek is bijvoorbeeld 24-uurs-elektriciteitsopslag zoals CAES.¹⁹ Hiervan is de potentie echter onzeker, en wanneer er minder van deze innovatieve technieken mogelijk blijken, neemt de rol voor waterstof toe. In sommige onderzochte scenario's blijkt daarmee een behoefte tot 15 GW aan waterstofcentrales en 9,4 TWh waterstofopslag in 2035.

¹⁹ CAES = Compressed air storage in bijvoorbeeld zoutcavernes, waar lucht onder grote druk wordt opgeslagen.

Elektrolyse speelt daarnaast een belangrijke rol in het balanceren van het elektriciteitssysteem. Uit de studie blijkt dat groenewaterstofproductie in Europa voordelen biedt ten opzichte van import; onder andere vanwege de systeemfunctie van elektrolyzers voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit en het gebruiken van de overschotten die gerealiseerd worden door de ambitieuze plannen voor zon en wind. In het referentiescenario wordt er zo'n 5 GW elektrolyse gerealiseerd in 2035, voor zowel het voorzien in de groene waterstofvraag van de industrie als in de balancering van vraag en aanbod.

3.4 Productie van groene en blauwe waterstof

Productie van groene en blauwe waterstof vindt plaats in twee aparte ketens. De blauwe en groene waterstof worden met een gezamenlijke waterstofinfrastructuur getransporteerd, waarbij blauw en groen samen functioneren.

Productie groene waterstof in Nederland

De inzet van elektrolyzers biedt een oplossing voor het in balans brengen van fluctuerend aanbod uit zon en wind met de vraag naar energie. Door elektriciteitsoverschotten direct om te zetten in waterstof, ontstaat een nuttige toepassing voor tijdelijke overschotten en wordt netbelasting beperkt. Elektrolyzers kunnen pas rendabel flexibel opereren als **ze voldoende draaiuren maken**, wat afhankelijk is van de prijsfluctuaties van elektriciteit, beschikbaarheid van infrastructuur en een stabiele afzetmarkt voor waterstof. De elektriciteitsprijzen moeten gemiddeld genomen voldoende laag zijn om voldoende draaiuren te kunnen draaien. De verwachting is dat het aantal uren met lage stroomprijzen zal toenemen door de verdere uitrol van zonne- en windenergie.

Met name voor grootschalige windproductie op zee ver van de kust geldt dat het goedkoper kan zijn om waterstof met elektrolyzers op zee te produceren en deze via buisleidingen naar de kust te transporteren dan om de elektriciteit via kabels te transporteren en deze met elektrolyzers op land om te zetten. Hierdoor wordt waterstof ook een aantrekkelijk transportmedium voor energieopwekking op deze afgelegen locaties, bijvoorbeeld diep in de Noordzee. Tegelijkertijd wordt hiermee ook de **ruimtelijke druk op land voor elektrolyse en netinpassing verminderd**.

Naast elektrolyse op zee ontstaan ook **regionale waterstofhubs** op land, waar elektrolyse gecombineerd wordt met lokale zonneparken of netstroom. Zulke hubs kunnen worden gekoppeld aan industriële gebruikers, logistieke knooppunten of mobiliteits-toepassingen (zoals vrachtvervoer of binnenvaart). Dit vergroot dat de afzet zekerheid van waterstof toeneemt, en stimuleert de mogelijkheid van regionale waardecreatie. Bovendien kunnen duurzame-energieproducenten via deze hubs hun elektriciteits-

overschotten rendabel inzetten, waardoor ook investeringen in zon- en windprojecten financieel aantrekkelijker worden.²⁰

De opkomst van elektrolyse biedt daarnaast kansen voor de Nederlandse **maakindustrie**. Hoewel de grootschalige productie van elektrolyzers nu nog grotendeels buiten Nederland plaatsvindt, beschikt Nederland over bedrijven met ervaring in componenten, materialen, assemblage en systeemintegratie. In combinatie met een sterke kennisinfrastructuur biedt dit de mogelijkheid om een positie in deze opkomende waardeketen te verwerven. Hiervoor is echter wel tijdige investeringsbereidheid en gerichte beleidssturing nodig, zeker omdat andere landen ook actief inzetten op deze groeiemarkt (FME & TNO, 2020).

Productie blauwe waterstof in Nederland

Blauwe waterstof wordt geproduceerd uit aardgas, waarbij de vrijkomende CO₂ grotendeels wordt afgevangen en opgeslagen. In tegenstelling tot groene waterstof, die ontstaat via elektrolyse op basis van hernieuwbare elektriciteit, blijft blauwe waterstof afhankelijk van fossiele input, maar leidt dit tot aanzienlijk lagere netto-emissies. Naast het afvangrendement van CO₂ uit de rookgassen wordt het uiteindelijke emissiereductieprofiel tevens bepaald door de upstream-emissies van de gaswinning. Dat kan betekenen dat de emissiereductie voor bijvoorbeeld schaliegas uit de Verenigde Staten in combinatie met CCS in de praktijk beperkt is en dat niet kan worden voldaan aan de EU-eis van minimaal 70% broeikasgasketenreductie voor koolstofarme waterstof (Kaat, 2025).

Zonder uitputtend te zijn, benoemen we hier enkele belangrijke productieroutes:

- **CCS bij bestaande Steam Methane Reformers (SMRs):** in dit geval blijft waterstof geproduceerd met behulp van bestaande SMR's. De vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen. Deze route betekent dat bestaande waterstofproducenten (producenten van industriële gassen, de kunstmestsector) hun activiteiten op de huidige weg voort kunnen zetten. Het ligt niet voor de hand dat er wordt geïnvesteerd in nieuwe SMR-capaciteit, omdat alternatieven aantrekkelijker zijn. Een belangrijke reden is dat bij SMR een beperkt deel van de CO₂ efficiënt kan worden afgevangen (53-90% van de totale emissies) afhankelijk van waar de afvang in de installatie plaatsvindt, waardoor het ook niet altijd als koolstofarm kwalificeert (Azzaro et al, 2017).
- **CCS bij waterstofproductie uit restgassen:** momenteel wordt bij aardolieraffinaderijen waterstof geproduceerd uit waterstofhoudende restgassen, die vervolgens on-site wordt ingezet ter invulling van de waterstofvraag in de processen. Daarnaast zijn er plannen om ook methaanrijke restgassen te benutten als grondstof voor waterstofproductie. De hierbij vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen, waarmee deze aanpak bijdraagt aan de ontkoling van stookprocessen die traditio-

²⁰ Voor duurzame-energieproducenten bieden deze hubs ook een waardevolle afzetmarkt voor tijdelijke elektriciteitsoverschotten. Door de koppeling met elektrolyse kunnen deze overschotten rendabel worden benut, wat investeringen in zon- en windprojecten aantrekkelijker maakt en bijdraagt aan systeembalans.

neel met aardgas of andere fossiele brandstoffen worden gevoed. De geproduceerde waterstof kan vervolgens lokaal worden ingezet of extern worden geleverd aan andere afnemers.

- **CCS bij nieuwe blauwe waterstofproductie:** er bestaan verschillende productietechnieken. Autothermal Reforming (ATR) is een energie-efficiënter alternatief voor SMR en maakt het mogelijk om vrijwel alle CO₂ bij de bron af te vangen. Het ligt daarom voor de hand dat bij uitbreiding van productiecapaciteit voor blauwe waterstof voor ATR wordt gekozen. Zowel bestaande bedrijven als nieuwe marktpartijen kunnen hiermee inspelen op de groeiende waterstofvraag in industrie en mobiliteit.
- **Vergassing van fossiel afval:** Niet-recyclebaar fossiel afval zoals bepaalde fracties van huishoudelijk restafval kan door middel van vergassing worden omgezet in waterstof, koolstofmonoxide (CO) en CO₂. Als de CO wordt omgezet in CO₂ en de CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen dan wordt hiermee blauwe waterstof geproduceerd.

Blauwe waterstof biedt verduurzamingsperspectief voor bestaande afnemers van grijze waterstof, zoals de kunstmestindustrie, raffinaderijen en de chemie, die hun processen emissiearmen kunnen maken zonder grote systeemveranderingen. In het Nationaal Plan Energiesysteem is daarnaast opgenomen dat blauwe waterstof ook ingezet kan worden voor elektriciteitsproductie, waar het een kosteneffectievere optie is dan groene waterstof (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024; Ministerie van EZK, 2023).

Een groeiende vraag naar groene producten en een stijgende CO₂-prijs maken de overstap naar blauwe (en later groene) waterstof economisch aantrekkelijker. Daarnaast ontstaan nieuwe kansen: bedrijven kunnen via waterstofverkoop nieuwe markten betreden, en sectoren zoals de staal- en glasindustrie kunnen blauwe waterstof inzetten als emissie-arm alternatief voor aardgas of cokes vanuit een toenemende vraag. Zo draagt CO₂-arme waterstof bij aan de transitie van zowel bestaande als nieuwe industriële waardeketens.

3.5 Transport, opslag en doorvoer

In het eindbeeld van een klimaatneutrale energie- en industrie-infrastructuur in 2050 speelt waterstof een structurele rol als opslag- en transportmedium. Om deze rol waar te maken is niet alleen grootschalige productie en afname van groene en blauwe waterstof nodig, maar ook een open transportsysteem dat productie, import, opslag en eindgebruik met elkaar verbindt.

Het transportnetwerk faciliteert niet alleen de binnenlandse verdeling van waterstof naar industriële clusters zoals Rotterdam, Chemelot, Zeeland, Moerdijk en noord-Nederland, maar heeft ook een belangrijke doorgeef functie naar het Europese achterland. Door deze doorvoerfunctie wordt het schaalvoordeel van het netwerk vergroot, wat de businesscase

voor aanleg en exploitatie van het waterstofnetwerk aanzienlijk versterkt en daarmee de transportvergoeding voor afnemers beperkt.

Transport en distributie

Hynetwork heeft recent haar uitrolplan aangepast voor de realisatie van het Waterstofnetwerk Nederland, het landelijke waterstoftransportnetwerk. Deze infrastructuur vormt de ruggengraat van het toekomstige waterstofsysteem en verbindt in 2050 alle belangrijke schakels in de keten: industriële clusters, opslaglocaties, import- en exportverbindingen met het buitenland, en vertakkingen naar opkomende regio's, zoals cluster 6.

Het netwerk zal op verschillende plekken worden uitgebreid met **regionale distributienetten**, met name in gebieden waar waterstof wordt geleverd aan de gebouwde omgeving of wordt ingezet voor lokale toepassingen, zoals mobiliteit of industriële restwarmte (Hynetwork, 2024). In dergelijke distributienetten kan waterstof op kleinere schaal worden verdeeld naar eindgebruikers in wijken of bedrijventerreinen die moeilijk via elektrificatie te verduurzamen zijn. Het ministerie zal een zuiverheidspercentage kiezen dat voor alle afnemers van toepassing is en is gebaseerd op de eisen van de afnemers. Waar nodig kunnen gebruikers aanvullende zuiveringsstappen toepassen aan de netaansluiting. Een deel van de regionale distributie zal plaatsvinden per tubetrailer voor het bevoorraden van lokale hubs, waterstoftankstations, en andere kleinschalige toepassingen met een beperkte ruimtelijke dichtheid.

Ook voor de inzet van **blauwe waterstof** is de ontwikkeling van een landelijk waterstofnetwerk essentieel. Deze infrastructuur maakt het mogelijk om waterstof – geproduceerd uit aardgas met CO₂-afvang – te distribueren van centrale productielocaties naar industriële afnemers, energiehub's of mobiliteitstoepassingen. Dit geldt in het bijzonder voor nieuwe reformerprojecten, waarbij productie op grote schaal plaatsvindt en invoert op verschillende punten in het netwerk.

Tot slot wordt ook een waterstofnetwerk op zee ontwikkeld, waarin waterstofproductie via offshore elektrolyse wordt gekoppeld aan transportleidingen naar land. Dit netwerk faciliteert niet alleen de aanlanding van waterstof uit wind op zee, maar ook de toekomstige import en export van waterstof via interconnecties met omringende landen. Daarmee vervult het waterstofnetwerk een sleutelrol in de marktontwikkeling met voldoende aanbieders en concurrentiedruk op de prijzen.

Opslag

Waterstofopslag vormt een **essentiële schakel** in de toekomstige waterstofwaardeketen. Ze is nauw verbonden met andere ketenonderdelen, zoals import van waterstofdragers en de productie van synthetische brandstoffen zoals e-SAF. Naarmate de waterstofeconomie richting 2050 opschaalt, waterstof in meerdere sectoren structureel wordt ingezet en doorvoer naar het buitenland toeneemt, neemt ook de behoefte aan flexibele, schaalbare opslagcapaciteit toe. De precieze behoefte aan waterstofopslagcapaciteit en de specifieke

opslaglocaties is met **grote onzekerheid omgeven**. Dit hangt samen met de uiteindelijke inrichting van het toekomstige energiesysteem en het tempo van opschaling van blauwe en groene waterstof.²¹ Deze behoefte wordt gedreven door een combinatie van technologische, systeemtechnische en geopolitieke factoren (Berenschot & Kalavasta, 2020). We onderscheiden vier hoofdfuncties van opslag die het belang van voldoende opslag onderstrepen²²:

1. **Balanceren van fluctuerende hernieuwbare elektriciteitsopwekking:** met een groeiend aandeel zon- en windenergie ontstaat een structurele mismatch tussen aanbod en vraag. Elektrolyzers kunnen het overschot aan duurzame elektriciteit tijdelijk omzetten in waterstof, maar alleen als deze ook efficiënt kan worden opgeslagen.
2. **Seizoensopslag voor verwarming:** in scenario's waarin waterstof wordt ingezet voor verwarming van moeilijk te verduurzamen gebouwen – met name in het buitengebied of bij monumentale panden – ontstaat een uitgesproken seizoensgebonden vraagpatroon. In de winter is de behoefte vele malen groter dan in de zomer. Grootvolumeopslag in zoutcavernes of lege gasvelden is hierbij essentieel om leveringszekerheid te garanderen en piekcapaciteit beschikbaar te houden.
3. **Strategische opslag voor leveringszekerheid bij importafhankelijkheid:** bij een toekomstig systeem met hoge importvolumes uit kansrijke waterstoflanden (zie NWP (2025)) ontstaat een afhankelijkheid van wereldwijde aanvoerketens, die gevoelig zijn voor geopolitieke verstoringen, logistieke vertragingen of prijsvolatiliteit. Opslag vervult in dit systeem een strategische functie, vergelijkbaar met de huidige gasopslagen: het biedt buffercapaciteit bij marktverstoringen en vergroot de robuustheid van de voorziening.
4. **Operationele opslag voor mobiliteit, scheepvaart en luchtvaart:** voor sectoren zoals zeevaart en luchtvaart zijn continu beschikbare volumes van waterstof of afgeleide dragers (zoals ammoniak, methanol, e-kerosine) cruciaal. Opslag op strategische logistieke knooppunten (zoals havens en luchthavens) maakt continue bevoorrading mogelijk. Dit vereist gedecentraliseerde opslagoplossingen, afgestemd op laadcycli, tankcapaciteit en de infrastructuur voor bunkering of vliegtuigbrandstofvoorziening.

²¹ De behoefte aan waterstofopslag hangt sterk af van het type waterstof dat wordt ingezet. Groene waterstof vergroot de opslagvraag, omdat de productie afhankelijk is van weersafhankelijke elektriciteit en vaak niet gelijkloopt met de vraag. Koolstofarme waterstof uit aardgas met CO₂-opslag kan constanter geproduceerd worden en vraagt minder opslag, vooral voor leveringszekerheid en kortetermijnflexibiliteit. Ook het gebruik van waterstofdragers zoals ammoniak kan de opslagbehoefte dempen, doordat deze flexibeler inzetbaar zijn.

²² Wanneer een hogere mate van leveringszekerheid nagestreefd wordt, kan meer opslag nodig zijn dan wanneer een systeem wordt ingericht waarbij een lagere leveringszekerheid acceptabel is. De mate waarin Nederland zelfstandig (meerdere) ongunstige weersperiodes moet kunnen doorstaan heeft significante invloed op de benodigde opslagcapaciteit.

In de waardeketen kunnen verschillende partijen economisch profiteren van opslag-activiteiten, waaronder exploitanten van ondergrondse infrastructuur, energiebedrijven die flexibiliteit en leveringszekerheid kunnen aanbieden, en technologieleveranciers die opslagsystemen ontwikkelen of beheren. Ook logistieke dienstverleners en handelaren in waterstof kunnen voordeel halen uit prijsfluctuaties en seizoensgebonden arbitrage. Een belangrijke driver voor het verdienmodel zijn prijsfluctuaties van elektriciteit, zowel intraday als seizoensgebonden (zie het volgende tekstkader).

Verdienmodel marktpartijen rondom waterstofopslag

Exploitanten van ondergrondse infrastructuur kunnen opbrengsten genereren door capaciteit beschikbaar te stellen, langlopende opslagcontracten af te sluiten en aanvullende diensten te leveren, zoals buffering of back-up. Energiebedrijven kunnen waarde creëren door opslagcapaciteit strategisch in te zetten voor leveringszekerheid, prijsoptimalisatie op energiemarkten en integratie met eigen productie- en afnameprofielen. Technologieleveranciers verdienen aan de ontwikkeling van opslagsystemen, het onderhoud van installaties en het leveren van specialistische kennis. Tot slot kunnen logistieke dienstverleners en waterstofhandelaren profiteren van seizoensgebonden prijsfluctuaties, door opslagcapaciteit in te zetten voor arbitrage, marktkoppeling en bevoorrading van eindgebruikers op momenten van schaarste.

Nederland is niet als enige land bezig met de ontwikkeling van een waterstofsysteem. De vraag naar waterstof neemt in West-Europa toe in de komende decennia. Dit is voor Nederland een kans indien de infrastructuur voorziet in doorvoer-, transport- en opslagmogelijkheden.

Import van waterstof en rol als doorvoercorridor

Groene waterstof zal ingevoerd worden vanuit regio's met veel zon, wind, water en beschikbare ruimte. Kansrijke waterstoflanden worden opgesomd door NWP (2025). Deze landen kunnen tegen relatief lage kosten gebruikmaken van hernieuwbare elektriciteit uit zon, wind en water voor de productie van waterstof. Daarnaast kan ook blauwe waterstof uit landen met grootschalige gasvoorraden en betrouwbare CCS-infrastructuur worden geïmporteerd, maar dit zal dan zijn voor directe inzet van de waterstofdragers als brandstof of grondstof (halffabricaat), omdat reconversie naar waterstof geen energie-efficiënte route is. Naar verwachting zal waterstof voornamelijk worden getransporteerd in de vorm van dragers zoals ammoniak, methanol, vloeibare waterstof (LH₂) of vloeibare organische waterstofdragers (LOHC), en per schip worden aangevoerd via Nederlandse zeehavens.

In de havengebieden worden gespecialiseerde importterminals ingericht voor ontvangst, opslag en verwerking van deze waterstofdragers. Afhankelijk van het type drager vindt hier omzetting plaats naar gasvormige waterstof, bijvoorbeeld via krakers bij ammoniak, gevolgd door compressie naar het gewenste drukniveau. Deze gasvormige waterstof wordt vervolgens ingevoegd in het nationale waterstofnet via feed-in-stations of aansluitpunten. Niet alle geïmporteerde waterstof zal echter worden omgezet: bepaalde dragers, zoals ammoniak en methanol, kunnen direct worden ingezet in eindtoepassingen zoals kunstmestproductie en de scheepvaart.

De opslag-, overslag- en omzetactiviteiten in deze importketen worden in 2050 grotendeels uitgevoerd door private partijen, wat economische waarde toevoegt aan de Nederlandse economie. Waterstof kan middels het nationale waterstofnetwerk en de Delta Rhine Corridor worden doorgevoerd naar België en Duitsland. Nederland kan hiermee fungeren als een waterstofcorridor voor omliggende landen. We sluiten aan op het scenario van NBNL, omdat doorvoer niet in het eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' zit. In dit scenario is **677 PJ per jaar** bestemd voor doorvoer naar omliggende landen, in de vorm van gasvormig waterstof (80%), ammoniak (14%) en LOHC (6%). In andere scenario's ligt het doorvoervolume meer dan 1,5 keer hoger (zie Paragraaf 2.3) en zijn ook andere verhoudingen van waterstofdragers opgenomen. In zulke scenario's zijn het aantal reconversie- en opslaginstallaties, het ruimtegebruik hiervan in de havengebieden en de capaciteit van buisleidingen die gebruikt worden voor de doorvoer ook evenredig groter.

3.6 Conclusie

Waterstof is een noodzakelijke bouwsteen in het klimaatneutrale energiesysteem in Nederland in 2050. Voor het slagen van deze waterstofketen is een goede betalingsbereidheid nodig voor zowel blauwe als groene waterstof. Omdat deze vraag vanuit verschillende gebruikstoepassingen nu niet of nauwelijks aanwezig is, staat de ontwikkeling van de keten nog aan het begin, en is er sprake van een impasse bij de verdere marktontwikkeling.

In het energiesysteem van 2050 waarin geen (netto) CO₂-uitstoot meer is toegestaan, zal waterstof als emissievrije energiedrager vanzelf een prijs krijgen, waarbij waterstof naast of ten opzichte van andere decarbonisatieroutes (zoals elektrificatie) zich in de periode richting 2035 verder zal moeten bewijzen en een waarde krijgen. In de industrie zal men bereid zijn te betalen voor de toepassingen waar waterstof het meest waardevol is, omdat er vanaf 2040 geen uitstootrechten meer vrijkomen en consumenten expliciet kiezen voor groene eindproducten. In moeilijk te verduurzamen industriële sectoren met een hogetemperatuurwarmtevraag, luchtvaart, zeescheepvaart en binnenvaart biedt waterstof in ieder geval haalbare en bewezen decarbonisatieoplossingen. Elektrificatie ligt hier niet voor de hand als meest logische decarbonisatieoplossing, of moet eerst nog technologisch verder ontwikkeld worden.

De ontwikkeling van een robuuste waterstofinfrastructuur is een voorwaarde voor het functioneren van het toekomstige energiesysteem. De aangepaste uitrolstrategie van Hynetwork – met de aanleg van een nationaal waterstoftransportnetwerk – is hierin een cruciale stap. Dit waterstofnetwerk verbindt in 2050 de componenten van de waterstofketen: van industriële clusters en opslaglocaties tot importterminals, offshore windparken en toekomstige exportverbindingen. De koppeling met **regionale netten** maakt bovendien fijnmazige levering mogelijk aan segmenten waar elektrificatie niet haalbaar is, zoals zware mobiliteit, en mogelijk de gebouwde omgeving (minst zekere toepassing). Ook maakt het netwerk grootschalige inzet mogelijk van blauwe waterstof met zeer lage CO₂-ketenemissies mogelijk, waardoor de waterstofmarkt als geheel meer concurrerend kan worden. Het waterstofnetwerk is dus niet alleen een logistiek systeem, maar een belangrijke component voor de ontwikkeling van een liquide markt met meerdere aanbieders, dat bijdraagt aan energiesysteemintegratie, leveringszekerheid en marktontwikkeling.

Functies

Waterstof kent verschillende functies voor de Nederlandse samenleving in 2050: langdurig flexvermogen, energietransportmedium, voorzieningszekerheid, brandstof en feedstock voor de industrie. Voor veel van deze toepassingen zijn beperkt of geen alternatieven beschikbaar.

In de industrie zijn voor bepaalde processen **moleculen onmisbaar**, zoals bij chemische synthese of de inzet van koolstof- en stikstofhoudende **feedstocks** (bijvoorbeeld voor kunstmest of plastics). Voor deze toepassingen biedt waterstof, direct of via dragers zoals ammoniak of e-methanol, een van de weinige haalbare routes richting klimaatneutraliteit. CCS kan hier hooguit tijdelijke emissiereductie opleveren, maar geen duurzaam alternatief voor fossiele grondstoffen bieden.

Waterstof vormt daarnaast een essentieel component voor een betrouwbaar elektriciteitsstelsel. Zo fungeert waterstof als **langdurige flexoptie** om het elektriciteitsstelsel in balans te houden, zodat hernieuwbare opwek nuttig gebruikt kan worden en elektriciteit geproduceerd kan worden met waterstof op momenten zonder hernieuwbare opwek. Waterstof onder hoge druk kan in zoutcavernes en lege gasvelden efficiënt worden opgeslagen. Omdat grote opslagvolumes mogelijk zijn, dalen de kosten per eenheid energie (GJ) bij grootschalige toepassing. Deze grootschalige, seizoensgebonden opslag is cruciaal in het balanceren van vraag en aanbod in een klimaatneutraal energiesysteem. De beperkte schaalbaarheid en hoge kosten van grootschalige elektriciteitsopslag maken dat ondergrondse waterstofopslag een aantrekkelijkere optie is voor seizoensbalancering, strategische bevoorrading en integratie met importstromen.

Waterstof kan een kostenefficiënt transportmiddel zijn voor duurzame energie, met name op lange afstanden waar elektrificatie minder rendabel is. Elektriciteitstransport over lange afstand is vaak duurder en vergt zwaardere infrastructuur. Waterstof drukt hiermee de kosten voor wind op zee op afgelegen locaties, en levert een substantiële bijdrage aan de Nederlandse windenergieproductie. Ook kan waterstof als transportmedium fungeren voor de import van goedkope energie uit het buitenland per zeeschip. De energie wordt dan getransporteerd als waterstofdrager naar Nederland.

Daarnaast speelt waterstof een cruciale rol in industriële **warmtevoorziening (brandstof)** op hoge temperaturen, zoals in de staal-, glas-, cement- of raffinagesector. Voor temperaturen boven $\sim 200^{\circ}\text{C}$ zijn elektrificatieopties vaak technisch beperkt of economisch onaanvaardbaar. Verbranding van waterstof of waterstofdragers vormt dan een directe, CO_2 -vrije of CO_2 -arme vervanger van aardgas of kolen. In de zee- en luchtvaart is directe elektrificatie door gewichts- en afstandsbeperkingen zeer beperkt mogelijk. Waterstof vormt hier, via synthetische brandstoffen, zoals e-kerosine of e-ammoniak, het meest kansrijke alternatief.

In het volgende hoofdstuk werken we deze functies uit in verschillende waardes van waterstof.

Figuur 5 – In welke toepassingen is waterstof waardevol?



4 Waarde van waterstof in 2050

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk beschrijven we vijf waardes, op basis van een toekomstbeeld waarin de waterstofketen volledig is opgebouwd. Grootschalige inzet van waterstof draagt bij aan broeikasgasreductie in moeilijk te elektrificeren sectoren zoals de zware industrie, luchtvaart en vrachtvervoer, en maakt tijdverschuiving van duurzame elektriciteit mogelijk. Daarnaast versterkt waterstof de energiezekerheid, bevordert het industriële innovatie en levert het economische meerwaarde via kapitaalintensieve investeringen en versterking van de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie. Naar verwachting zal hernieuwbare waterstof tussen 2030 en 2040 concurrerender worden dan fossiele varianten, waardoor het een belangrijke randvoorwaarde kan zijn voor industrieel concurrentievermogen en voor continuïteit van industriële productie. Tegelijkertijd zijn er systeemuitdagingen. De omzetting van elektriciteit naar waterstof en terug is energie-intensief, met conversieverliezen tot 70%. Toch blijkt uit de Trajectverkenning Klimaatneutraal van het PBL dat scenario's met ruime beschikbaarheid van waterstof én biograndstoffen leiden tot lagere nationale kosten dan scenario's met beperkte beschikbaarheid.

In dit hoofdstuk schetsen we hoe die keten eruitziet in een toekomst waarin waterstof structureel is ingebed. Door dit eindbeeld te vergelijken met een scenario zonder waterstof, worden de baten zichtbaar: van broeikasgasreductie en energiesysteemflexibiliteit tot energiezekerheid, industriële innovatie en opbouw van productieve ketens. Daarbij is de verwachting dat systeemkosten van waterstof hoger zullen liggen dan voor elektriciteit.

In deze studie onderzoeken we de potentiële waarde van waterstof in 2050, vanuit een zogeheten 'steady state' inzet van waterstof: een situatie waarin de waterstofketen volledig is opgebouwd, het energiesysteem in balans is (vraag en aanbod in evenwicht), en systeemkeuzes zijn doorgevoerd. Door terug te redeneren vanuit deze toekomstsituatie, maken we inzichtelijk welke bijdrage waterstof kan spelen – economisch, energetisch en

maatschappelijk – en hoe die waarde zich verhoudt tot een toekomst zonder de inzet van (grootschalig) waterstofgebruik.

Centraal staat daarbij een *kwalitatieve* maatschappelijke kosten-batenanalyse (mkba), waarin de functies van waterstof – zoals als grondstof, brandstof, opslagmedium en flexibiliteitsoptie – systematisch worden gewaardeerd. Anders dan in een traditionele mkba worden de baten niet uitgedrukt in euro's, maar worden ze kwalitatief beschreven aan de hand van indicatoren. Deze aanpak maakt het mogelijk om brede welvaarts-effecten van waterstof in kaart te brengen, zonder deze te monetariseren. Zie Bijlage C voor een uitleg van deze methode.

In dit hoofdstuk beschrijven we vijf waardes, op basis van een toekomstbeeld waarin de waterstofketen volledig is opgebouwd en verankerd in het energiesysteem.

4.2 Waardes van waterstof

4.2.1 Broeikasgasreductie

Door de inzet van 490 PJ groene waterstof kan het aandeel restemissies in 2050 verkleind worden. Sommige hard-to-abate-sectoren zullen naar verwachting CO₂ blijven uitstoten in 2050, terwijl er ook bij technieken zoals CCS vaak restemissies overblijven. In de CO₂-neutraliteitspaden van de trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 van het PBL worden 12-17 Mton restemissies gecompenseerd met negatieve emissies.²³ De inzet van groene waterstof kan helpen om deze restemissies van hard-to-abate-sectoren te verkleinen, en daarmee de afhankelijkheid van negatieve emissies te verlagen.

We weten namelijk dat in de energiemix van 2050 *zonder waterstof* (maar ook gedeeltelijk in de scenario's *met waterstof*) niet alle emissies volledig te vermijden zijn, bijvoorbeeld in de landbouw en zware industrie. Negatieve emissies, zoals DAC (Direct Air Capture) en BECCS (Bio-Energy with Carbon Capture and Storage) zijn dan noodzakelijk voor het compenseren van restemissies.²⁴ Het PBL (PBL, 2024d) geeft in de Trajectverkenning geen duidelijke indicatie hoeveel van deze restemissies door waterstof kunnen worden ingevuld door een vergelijking van scenario te presenteren.

Waterstof biedt een verduurzamingsoptie voor het grondstof- en brandstofgebruik van de energie-intensieve (basis)industrie en transportsector op basis van hernieuwbare energie. We maken in Tabel 2 onderscheid tussen sectoren, waarbij de toepassing van moleculen (zoals waterstof) **essentieel** is en sectoren waar moleculen **aanvullend** kunnen zijn.

²³ In 2023 stootte Nederland 123 Mton aan CO₂ uit. De restemissies in 2050 bedragen dus ongeveer 10-15% van de huidige emissies van CO₂ in Nederland.

²⁴ Zeker als de goedkope opties uitgeput zijn (zuivere stromen CO₂ uit bioraffinage), is de verwachting dat kosten kunnen oplopen enkele honderden euro's per ton voor technieken zoals DAC. In de analyses van het Klimaatplan blijkt dat de vraag naar negatieve emissies al vanaf 2030 een belangrijke rol moeten gaan spelen om Nederland netto-klimaatneutraal te maken in 2050 (CE Delft, 2024b).

Enkele hard-to-abate-sectoren, zoals staal, chemie, scheepvaart, en luchtvaart, zijn afhankelijk van de inzet van moleculen als energiedrager of grondstof. Voor deze sectoren zijn biograndstoffen, synthetische brandstoffen of inzet van CCS de belangrijkste alternatieven. De beschikbaarheid van duurzame biograndstoffen is echter beperkt en zal naar verwachting onvoldoende zijn om aan de totale vraag in 2050 te voldoen (CE Delft & Royal HaskoningDHV, 2020). Aardgas met CCS kan dienen als overbruggingsoptie. Lege gasvelden onder de Noordzee bieden de komende tientallen jaren voldoende opslagcapaciteit, hoewel opslag in kleinere velden mogelijk niet economisch rendabel is (TNO, 2025). Synthetische grondstoffen en brandstoffen zoals e-methanol en e-kerosine, zijn een cruciale verduurzamingsoptie voor hard-to-abate-sectoren, omdat op de lange termijn geen, of beperkt, realistische alternatieven voorhanden zijn. Waterstof is daarom essentieel om productieprocessen en toepassingen te verduurzamen.

Tabel 2 – Essentiële en aanvullende waterstoftoepassingen

Essentiële toepassing	Aanvullende toepassingen *
Staal (reductiemiddel via DRI) en kunstmestproductie	Lichte industrie en middelhoge temperaturen (voedingsmiddelen, papier, textiel)
Chemie (feedstock)	Zwaar wegtransport (vrachtwagens, binnenvaart, bussen en vuilniswagens)
Hogetemperatuurwarmte (staal, cement, glas, bakstenen)	Gebouwde omgeving
Mobiliteitsopties voor lange afstanden (zeevervaart, internationaal luchtverkeer en langeafstandwegtransport), meestal als drop-in-brandstof of directe inzet	

* Een groot deel van het energiegebruik zal geëlektrificeerd worden.

Voor andere sectoren – zoals toepassingen met middelhoge- of lagetemperatuurwarmte, zwaar wegtransport en delen van de gebouwde omgeving – zal waterstof vooral dienen als aanvulling op elektrificatie. Vanuit een ketenefficiëntieperspectief geniet **directe elektrificatie** in beginsel de voorkeur, mits deze technisch en economisch haalbaar is. De inzet van waterstof in deze sectoren zal daarom voornamelijk plaatsvinden waar elektrificatie geen realistisch alternatief is, of wanneer er systeemtechnische voordelen te behalen zijn. De waarde van waterstof in deze sectoren ligt daarmee niet zozeer in de operationele efficiëntie, maar in de mogelijkheid om het energiesysteem te stabiliseren, pieken op te vangen en elektrificatieversnelling indirect te ondersteunen. Denk hierbij bijvoorbeeld aan de flexibele inzet van *waterstofwarmte* in warmtenetten of het lokaal opwekken van elektriciteit (via een waterstofaggregaat).

Waterstof levert aldus een substantiële bijdrage aan de tijdige en effectieve verduurzaming van de Nederlandse industrie- en mobiliteitssector. Enerzijds door een **moleculaire verduurzamingsoptie** te bieden én anderzijds door **als systeemoplossing** te fungeren in het overvolle elektriciteitsnet. Dit draagt bij aan lagere restemissies voor de industrie en mobiliteitssectoren.

4.2.2 Energiesysteemoptimalisatie

In 2050 zal naar verwachting sterk gebruikgemaakt worden van waterstof in het energiesysteem (491 PJ). Door het waterstofgebruik is er meer langdurig flexvermogen aanwezig in het systeem, waardoor het net eenvoudiger in balans gehouden kan worden. Het waterstofgebruik verlaagt de piekbelasting en de **benodigde investeringen in het elektriciteitssysteem, die kunnen oplopen tot € 10 miljard** (Rijksoverheid, 2025). Het IBO berekent de € 10 miljard aan besparingen op basis van een gerichte locatiesturing, met name bij grootschalige aanlanding van wind op zee. Indien deze aanname niet materialiseert, dan is tot € 10 miljard extra aan investeringen nodig. Deze besparingen zijn ten opzichte van een scenario met een investeringsopgave van € 195 miljard in de periode 2024-2040.²⁵ Een kanttekening bij het bedrag van € 10 miljard is dat in de berekening geen gedetailleerde netwerkanalyse is uitgevoerd (zie onderstaand tekstkader). De investeringsopgave is volgens het IBO nodig om de congestieproblematiek afdoende het hoofd te bieden. Mede door de stijgende elektriciteitsnettarieven worden alle netgebruikers de komende jaren geconfronteerd met een stijgende energierekening.

Beperkingen van schatting van vermeden elektriciteitsnetinvesteringen van € 10 miljard uit IBO-rapport

De wijze van doorrekening met behulp van het Energietransitiemodel (ETM) houdt geen rekening met de (exacte) configuratie van het elektriciteitsnet.²⁶ Hierdoor kan hier slechts een eerste schatting worden gemaakt van vermeden investeringskosten op basis van een landelijke impact. Grote veranderingen in het energiesysteem hebben potentieel invloed op alle onderdelen binnen dat systeem. Hierdoor kan een verandering op een plek soms tot onverwachte verschuivingen leiden. TenneT geeft aan dat intern uitgevoerde netdoorrekeningen laten zien dat optimalisatie met elektrolyzers zeker niet per definitie leidt tot een lagere behoefte aan netinvesteringen, en mogelijk netinvesteringen op andere plekken kan vergroten. Een uitgebreide netdoorrekening is van belang om grondigere uitspraken over lokale en nationale netbelasting te doen bij inpassing van elektrolyzers langs de kust. ACM zal deze claim van potentiële besparingen bij het inzetten van elektrolyzers nader uitdiepen bij het vaststellen van aangepaste nettarieven.

Bron: (Rijksoverheid, 2025).

²⁵ Met een bandbreedte van € 136 tot 253 miljard. In toekomstscenario's wordt in 2040 uitgegaan van rond de 27 GW aan flexibele assets, waarvan 15 tot 20 GW elektrolysecapaciteit.

²⁶ Het ETM brengt toekomstige vraag en aanbod op uurbasis met elkaar in balans. Hieruit volgen onder andere berekeningen van (piek)belastingen op verschillende spanningsniveaus, die kunnen worden doorvertaald naar schattingen voor benodigde investeringen.

Hoe worden deze systeembaten gerealiseerd?

Waterstof zal in 2050 een belangrijke rol vervullen als **langdurige flexvermogen** (ook wel **seizoensflexibiliteit of -opslag**) in het energiesysteem. Waterstof kan ook flex leveren aan de **aanbodzijde** van het elektriciteitssysteem. Elektriciteitscentrales die (deels of volledig) draaien op waterstof, kunnen op afroep elektriciteit leveren. Dit maakt ze geschikt als flexibele back-up of piekcentrale in een systeem met veel hernieuwbare bronnen. De gas- en waterstofcentrales kunnen hiermee elektriciteit aanbieden op momenten met een hoge elektriciteitsvraag (ook wel vraagpieken). Elektrolyzers kunnen daarnaast elektriciteit afnemen, waardoor er flexibiliteit ingebouwd kan worden aan de **afnamezijde** van het elektriciteitssysteem:

- **Op momenten van overschot:** bij veel aanbod van zon- en windstroom kan de elektrolyser draaien, naast basislastproductie, waardoor overbelasting van het net wordt vermeden.
- **Afname beperken bij schaarste:** bij weinig netcapaciteit of hoge vraag kunnen elektrolyzers juist uitgeschakeld worden, waardoor netcapaciteit vrijkomt.

Afhankelijk van hoe de elektrolyser wordt ingezet, kan deze op een bepaald moment de belasting op het elektriciteitsnet verlagen of verhogen. Bij aanlandlocaties voor wind op zee hebben elektrolyzers een netto-positieve impact op de belasting op het elektriciteitsnet. De grootste pieken op het elektriciteitsnet worden daar veroorzaakt door invoeding van elektriciteit van wind op zee, en deze pieken worden minder groot door inzet van elektrolyzers. Hierdoor kunnen in sommige gevallen redispatchkosten of netverzwaringen voorkomen worden, of kan extra aanlanding van wind op zee gerealiseerd worden. Echter, indien grote vermogens (meerdere GW) aan elektrolyzers worden gerealiseerd op deze locaties, dan kunnen deze ook nieuwe afnameknelpunten op het netwerk creëren (bijvoorbeeld als nieuwe aanlandingen van elektriciteit van wind op zee niet tegelijkertijd worden gerealiseerd). Ook bij hernieuwbare opwek op land kunnen elektrolyzers een netto-positieve impact hebben op het elektriciteitsnet. In gebieden met relatief veel afname en weinig opwek zullen elektrolyzers leiden tot extra netbelasting. Ook andere bronnen van (flexibele) vraag kunnen echter een positief effect hebben op het elektriciteitsnet bij aanlandlocaties van wind op zee of hernieuwbare opwek op land, dit hoeven niet per se elektrolyzers te zijn (CE Delft, 2024a).

Bij aanlanding van wind op zee speelt de vraag of elektrolyzers op land of op zee worden geplaatst. Elektrolyzers op zee zijn nog in ontwikkeling, maar kunnen een voordeel bieden ten opzichte van elektrolyzers op land. Het tekstkader hieronder gaat hier dieper op in.

Optimale inpassing van elektrolyzers op zee voor het ontlasten van het stroomnet

Het is de verwachting dat er in de toekomst ook elektrolyse op zee toegepast zal worden. Het voordeel van elektrolyse op zee, ten opzichte van elektrolyse op land, is dat hiermee kosten voor elektriciteitsinfrastructuur op zee beperkt kunnen worden. Waterstofleidingen zijn namelijk een stuk goedkoper dan elektriciteitskabels. Daarmee kunnen de totale kosten van het energiesysteem potentieel verlaagd worden, al is dit ook afhankelijk van de kosten van elektrolyse op zee. Elektrolyse op zee is alleen nuttig voor invulling van de waterstofvraag. Het toepassen van elektrolyse op zee, om deze waterstof op land weer terug om te zetten naar elektriciteit en in die vorm toe te passen, is niet kosteneffectief en doelmatig.

Voor een optimale inpassing van elektrolyzers op zee in het energiesysteem, wordt ook gekeken naar de mogelijkheid voor energiehub, waarvandaan zowel elektriciteit als waterstof richting de kust getransporteerd worden. Dit worden ook wel *hybride aansluiting* genoemd.²⁷ Door toepassing van hybride aansluitingen hoeft de elektrolyse op zee niet het productieprofiel van het windpark op zee te volgen, maar kan deze ingezet worden op basis van marktprijzen en de vraag naar elektriciteit op land. Op momenten met veel wind op zee is de additionele hoeveelheid flexibiliteit beperkt, aangezien dan zowel de elektrische aanlandingen als de waterstofaanlanding maximaal benut moet worden. Maar op momenten met relatief weinig wind op zee bieden hybride aansluitingen extra flexibiliteit doordat meer stroom naar land getransporteerd kan worden (CE Delft, 2024c).

Het is onzeker op welke termijn elektrolyse op zee toegepast kan worden, aangezien de ontwikkeling nog in een beginstadium zit. Het demonstratieprogramma is in juli 2025 'on hold' gezet in het kielzog van de verlaging van de ambitie wind op zee (Van der Lugt, 2025). Het is op dit moment nog onduidelijk of elektrolyse op zee voor 2040 grootschalig (op GW-schaal) toegepast kan worden. De voorbereiding van demonstratieprojecten voor elektrolyse op zee is door het ministerie van KGG gepauzeerd (Ministerie van KGG, 2025c; Van der Lugt, 2025).

4.2.3 Voorzieningszekerheid

De inzet van substantiële hoeveelheden waterstof in de energiemix zal in 2050 sterk bijdragen aan het versterken van **voorzieningszekerheid** (strategische autonomie) van energie en grondstoffen. In het referentiescenario zal er sprake zijn van aanzienlijke (fossiele) restemissies van moeilijk te verduurzamen sectoren. Naast de beperking van dit fossiele energieverbruik, brengt waterstofinzet in de energiemix diversificatie van energie-

²⁷ Er wordt ook wel van 'hybride aansluitingen' gesproken bij de combinatie tussen een elektrische verbinding vanaf een windpark richting de kust in combinatie met een interconnector. Hier hebben we het bij 'hybride aansluitingen' echter over de combinatie van elektrische verbindingen en waterstofverbindingen.

leveranciers naar regio's. De levering van aardgas, al dan niet in de vorm van LNG, is nu geconcentreerd in enkele landen (Noorwegen, VS, en Rusland), onder meer vanwege de afhankelijkheid van natuurlijke gasreserves en pijpleidingen.²⁸

In de toekomst zal de productie van waterstof in meer landen gesitueerd zijn, waardoor de voorzieningszekerheid in een scenario met aanzienlijke waterstofinzet zal verbeteren. Bovendien zal Nederland een aanzienlijk deel van waterstof **lokaal produceren**. In het eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' bedraagt dit 68% van de totale vraag naar waterstof. Toch vindt in het eindbeeld zoals vormgegeven in deze studie, in 2050 ook import van aardgas plaats voor de productie van koolstofarme waterstof, omdat sommige reformers die in de komende jaren gebouwd worden ook in 2050 nog operationeel zijn. De import van aardgas in het algemeen zal echter wel op een veel kleinere schaal zijn ten opzichte van de huidige situatie, waardoor de afhankelijkheid van aardgaslevering uit deze landen afneemt ten opzichte van de huidige situatie.

Waterstof kan lokaal geproduceerd worden via elektrolyse, mits er voldoende water en hernieuwbare elektriciteit is. Landen met veel beschikbare ruimte en gunstige zon-, wind- en watercondities (zoals opgesomd in NWP (2025)) kunnen tegen lage kosten gebruik maken van hernieuwbare elektriciteit voor de productie van waterstof. Zo kunnen landen zonder fossiele reserves energieproducent worden, wat **het aantal potentiële leveranciers van waterstof vergroot en diversifieert**. Dit heeft verschillende voordelen:

- **mogelijkheid tot diversificatie** over continenten;
- **lagere politieke risico's** per regio (minder afhankelijkheid van één grootmacht, zoals eerder het geval was bij Rusland);
- **flexibiliteit in importvormen**: per schip (ammoniak, LOHC, vloeibare H₂) en pijpleiding.

Waterstof kan worden opgeslagen in zoutcavernes en mogelijk in lege gasvelden, zoals ook het geval is bij de gasbergingen. Er kan een strategische reserve worden aangelegd met waterstof, die als voorraad dient voor crisissituaties of plotselinge verstoringen in de markt (bijvoorbeeld hogere prijzen voor waterstof uit het buitenland). Dit versterkt de energiezekerheid en is cruciaal bij toenemende afhankelijkheid van weersafhankelijke bronnen en geopolitieke risico's bij import.

Tot slot biedt waterstof ook mogelijkheid om energie te eenvoudig te verplaatsen naar problematische locaties, waar bijvoorbeeld geen elektronen beschikbaar zullen komen of sprake is van netcongestie. Strategisch geplaatste waterstofcentrales kunnen stroom leveren op slimme plekken. Ook kan waterstof dienen als een belangrijk back-upsysteem voor energie, wanneer het elektriciteitssysteem – door onvoorziene omstandigheden –

²⁸ Nederland produceerde in 2023 slechts 15% van haar totale aardgasbehoefte zelf en importeerde de overige 85% (CBS, 2024, 2025).

buiten werking treedt. Ook kan dit als belangrijke oplossing fungeren voor cluster 6-bedrijven.

Er bestaan echter ook risico's bij de import van waterstof. Zo worden er zorgen geuit over de ongelijke verdeling van lasten en baten bij de productie van groene waterstof voor export. Dit kan leiden tot situaties die als neokolonialisme worden beschouwd, waarbij rijkere landen profiteren van de hulpbronnen van armere landen zonder eerlijke voordelen voor de lokale bevolking (PBL, 2024a). Ook vereist de productie van groene waterstof aanzienlijke hoeveelheden water, wat in regio's met bestaande waterstress problematisch kan zijn en kan leiden tot conflicten over watergebruik.²⁹ Om schadelijke sociale en ecologische gevolgen in landen van herkomst in te perken, zijn standaarden en certificeringsschema's voor groene waterstof in ontwikkeling, waaronder in het CertifHy-initiatief in Europa (Goodwin et al., 2024).

4.2.4 Economische impact van nieuwe keten

De grootschalige ontwikkeling van de waterstofeconomie in Nederland heeft **potentieel aanzienlijke economische- en werkgelegenheidseffecten**, zowel direct als indirect, en verspreid over verschillende regio's en sectoren. Deze effecten raken niet alleen de energiesector zelf, maar ook industrie, infrastructuur, logistiek en regionale economieën. De opbouw van een nieuwe keten vraagt om substantiële inzet van arbeid. Ook laat een eerste verkennende analyse zien dat waterstof een relatief hoge arbeidsproductiviteit vertegenwoordigt, en daarmee een substantiële bijdrage levert aan het verdienvermogen van Nederland.

Verschillende studies (RVO, TNO en CE Delft) benoemen dat investeringen in de waterstofketen relatief kapitaalintensief zijn en daarmee hogere toegevoegde waarde per arbeidskracht genereren dan andere energietoepassingen. Dat laatste aspect is met name relevant in een economie waarin het arbeidsaanbod – mede door de vergrijzing van beroepsbevolking – een structureel beperkende factor is.

Arbeidsproductiviteit en omvang werkgelegenheid

Waterstofproductie en -transport leveren structureel en incidenteel werk op (CE Delft, 2021). Waterstof in 2050 zal resulteren in 2.200 tot 20.000 fte per jaar wat betreft eenmalige vraag naar arbeid. De incidentele vraag naar arbeid komt met name voort uit de bouwwerkzaamheden van het waterstofnetwerk en elektrolyzers. De terugkerende vraag naar arbeid in 2050 bedraagt naar verwachting 14.200 tot 72.600 fte per jaar. De structurele banen zijn nodig voor de operatie en het onderhoud van waterstofprojecten – zoals elektrolysefabrieken, pijpleidingnetwerken, opslagfaciliteiten en eindgebruiktoepassingen.

²⁹ Hoewel technologieën zoals zeewaterontzilting en lucht-naar-watergeneratie mogelijke oplossingen bieden, zijn deze vaak duur en technisch uitdagend. Waterbeheerstrategieën moeten worden afgestemd op de lokale context en waarbij belanghebbenden, bijvoorbeeld burgermaatschappij, worden betrokken bij de besluitvorming.

Tabel 3 – Overzicht van vraag naar arbeid voor waterstofproductie en transport (afgerond op honderdtallen) ³⁰

Jaar	Totale eenmalige vraag naar arbeid (gemiddeld, in fte/jaar)	Terugkerende vraag naar arbeid (in fte/jaar)
2030	1.800-4.700	4.200-12.500
2040	2.000-13.000	9.200-43.000
2050	2.200-20.000	14.200-72.600

Bron: (CE Delft, 2021).

Alternatief kunnen deze arbeiders ook worden ingezet bij de productie van elektriciteit, biobrandstoffen en het toepassen van CCS. Om zicht te krijgen op de arbeidsmarkt-effecten dient daarom gekeken te worden naar verschillen tussen deze sectoren (zie het volgende tekstkader). Deze eerste verkennende analyse laat zien dat waterstof naar verwachting relatief hoog scoort op het gebied van arbeidsproductiviteit. Een efficiënte inzet van arbeid betekent dat meer toegevoegde waarde kan worden gerealiseerd in een arbeidsmarkt met aanbodbeperkingen. In 2050 werken naar verwachting 16.000 tot 90.000 fte's in de Nederlandse waterstofeconomie (CE Delft, 2021). De jaarlijkse toegevoegde waarde bedraagt hiermee **€ 4,3 miljard** (bij 16.000 fte) tot **€ 24,3 miljard** (bij 90.000 fte) in 2050, op basis van een toegevoegde waarde van € 270.000 per fte (Hydrogen UK, 2024). Het aandeel van de waterstofsector in het Nederlands bruto binnenlands product (bbp) is dan circa 0,4 tot 2,4%.³¹

Arbeidsproductiviteit van waterstof ten opzichte van elektriciteit, CCS en biobrandstoffen

In dit tekstkader gaan we dieper in op de arbeidsproductiviteit van waterstof en de verschillende alternatieven. Onze analyse kijkt naar de rol van waterstof in 2050 voor het energie- en economische systeem. De arbeidsproductiviteit van deze technieken laat zich lastig voorspellen door leercurves en is vaak nog beperkt onderzocht. Daarom kijken we in dit tekstkader naar de arbeidsproductiviteit op de korte termijn (nu tot 2030). Dit dient als indicatieve schatting voor de toekomstige arbeidsproductiviteit.

³⁰ Deze tabel gaat uit van een vraag naar elektrolysecapaciteit van 254 tot 594 PJ. Dit is afgeleid uit de scenario's Noordzee Energie Outlook en II3050. Ons gekozen eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' bevindt zich te midden van de banbreedte, met een verwachte waterstofvraag van 491 PJ. De tabel gaat verder uit van 36 tot 325 PJ lokale productie in Nederland en 218 tot 268 PJ aan import. In ons eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' is het aandeel van import kleiner met 32% (158 PJ).

³¹ Hierbij is aangenomen dat het bbp in 2050 gelijk is aan het huidige. Het bbp was € 1.068 miljard in 2023. Er is niet gecorrigeerd voor prijsveranderingen.

We zien dat waterstof zich aan de bovenbandbreedte bevindt qua arbeidsproductiviteit ten opzichte van andere energietechnieken. Ook elektriciteit scoort hoog. Dit is een sector die gebruikmaakt van technieken die al redelijk ver uitontwikkeld zijn. Andere technieken – zoals waterstof, bio-energie, en CCS – zullen naar verwachting nog kunnen profiteren van leer- en schaalearbeiden.

Waterstofprojecten zijn daarnaast CAPEX-intensief, en kunnen daardoor beter gebruikmaken van leer- en schaalearbeiden. Het kapitaal (ook wel de machines c.q. technologie) zorgt ervoor dat menselijke arbeid efficiënter kan worden ingezet. Hierdoor neemt de arbeidsproductiviteit toe.

Hierbij bestaat echter wel het volgende risico: dure energie zorgt enerzijds voor een hoge arbeidsproductiviteit, maar beïnvloedt de betaalbaarheid van energie voor de eindgebruiker negatief.

Optimalisatieslagen (lees: meer efficiëntie) kunnen echter zorgen voor lagere energieprijzen, terwijl de arbeidsproductiviteit constant blijft danwel toeneemt.

Sector	Arbeidsproductiviteit	Bron
Waterstof	€ 270.000 per fte (voor 2030)	(Hydrogen UK, 2024)
Biobrandstoffen (bioenergy)	€ 120.000-210.000 per fte	(JRC, 2024)
CCS	Korte termijn: € 120.000 per fte Middellange termijn: € 200.000 per fte	(Turner et al., 2023)
Elektriciteit	Opwek: € 157.000-300.000 per fte (Ierland, 2020)	(CSO, 2023)

De uitrol van waterstof als energiedrager leidt tot een hogere arbeidsproductiviteit in Nederland (zie bovenstaand tekstkader). De bouw en exploitatie van elektrolyzers of installaties voor import en hervergassing van waterstofdragers (zoals ammoniak) creëren hoogwaardige banen in engineering, installatie en onderhoud. Ook de aanleg van pijpleidingen, opslagterminals (zoals ondergrondse zoutcavernes en lege gasvelden), importterminals in havens en conversie-eenheden (zoals ammoniakkrakers) leidt tot een toename van werkgelegenheid. Daarbij gaat het om tijdelijke banen in de bouwfase én structurele banen in beheer en onderhoud. De overslag, verwerking en logistieke coördinatie van waterstofimport versterken de werkgelegenheid in strategische havenclusters zoals Rotterdam, Eemshaven en Terneuzen.

Indirecte effecten: industriële verduurzaming en continuïteit

Via indirecte kanalen heeft waterstof ook invloed op de bredere economische structuur. Beschikbaarheid van waterstof helpt industriële bedrijven, zoals staal- en chemieproducenten om te verduurzamen zonder te hoeven verplaatsen naar het buitenland. Dit draagt bij aan het behoud van strategische industriële productiecapaciteit en toegevoegde waarde in Nederland.

Industriële verduurzaming op basis van waterstof draagt bij aan het behoud van sommige (basis)industrieën. De inzet van waterstof helpt bij de versterking van de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie op de Europese markt. Ergens tussen 2030 en 2040 zal de prijs van fossiele waterstof hoger komen te liggen dan die van koolstofarme en uiteindelijk ook hernieuwbare waterstof. Verschillende industrieën die afhankelijk zijn van aardgas (en waarvoor elektrificatie geen optie vormt) zullen dan over gaan stappen op hernieuwbare of koolstofarme waterstof. De afwezigheid van een waterstofketen vormt dan indirect een risico voor de continuïteit van de industrie.

Op regionaal niveau kan de ontwikkeling van waterstof leiden tot een bredere economische impuls. Nieuwe bedrijvigheid rondom waterstofclusters trekt toeleveranciers, kennisinstellingen en dienstverleners aan. Dit stimuleert innovatie-ecosystemen (bijvoorbeeld in noord-Nederland of Zeeland) en leidt tot bredere werkgelegenheid in mkb en dienstverlening.

4.2.5 Systeemkosten

Het toekomstige energiesysteem wordt in 2050 in verregaande mate geïntegreerd met waterstof, waardoor de efficiëntie van het systeem als geheel deels zal toenemen. Dit zorgt voor verschillende voordelen: vermeden netinvesteringen, maar bijvoorbeeld ook een duurzame koolstofbron voor industrie en mobiliteit. Tegelijkertijd geldt dat waterstof in 2050 voor sommige toepassingen een negatieve impact kan hebben vanwege conversieverliezen bij productie, opslag en omzetting. Een voorbeeld hiervan is de omzetting van elektriciteit naar waterstof via elektrolyse, gevolgd door compressie, distributie en eventuele terugomzetting naar elektriciteit in een waterstofcentrale. Deze keten is energieintensief, met totale conversieverliezen die kunnen oplopen tot 70%.

Desondanks kan waterstof een cruciale rol spelen in het efficiënt balanceren van het energiesysteem, het benutten van overschotten aan duurzame elektriciteit en het koppelen van sectoren die moeilijk te elektrificeren zijn. In die toepassingen concurreert waterstof met alternatieven zoals biobrandstoffen en aardgas met CCS, met name in sectoren waar directe elektrificatie lastig is, zoals zware industrie en transport.

Het vergelijken van de systeemkosten van biobrandstoffen en aardgas met CCS in 2050 is uitermate lastig, en eenduidige conclusies voor 2050 zijn moeilijk te trekken. De kosten voor aardgasgebruik met CCS en biobrandstoffen in 2050 zijn zeer onzeker. Ditzelfde geldt ook voor groene waterstof. Kosteneffecten van waterstof op de eindgebruikers zijn daarmee lastig te voorspellen, en hangen sterk samen met een combinatie van ontwikke-

lingen. Aardgas met CSS zal naar verwachting steeds duurder worden en groene waterstof steeds goedkoper, waardoor er economisch ook een overgang is zodra het op schaal beschikbaar komt. De stapsgewijze afbouw van emissierechten zorgt ervoor dat tussen 2030 en 2040 de prijs van fossiele waterstof hoger komt te liggen dan die van koolstof-arme en uiteindelijk ook hernieuwbare waterstof.

Systeemkosten waterstofinzet ter vervanging van elektrificatie

In het eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' zullen de kosten voor eindgebruikers waarschijnlijk toenemen door het waterstofgebruik. Het IBO stelt dat, ondanks de neerwaartse aanpassing van de investeringen in het net, niet wordt verwacht dat deze besparingen opwegen tegen de hogere kosten aan de waterstofkant (Rijksoverheid, 2025). Met andere woorden: het is onwaarschijnlijk dat de resulterende waterstofprijs een betere businesscase voor de afnemer oplevert dan de businesscase voor directe elektrificatie, waar dit technisch ook mogelijk is. Dit bleek ook uit de studie van Kalavasta ter ondersteuning van het IBO (Berenschot & Kalavasta, 2025). Substitutie van elektrificatie door waterstof leidde daar tot lagere investeringen in het elektriciteitsnet, maar door hogere energiekosten voor eindgebruikers namen de totale systeemkosten zelfs licht toe.

Dit is een onvolledige vergelijking. In deze vergelijking worden de systeemkosten van waterstof afgezet ten opzichte van elektrificatie (de meest efficiënte oplossing), maar elektronen zijn niet overal een optie (denk bijvoorbeeld aan feedstock voor de industrie, zeevaart en middellangeafstandsvluchten), of de grote extra hoeveelheden ruimte die kabels innemen zijn niet beschikbaar. Ook kan het energiesysteem niet volledig draaien op basis van elektronen, maar zijn ook moleculen zoals waterstof nodig voor netbalancing. In de analyse van de systeemkosten dient daarom ook een vergelijk te worden gemaakt tussen systeemkosten bij inzet op waterstof ter vervanging van biobrandstoffen en aardgas in combinatie met CCS. Een dergelijke vergelijking is – voor zover wij weten – niet beschikbaar.

Systeemkosten waterstofinzet ter vervanging van biobrandstoffen

Er is weinig informatie beschikbaar over de systeemkosten van waterstof ter vervanging van biobrandstoffen en aardgas in combinatie met CCS. De meeste systeemstudies doen geen uitspraken over systeemkosten, omdat deze sterk afhangen van uitgangspunten in de scenario's én de systeemkosten zich lastig laten afbakenen. In het scenario 'Horizon Aanvoer' van NBNL (2025) wordt bijvoorbeeld sterk gekeken naar de import van waterstofdragers voor kostenoptimalisatie van het energiesysteem. Dit scenario berust op de aanname dat energie duur is voor Europa, waardoor het vestigingsklimaat verslechtert. Tegelijkertijd bestaat er wel snelle vooruitgang op het gebied van de energietransitie in de wereld, waardoor waterstof, ammoniak en biograndstoffen in grote mate beschikbaar zijn en relatief goedkoop te importeren.

In de Trajectverkenning Klimaatneutraal van het PBL zijn de kosten van de verschillende scenario's wel benaderd op basis van het nationale kostensaldo (PBL, 2024e). We zien dat deze in het scenario 'Pragmatisch Ruim' het voordeligst uitvalt. Dit is het scenario waarbij beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof het ruimst is, waardoor er veel waterstofinzet mogelijk is tegen een lage prijs.

Bij het scenario 'Pragmatisch beperkt' zien we verschillende effecten van waterstofinzet op de systeemkosten (in een krappe markt):

- **'Biograndstoffen maximaal en waterstof beperkt'** scoort het best: ongeveer € 370 miljard aan meerkosten ten opzichte van het meest optimale scenario vanuit kostenoverwegingen.
- In de andere scenario's **'Biograndstoffen maximaal en waterstof minimaal'** en **'Biograndstoffen minimaal en waterstof maximaal'** scoren even goed: ongeveer € 400 miljard aan meerkosten.

Samenvattend lijkt er dus geen eenduidige conclusie getrokken te kunnen worden over de systeemkosten bij scenario's met veel waterstofinzet ten opzichte van biograndstoffen. Wel kan geconcludeerd worden dat een ruime beschikbaarheid aan biobrandstoffen en waterstof(dragers) ervoor zal zorgen dat de kosten van het systeem naar verwachting lager zullen uitvallen in 2050. De snelle opbouw van de waterstofketen kan daarmee dus een belangrijke bijdrage leveren aan het beschikbaar stellen van goedkope moleculen aan het energiesysteem.

4.3 'Wat als'-analyse

In deze studie gaan we voor het eindbeeld uit van een enkel scenario, waarbij vervolgens een bandbreedte van $\pm 20\%$ wordt toegepast op de vraag naar waterstof per sector, de productie van groene en blauwe waterstof en de import en doorvoer van groene en blauwe waterstof(dragers). Daarnaast hebben we een referentiebeeld geïdentificeerd om de waarde van waterstof uit te kunnen drukken ten opzichte van de situatie waarin er nauwelijks van waterstof gebruik zou worden gemaakt.

Hoewel de bandbreedte uitdrukking geeft aan de intrinsieke onzekerheden in het eindbeeld, geeft deze geen inzicht in hoe de waarde van waterstof verandert in een wezenlijk ander scenario. Om hier toch een idee bij te krijgen, zonder alternatieve scenario's in detail uit te werken, voeren we een beknopte 'wat als'-analyse uit. Dit is in feite een gevoeligheidsanalyse van het eindbeeld op één variabele, namelijk het totale gebruik van waterstof in de economie.

We bekijken daarvoor op kwalitatieve wijze twee ‘wat als’-situaties, namelijk:

1. Wat als de beschikbaarheid en vraag naar waterstof substantieel³² groter is dan in het eindbeeld?
2. Wat als de beschikbaarheid van waterstof substantieel kleiner is dan in het eindbeeld, en met name groene waterstof relatief erg duur blijft?

We voeren deze analyse kwalitatief uit: het gaat hier niet om exacte volumes of prijzen, maar om de relatieve waarde van waterstof in de verschillende sectoren, en of dit wezenlijk verandert ten opzichte van het eindbeeld.

4.3.1 Analyse 1: Hogere beschikbaarheid en vraag

In ons eindbeeld (zie Paragraaf 2.3) komt de grootste vraag naar waterstof van de brandstofproductie, gevolgd door de industrie, de gebouwde omgeving en elektriciteitscentrales (back-up en pieklast). Een hoger totaal gebruik van waterstof leidt waarschijnlijk tot een hoger gebruik in al deze sectoren, maar de vraag is of dit in dezelfde mate zou gebeuren of dat de extra beschikbare waterstof vooral naar een of enkele sectoren zou gaan. In het eerste geval zou ons eindbeeld relatief ongevoelig zijn voor een hoger totaal waterstofgebruik, in het tweede geval zou er wel een bepaalde gevoeligheid in het eindbeeld zitten.

Het gebruik van waterstof voor **flexibiliteit in het elektriciteitssysteem** is begrensd: er is een bepaalde mate van flexibel vermogen en opslag nodig, en waterstof kan hier een wat kleinere rol of een wat grotere rol in spelen, maar het gebruik van waterstof in de elektriciteitssector in het eindbeeld is gebaseerd op realistische projecties van wat er nodig is voor het elektriciteitssysteem en zal niet blijven schalen met een stijgende beschikbaarheid van waterstof in de economie. We verwachten dat het gebruik van waterstof in centrales daarom minder dan proportioneel stijgt bij een substantieel grotere beschikbaarheid van waterstof.

De vraag naar waterstof voor **brandstofproductie** voor de vervoersmarkt kan in potentie zeer hoog worden, omdat synthetische brandstoffen in de huidige verbrandingsmotoren kunnen worden gebruikt. Daarnaast zou brandstofceltechnologie voor de directe inzet van waterstof in voertuigen zich tot een geschikt alternatief kunnen ontwikkelen bij zwaar wegvervoer, al zal dit concurreren met elektrische aandrijving. Een natuurlijke begrenzing van de groei van de waterstofvraag in vervoer wordt gevormd door de beschikbaarheid van waterstof.

Personenauto's kunnen ook op waterstof (brandstofcellen) rijden, maar in onze inschatting is de transitie richting batterijauto's al zodanig sterk ingezet dat het niet waarschijnlijk is dat een grotere beschikbaarheid van waterstof richting 2050 het aandeel van waterstof-

³² Omdat we geen kwantitatieve analyse uitvoeren, leggen we niet vast wat ‘substantieel’ precies is, maar omdat de bandbreedte 20% is, geldt dat een ‘substantieel grotere beschikbaarheid’ hier ver overheen gaat en minimaal van de orde grootte 50-100% méér dan in het eindbeeld zou zijn.

auto's nog wezenlijk verandert – het merendeel zal hoe dan ook batterij-aangedreven zijn. Binnen de zee- en luchtvaart heeft waterstof wel een grote potentie, zij het vooral voor de productie van afgeleide brandstoffen, zoals synthetische kerosine of ammoniak. Een significant grotere beschikbaarheid van waterstof zou waarschijnlijk wel leiden tot meer productie van op waterstof gebaseerde brandstoffen voor de lucht- en zeevaart, maar hoeveel meer hangt sterk af van of deze extra beschikbaarheid zich in dezelfde mate zou manifesteren in buurlanden en van de kosten van alternatieven zoals biobrandstoffen. Omdat brandstofproductie in het gekozen eindbeeld al veruit de belangrijkste toepassing van waterstof is, en de groei van sommige transportmodaliteiten begrensd is, verwachten we dat het gebruik van waterstof voor brandstofproductie minder dan proportioneel zou stijgen bij een substantieel grotere beschikbaarheid van waterstof.

Voor de overige twee vraagsectoren uit het eindbeeld, de gebouwde omgeving en de industrie, is de analyse wat complexer. De verwachting achter het gekozen eindbeeld is dat de **gebouwde omgeving** voor een relatief klein deel (25 PJ) via waterstof verwarmd wordt; elektriciteit (645 PJ) en hernieuwbare warmte (329 PJ) zijn veruit de grootste bronnen hiervoor. Tegelijkertijd bevindt de transitie voor de bestaande bouw zich nog in de beginfase: het lukt nog niet goed om wijken op grote schaal van het gas af te halen en in plaats daarvan via elektriciteit of warmtenetten te verwarmen (c.q. te koelen). Het is daarom denkbaar dat als de beschikbaarheid van waterstof veel groter is dan de aanname in het gekozen eindbeeld, het gebruik van waterstof in de gebouwde omgeving sterk zou stijgen. Dit zou met name een goede oplossing kunnen zijn voor de bestaande bouw. De bestaande gasinfrastructuur kan hier immers zonder al te grote aanpassingen voor hergebruikt worden. Aannee hierbij is dat deze grotere beschikbaarheid zich al wel vóór 2050 duidelijk aftekent en dat de particuliere overgang op warmtepompen beperkt blijft of vooral hybride warmtepompen betreft.

Voor de **industrie** geldt iets soortgelijks. Hoewel de vraag naar waterstof als feedstock in de industrie begrensd is en niet mee blijft schalen met een grotere beschikbaarheid van waterstof, kan er voor de vraag naar waterstof als brandstof in de industrie een omslagpunt optreden. In principe is het overgrote deel van de industriële processen te verduurzamen via elektrificatie (Fraunhofer ISI, 2024), maar momenteel komt deze transitie nog beperkt van de grond, met name vanwege netcongestie. Mochten deze problemen hardnekkig blijven, en de beschikbaarheid van waterstof tegelijkertijd veel groter zijn dan voorzien, dan kan waterstof als brandstof voor proceswarmte in de industrie toch op grote schaal de beste verduurzamingsoptie blijken. Hiervoor geldt uiteraard wel dat de veel grotere beschikbaarheid van waterstof zich dan ook moet vertalen in een lagere prijs, zodat waterstof ook financieel gezien een haalbare optie is voor de industrie.

We **concluderen** dat een substantieel grotere beschikbaarheid van waterstof een structureel effect kan hebben op het eindbeeld. Terwijl in sommige sectoren (elektriciteitssysteem, brandstofproductie, industrie als feedstock) de vraag naar waterstof tot op zekere hoogte mee zal stijgen maar wel begrensd is, kan een grotere beschikbaarheid van waterstof in de gebouwde omgeving en voor proceswarmte in de industrie een omslagpunt veroorzaken.

Dat betekent dat door de (veel) grotere beschikbaarheid, waterstof en niet elektriciteit en/of restwarmte de centrale energiedrager wordt in deze sectoren. Dit impliceert uiteraard een sterke stijging van de waarde van waterstof in deze sectoren, maar het zorgt ook voor een veel fijnmaziger netwerk van waterstoftransport, waarbij een groot deel van het gasnetwerk hiervoor hergebruikt wordt. Het gevolg hiervan is weer dat waterstof bijna overal in Nederland relatief makkelijk af te nemen is, waardoor ook in de sectoren waar het waterstofgebruik gematigd groeit, de flexibiliteit om bijvoorbeeld waterstofcentrales, waterstof-tankstations of productiefaciliteiten voor op waterstof gebaseerde brandstoffen neer te zetten, veel groter wordt. Waterstof wordt in dit 'wat als'-scenario daarmee een algemeen beschikbare energiedrager, die ook in minder geïndustrialiseerde regio's aanwezig is naast elektriciteit. Doorvoer van waterstof en afgeleide producten vanuit de Nederlandse havens naar het achterland kan gemakkelijk en via meerdere routes plaatsvinden, wat de transportkosten verlaagt. Tegelijkertijd zou de grotere rol van waterstof ten opzichte van elektriciteit kunnen zorgen voor een ontlasting van het elektriciteitsnetwerk en de netcongestieopgave, inclusief de daaraan gelieerde ruimtevraag, kunnen verkleinen.

4.3.2 Analyse 2: Lagere beschikbaarheid en vraag

Ook voor de situatie waarin de beschikbaarheid van waterstof substantieel lager is dan in het gekozen eindbeeld, onderzoeken we of dit tot een vergelijkbare daling van waterstofgebruik zou leiden over alle sectoren of dat er structurele veranderingen zouden optreden. We gaan ervan uit dat de beperkte beschikbaarheid in deze situatie vooral komt door hoge kosten voor groenewaterstofproductie.

Voor het gebruik van waterstof voor **flexibiliteit in het elektriciteitssysteem** bestaan er (hernieuwbare) alternatieven, maar het is in onze inschatting onwenselijk om hiervoor helemaal niet over waterstof te kunnen beschikken. Voor kortdurende opslag/flexibiliteit aan de aanbodzijde zijn batterijen het belangrijkste alternatief, maar vormen elektrolyzers hierop een nuttige aanvulling, zeker als ze direct bij wind op zee kunnen worden geplaatst. Voor langdurige opslag zijn de meeste alternatieven nog in ontwikkeling (zie Paragraaf 3.3.3), al geldt dat ook voor langdurige opslag van waterstof zelf. Voor flexibiliteit aan de vraagkant zijn de belangrijkste alternatieven groengascentrales of aardgascentrales met CCS. Het aanbod van groengas blijft mogelijk echter beperkt, en op de lange termijn is het vanuit verduurzamingsoogpunt niet wenselijk om aardgas te blijven inzetten. Al met al is het waarschijnlijk dat ook bij een substantieel kleiner aanbod, waterstof een rol blijft spelen binnen het elektriciteitssysteem, juist omdat differentiatie van flexibiliteitsopties dit systeem robuuster maakt.

Hoe het gebruik van waterstof voor **brandstofproductie** reageert op een substantieel kleinere beschikbaarheid van waterstof hangt sterk van de transportmodaliteit af. Voor het transport over de weg of per spoor zal waterstof waarschijnlijk alleen gebruikt worden voor uitzonderlijk zwaar vervoer, omdat anders elektrificatie eigenlijk altijd mogelijk is. Personenauto's op brandstofcellen zijn nauwelijks te verwachten in dit scenario. Voor de lucht- en zeevaart is de situatie echter anders. Voor de productie van synthetische bunker-

brandstoffen is eigenlijk altijd waterstof nodig, en batterijen zijn in de lucht- en zeevaart alleen voor korte afstanden een alternatief. Biobrandstoffen kunnen tot op zekere hoogte een alternatief vormen voor synthetische brandstoffen. Hoewel ook voor de productie hiervan soms waterstof nodig is, hebben biobrandstoffen een hogere TRL en zijn ze goedkoper. Echter, omdat het aanbod van duurzame biograndstoffen beperkt is (en ook andere sectoren hier gebruik van willen maken voor hun verduurzaming) is het onwaarschijnlijk dat biobrandstoffen in de volledige duurzame brandstofvraag van lucht- en zeevaart kunnen voorzien. Daarnaast zijn er Europese minimumdoelstellingen voor synthetische brandstoffen in deze sectoren. Ook bij een substantieel kleinere beschikbaarheid van waterstof zou daarom naar verwachting een deel van de waterstof naar de productie van deze brandstoffen gaan. Daarnaast zou er, ten opzichte van het eindbeeld, waarschijnlijk een verschuiving naar import van deze brandstoffen plaatsvinden. Dat betekent dat de toegevoegde waarde van de brandstofproductie en de daaraan gelieerde banen deels uit Nederland zouden verdwijnen en dat de importafhankelijkheid van Nederland op dit punt zou toenemen.

Bij beperkte beschikbaarheid van waterstof gaat het gebruik hiervan in de **gebouwde omgeving** waarschijnlijk richting nul. Ook in het gekozen eindbeeld is het gebruik in deze sector al beperkt, en er zijn voldoende alternatieven beschikbaar (groengas, elektrificatie, hernieuwbare warmte).

Voor de **industrie** onderscheiden we in de analyse gebruik van waterstof als feedstock en voor proceswarmte. De vraag naar waterstof voor feedstock zal in dit scenario waarschijnlijk deels blijven bestaan en deels wegvallen, doordat halffabricaten zoals ammoniak of ruwijzer elders op de wereld worden geproduceerd, om in Nederland te worden geïmporteerd en te worden verwerkt tot bijvoorbeeld kunstmest en staal.³³ In dat laatste geval verschuift ook de bijbehorende waterstofvraag voor de productie van de halffabricaten naar elders op de wereld.

Voor het leveren van proceswarmte is elektriciteit in de meeste gevallen een goed alternatief. Op dit moment kan de industrie vanwege netcongestie in veel gevallen niet elektrificeren, maar is waterstof evenmin beschikbaar. We verwachten dat bij een beperkte beschikbaarheid van waterstof richting 2050 elektrificatie uiteindelijk toch de meest gebruikte route richting verduurzaming van de processen gaat worden.

We **concluderen** dat in het geval van een substantieel kleinere beschikbaarheid van waterstof (ten opzichte van het gekozen eindbeeld) het gebruik van waterstof in de Nederlandse economie drastisch afneemt. In een aantal (sub)sectoren waar waterstof nagenoeg onmisbaar is, vindt een verschuiving naar import plaats, terwijl voor een aantal

³³ De mate waarin de vraag naar waterstof blijft bestaan, hangt af van de mate waarin de betreffende industrie in Nederland blijft. Het eindbeeld is gebaseerd op een PBL-scenario dat geen grote structurele veranderingen in de economie aanneemt, en waarin het type industrie in Nederland dus min of meer gelijk blijft. Als we dat loslaten voor het 'wat als'-scenario, is het goed denkbaar dat bij significant minder beschikbaarheid van waterstof de betreffende industrie (deels) uit Nederland verdwijnt.

andere het gebruik van waterstof bijna helemaal verdwijnt ten gunste van alternatieven. We verwachten dat waterstof een rol blijft spelen in het elektriciteitssysteem, al is en blijft dit maar een klein deel van het totale waterstofgebruik in de economie. Voor de productie van bunkerbrandstoffen voor lucht- en zeevaart blijft waterstof belangrijk, evenals voor andere industriële producten die waterstof als feedstock nodig hebben, maar daar vindt een verschuiving plaats naar import van brandstoffen en halffabricaten ten koste van productie in Nederland. De rol van waterstof in het wegtransport, de gebouwde omgeving en proceswarmte in de industrie zal in dit 'wat als'-scenario zeer beperkt blijven.

Een substantieel kleinere beschikbaarheid van waterstof leidt tot op zekere hoogte tot concurrentie tussen sectoren, waarbij niet alleen de prijs een rol speelt maar ook het beleid: inzet van waterstof in het elektriciteitssysteem vergt een structurele keuze vanuit de overheid en de netbeheerders, en de vraag naar synthetische brandstoffen wordt vooral gecreëerd door Europese verplichtingen in de RED- en de ReFuel-verordeningen. Echter, omdat beperkte beschikbaarheid onvermijdelijk gepaard gaat met een hogere prijs, is waterstof in deze situatie voor veel vraagsectoren (met name wegtransport, proceswarmte) simpelweg geen aantrekkelijke optie meer en zijn er daar voldoende alternatieven. In die zin is er in dit scenario niet wezenlijk meer concurrentie te verwachten dan in andere: waterstof is veel meer beperkt tot een relatief kleine niche in de economie. Geografisch zal de inzet van waterstof zich waarschijnlijk beperken tot enkele havengebieden en de industrie daaromheen (voor zover deze in Nederland gevestigd blijft). Een dicht netwerk van transportleidingen is niet nodig; dit kan beperkt worden tot leidingen naar het achterland (voor doorvoer/export van brandstoffen) en eventueel naar waterstofcentrales elders in het land. Waterstof wordt niet algemeen beschikbaar als energiedrager en de totale waarde ervan is veel beperkter dan in het gekozen eindbeeld. Voor producten waarvoor waterstof onmisbaar is wordt Nederland afhankelijker van import.

4.4 Conclusie

In een klimaatneutraal energiesysteem vervult waterstof in 2050 naar verwachting een essentiële rol als energiedrager, grondstof en opslagmedium. De inzet van waterstof maakt tijdverschuiving van elektriciteitsproductie mogelijk – van momenten met veel opwek naar perioden met hoge vraag – en is inzetbaar in sectoren zoals industrie en (zwaar) goederenvervoer en luchtvaart. Daarbij levert waterstof een bijdrage aan directe broeikasgasreductie, door fossiele brandstoffen te vervangen waar directe elektrificatie (en of inzet van biobrandstoffen) niet volstaat en/of te duur is. Dat levert een cruciale bijdrage aan het verminderen van restemissies in 2050³⁴ en vermindert de vraag naar dure *negatieve emissies* (koolstofverwijdering uit de atmosfeer), die vanaf 2030 nodig zullen zijn om *netto-nul* in 2050 te realiseren.

³⁴ In 2050 is in het gekozen eindbeeld sprake van in totaal 12-17 Mton aan restemissies.

Daarnaast speelt de inzet van waterstof een sleutelrol in de optimalisatie van het energiesysteem, als schakel tussen opwek en gebruik van hernieuwbare elektriciteit. Indicaties van de vermeden netinvesteringen van dit effect kunnen oplopen tot € 10 miljard. De baten in vergelijking met een energiesysteem zonder waterstof zijn vermoedelijk vele malen groter omdat, zonder de inzet van waterstof, er veel meer flexvermogen noodzakelijk is.

Ook versterkt waterstof de energiezekerheid, doordat het nieuwe energieopslag- en importmogelijkheden ontsluit en fossiele restvraag uit geopolitiek instabiele landen structureel vermindert.

Verder bevordert waterstof industriële innovatie, bijvoorbeeld via nieuwe processen of circulaire grondstoffen. Investerings in de waterstofketen zijn relatief kapitaalintensief en genereren daarmee een hogere toegevoegde waarde per arbeidskracht dan bijvoorbeeld veel andere energietoepassingen. De inzet van waterstof draagt hiermee bij aan de versterking van de concurrentiepositie van de Nederlandse (basis)industrie op de Europese markt. Ergens tussen 2030 en 2040 zal de prijs van fossiele waterstof hoger komen te liggen dan die van koolstofarme en uiteindelijk ook hernieuwbare waterstof. Verschillende industrieën die afhankelijk zijn van aardgas (en waarvoor elektrificatie geen optie vormt) zullen dan over gaan stappen op hernieuwbare of koolstofarme waterstof. De afwezigheid van een waterstofketen vormt dan indirect een risico voor de continuïteit van de industrie.

Deze baten zijn visueel samengevat in Figuur 6.

Figuur 6 – Baten van waterstof in het eindbeeld voor Nederland in 2050



Uit de *Trajectverkenning Klimaatneutraal* van het PBL blijkt dat scenario's met een ruime beschikbaarheid van energiedragers, zoals waterstof en biograndstoffen, leiden tot lagere nationale kosten voor de transitie (PBL, 2024c). Dit impliceert dat een ruime beschikbaarheid van koolstofarme energiedragers een gunstig effect heeft op de nationale kosteneffectiviteit van de klimaattransitie.

De omzetting van elektriciteit naar waterstof en weer terug is een energie-intensieve stap, met conversieverliezen tot wel 70%. Toch kan waterstof een essentiële rol spelen in het efficiënt balanceren van het energiesysteem, het benutten van overschotten aan duurzame elektriciteit en het verbinden van sectoren die moeilijk te elektrificeren zijn. Waterstof concurreert dan vooral met biobrandstoffen, aardgas met CCS en elektriciteit. De systeemkosten zijn hoger dan elektriciteit (en aardgas + CCS), maar vergelijkbaar met biobrandstoffen.

In Hoofdstuk 6 beschrijven we de beleidsroutekaart voor de integrale en tijdige opbouw van de volledige waardeketen richting 2050.

5 Waterstoftransitie

5.1 Transitiepaden

In de huidige situatie wordt in Nederland al op grote schaal waterstof gebruikt in raffinaderijen en in de industrie, en bij de laatste vooral in de kunstmestindustrie voor ammoniakproductie. Het totale huidige gebruik van waterstof in Nederland is ongeveer 180 PJ per jaar (RVO, 2023). Nederland staat daarmee in Europa op nummer twee, na Duitsland. Het betreft vooral grijze waterstof, geproduceerd uit aardgas, en bijproductwaterstof, beide voor het grootste deel ter plekke bij de huidige gebruikers.

De transitie gaat over de overgang van de huidige naar de toekomstige situatie. In de toekomstige situatie is er geen gebruik van grijze waterstof meer, maar van groene en/of blauwe waterstof c.q. waterstofdragers.

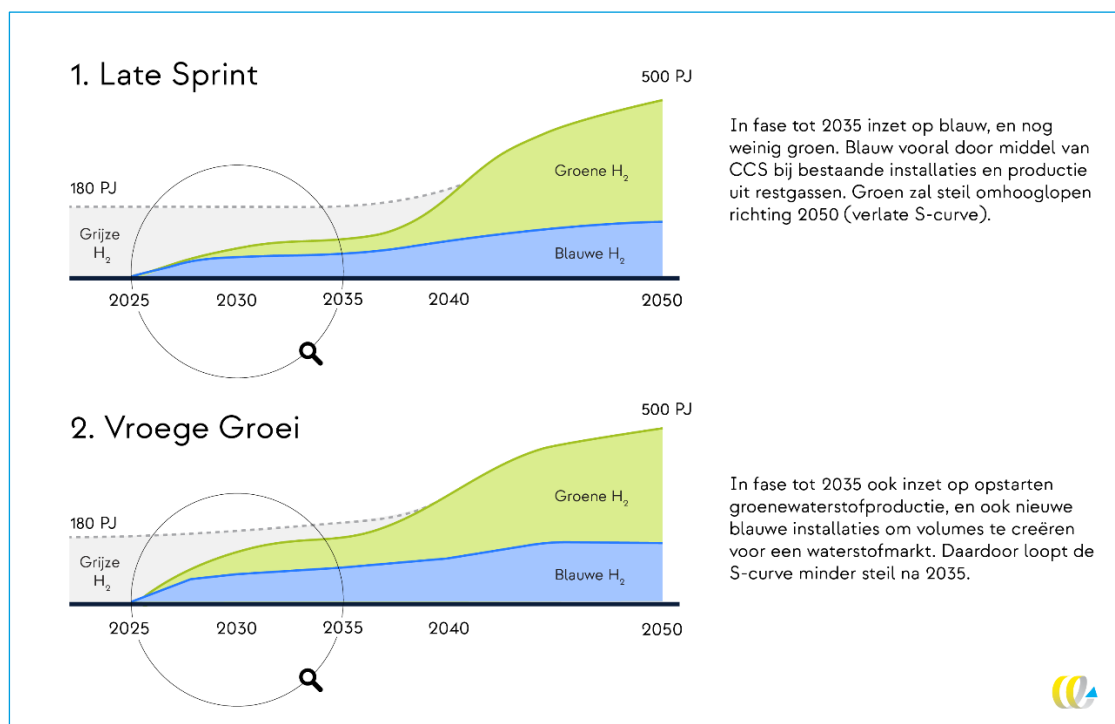
5.1.1 Twee transitiepaden

De ontwikkeling en verspreiding van innovatie doorloopt vaak een geleidelijke curve over de tijd die vanwege zijn vorm ook wel de 'S-curve' wordt genoemd. We hanteren twee onderscheidende transitiepaden, allebei met een 'S-curve' in het totale gebruik van groene en blauwe waterstof tussen de huidige situatie en 2050. Een S-curve heeft eerst een periode van een traag oplopend groeipad, dan een fase met snelle groei, die uiteindelijk weer geleidelijk afzwakt totdat een evenwichtsbeeld van waterstoftoepassingen in 2050 is bereikt. Een S-curve sluit goed aan bij de theorieën over de ontwikkeling en adoptiegraad van nieuwe technologieën in de economie (Geroski, 2000).

De twee transitiepaden verschillen in de vorm van de S-curve, dat wil zeggen de groei van de inzet van blauwe plus groene waterstof over de tijd, en in de verhouding in het gebruik van blauwe vs. groene waterstof over de tijd.³⁵ Grijze waterstof zal rond 2040 al vrijwel geheel uitgefaseerd zijn, omdat er in het EU ETS per 2040 geen nieuwe CO₂-emissierechten meer worden uitgegeven, waardoor ETS-bedrijven geen CO₂ meer kunnen uitstoten zodra de eerder verkregen emissierechten zijn uitgegeven.

³⁵ De keuze voor deze twee onderscheidende factoren is gemaakt omdat met overheidsbeleid kan worden gestuurd op een gewenste ontwikkeling van deze factoren en omdat de beleidskeuzes die hierin worden gemaakt effect hebben op de snelheid en effectiviteit van de waterstoftransitie. Daarmee bieden de paden een nuttige basis voor de verdere analyse in deze studie.

Figuur 7 – Twee transitiepaden: Late Sprint en Vroege Groei



In Figuur 7 staan de twee transitiepaden geschetst: Late Sprint en Vroege Groei.

- **Late Sprint:** de groei van het aanbod en de inzet van CO₂-vrije en CO₂-arme waterstof komt langzaam op gang. De markt start vooral met blauwe waterstof door middel van CO₂-afvang bij bestaande reformers en productie uit restgassen. De initiële groei van groene waterstof is veel kleiner dan bij Vroege Groei. De groei van blauwe waterstof vlakkt af naarmate groene waterstof mondiaal de leercurve doorloopt, goedkoper wordt, daardoor meer momentum krijgt, en uiteindelijk de overhand krijgt in de groei. Na 2035 vindt een sterke stijging van aanbod en vraag van groene waterstof plaats, wat nodig is om op een inzet van 500 PJ waterstof in 2050 te komen.
- **Vroege Groei:** blauwe en groene waterstof starten tegelijk met groeien, maar de groei van blauwe waterstof vlakkt al snel af, terwijl groene waterstof door blijft groeien. Nieuwe installaties voor blauwe waterstof spelen een belangrijke rol voor de ontwikkeling van een liquide waterstofmarkt. Het opbouwpad van groenewaterstofproductie en -import over de tijd is geleidelijker dan in Late Sprint en de groei van groene waterstof in de eerste fase van de transitie is ook groter.

In beide transitiepaden, maar met name bij Vroege Groei, worden nieuwe blauwewaterstofinstallaties gerealiseerd om de waterstofketen en een liquide waterstofmarkt op te bouwen. Omdat reformers 25 jaar kunnen meegaan, zullen deze installaties er waarschijnlijk ook in 2050 nog staan. Als gevolg daarvan is er nog steeds een substantieel aandeel blauwe waterstof in 2050 aanwezig. Het doel is uiteindelijk wel dat blauwe waterstof wordt uitgefaseerd ten faveure van groene waterstof, maar dit gebeurt pas na 2050. We merken op dat dit beeld afwijkt van het gekozen eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' van PBL, waarin de lokale waterstofproductie in 2050 volledig uit groenewaterstofproductie bestaat.

De verhouding tussen nationale productie en import van waterstof is niet expliciet gemaakt in de transitiepaden, omdat deze verhouding meer een externe ontwikkeling is en de overheid hier minder op zal sturen. In de periode tot 2035 zal de ontwikkeling van deze verhouding voor een groot deel afhangen van de prijzen van 'importwaterstof' vs. nationaal geproduceerde waterstof en van de ontwikkeltijden en realisatiekansen van importketens vs. nationale productie. Het overheidsbeleid heeft hier indirect invloed op: sterkere ondersteuning van nationale waterstofproductie en -gebruik leidt tot een lagere importbehoefte.

Vanaf 2035 is een versnelling noodzakelijk van de ontwikkeling van waterstofproductie en -vraag. Hierin speelt de benutting van de systeemrol van waterstof voor het elektriciteitsstelsel een belangrijke rol. Als gevolg hiervan neemt de behoefte aan opslagcapaciteit op meerdere locaties verder toe en zal het aandeel van groene waterstof in de waterstofmix verder stijgen.

Blauwe waterstof in transitiefase: kans of probleem?

Er zijn drie hoofdvormen van blauwe waterstof (zie Paragraaf 3.4), die alle drie een andere rol hebben in de transitie. Bij gedecarboniseerde methaanrijke stookgassen bij raffinaderijen en krakers is er wel sprake van blauwe waterstof, maar die dragen niet bij aan opbouw van een liquide nationale waterstofmarkt. Het betreft feitelijk een klimaatmaatregel, en geen invulling van een waterstofvraag. De omvang van raffinaderijen van aardolie volgt de vraag naar fossiele brandstoffen en die neemt af in de tijd, en daarmee ook die vorm van blauwe waterstof bij die raffinaderijen. Het is een tijdelijk fenomeen, gedurende de transitie. Bij krakers voor onder andere plasticproductie is de situatie anders. Op de langere termijn is de verwachting dat zij hun processen zullen elektrificeren. Methaanrijke stookgassen zullen dan nog steeds vrijkomen in het proces, maar niet meer nodig zijn voor warmteproductie. Als ze gedecarboniseerd worden, met een ATR met hoog CO₂-afvangpercentage, kwalificeert de waterstof als 'low carbon' en kan dan worden verkocht aan andere vragers. CCS bij bestaande SMR's zal naar verwachting op termijn uitfasen omdat het afvangpercentage dat economisch rendabel kan worden bereikt, te laag is om te kwalificeren als 'low carbon'-waterstof.

Met andere woorden: ook die blauwe waterstof is een tijdelijk fenomeen. De behoefte aan waterstof bij die bedrijven kan, afhankelijk van het proces, dan worden ingevuld met (groene of blauwe) ammoniak of waterstof uit import of met groene of blauwe waterstof die in Nederland wordt geproduceerd.

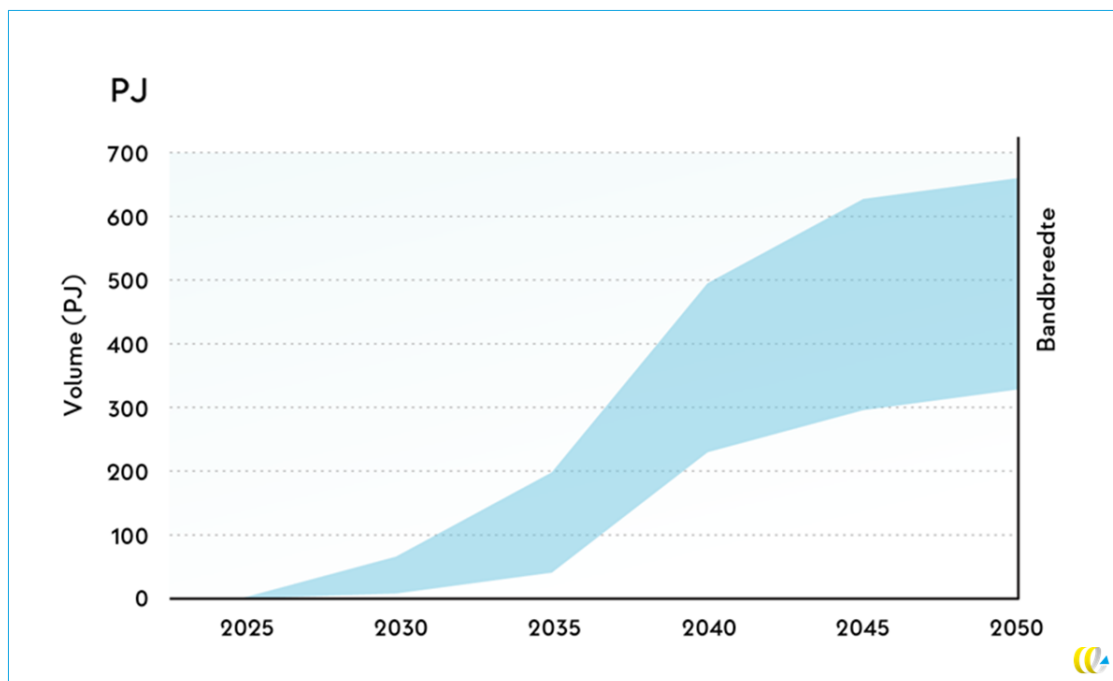
Blauwe waterstof uit aardgas uit dedicated nieuw te bouwen reformers (met hoge CO₂-afvangpercentages) heeft een andere rol in de transitie. Ervan uitgaand dat het voorlopig een aanzienlijk lagere kostprijs heeft dan groene waterstof, kan het helpen om de waterstofmarktketens op te bouwen, met significante volumes. Omdat het om nieuwe installaties gaat, zal de eigenaar ze ook lang in bedrijf willen houden (tot 25 jaar, afhankelijk van de terugverdiëntijd en winstgevendheid). Dat kan leiden tot een lock-in van blauwe waterstof, waarvoor dan ook regelmatig wordt gewaarschuwd. De ketencombinatie van groene waterstofproductie uit offshore wind heeft naar verwachting wel lagere marginale kosten dan 'blauw', de kosten van deze keten zitten vooral in de CAPEX van de windparken en de elektrolyzers. Als er een volwassen liquide markt is ontstaan, en de investeringen eenmaal zijn gedaan, dan wint groen het uiteindelijk op marginale kosten van blauw in de merit order. De bottleneck in die redenering is de frase 'als de investeringen eenmaal zijn gedaan', want bij de investeringsbeslissing speelt de CAPEX wel een grote rol. De groenewaterstofketen heeft mondiaal nog een flinke leercurve te volgen. De ingezette beleidsinstrumenten zullen uiteindelijk de verhoudingen tussen groen en blauw gaan bepalen in de transitiefase en in het eindbeeld.

5.1.2 Ontwikkelingen over de tijd

Om zicht te krijgen op de benodigde ontwikkelingen van waterstofvraag en -aanbod over de tijd om tot het waterstofsysteem te komen zoals geschetst in het gekozen eindbeeld, kunnen de ontwikkelpaden over de tijd worden geschetst, waarbij wordt uitgegaan van de huidige waarden en de waarden uit het eindbeeld en een S-curve. De indicatieve ontwikkeling van de totale waterstofvraag in Nederland in 2050 in het gekozen eindbeeld staat in Figuur 88.

Hierin zijn de bandbreedtes van beide transitiepaden uit Paragraaf 5.1.1 gebruikt om een 'pluim' te schetsen die een onzekerheidsmarge aangeeft van de ontwikkeling van de waterstofvraag over de tijd. Deze onzekerheid heeft betrekking op de beleidskeuzes van de overheid, investeringskeuzes van marktpartijen en externe ontwikkelingen binnen het eindbeeld.

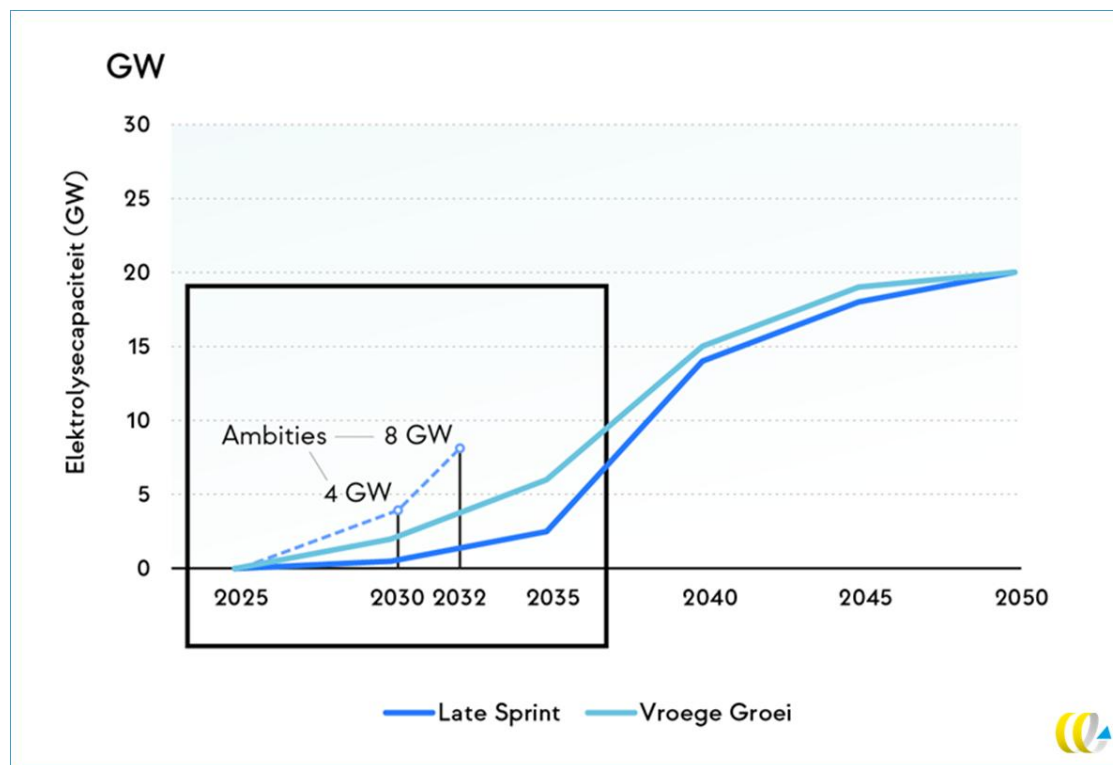
Figuur 8 – Indicatieve ontwikkeling van de totale waterstofvraag in Nederland in het eindbeeld (bandbreedte)



NB: In deze onzekerheidsbandbreedte zijn beide transitiepaden meegenomen.

De indicatieve ontwikkeling van de benodigde elektrolysecapaciteit is gevisualiseerd in Figuur 99. Hierin zijn beide transitiepaden te zien. De toename van de elektrolysecapaciteit in de fase tot 2035 is groter in het transitiepad Vroege Groei dan in Late Sprint. De ambities van 4 GW in 2030 en 8 GW in 2032 zijn hoger dan wat nodig is om op beide transitiepaden naar het eindbeeld (met 20 GW elektrolysecapaciteit in Nederland in 2050) te komen. In Late Sprint is vervolgens wel een sterkere groei nodig na 2035. In Paragraaf 6.1 gaan we in op de initiële ontwikkeling van de elektrolysecapaciteit tot 2035 bij huidig beleid in vergelijking tot de benodigde groei die aansluit bij de transitiepaden. In Paragraaf 5.1.3 vergelijken we beide transitiepaden in bredere zin.

Figuur 9 – Indicatieve ontwikkeling van de elektrolysecapaciteit volgens de twee transitiepaden naar het eindbeeld



5.1.3 Vergelijking transitiepaden

De transitiepaden Late Sprint en Vroege Groei lopen beide naar het eindbeeld met ongeveer 500 PJ aan waterstofinzet in Nederland in 2050, maar de ontwikkeling daarnaartoe verschilt sterk tussen beide paden. In Late Sprint groeien aanbod en vraag in Nederland naar groene en blauwe waterstof tot 2035 nog beperkt en moet na 2035 een sterke groei plaatsvinden. Dit betreft de groei van waterstofaanbod- en vraagvolumes, maar ook van realisatie van waterstofsysteem. Ook is het waarschijnlijk dat benodigde gedetailleerde regelgeving, veiligheidseisen, technische standaarden marktordening, administratieve systemen, etc. nog achterlopen bij Late Sprint (al kan dit wel alvast worden voorbereid).

Alhoewel Late Sprint minder kosten en inspanningen vergt voor de waterstoftransitie in de fase tot 2035 dan Vroege Groei, leidt dit transitiepad tot hogere kosten op langere termijn en brengt het een groter risico met zich mee op het niet behalen van het doel van een klimaatneutraal energie- en grondstoffensysteem in Nederland in 2050.

Dit kan als volgt worden onderbouwd:

- In Vroege Groei kan de waterstoftransitie geleidelijker worden bijgestuurd op onzekere en onvoorziene ontwikkelingen en kunnen leereffecten worden gerealiseerd (learning by doing). Hierdoor vallen de transitiekosten over de gehele transitieperiode tot 2050 waarschijnlijk juist lager uit dan in Late Sprint. Ook kunnen

betere systeemintegratiekeuzes worden gemaakt, waardoor de algehele energiesysteemkosten in 2050 lager uitvallen.

- Bij Late Sprint vindt versnelde afschrijving plaats van fossiele installaties tijdens de periode na 2035, waarin een grote opschaling van het waterstofaanbod, -vraag en infrastructuur moet gaan plaatsvinden.
- Bij Late Sprint mist Nederland de economische baten van vroege nationale ontwikkeling van waterstofinnovaties en het verwerven van een marktpositie.
- Het pad van Vroege Groei verkleint de restemissies in 2050, terwijl het pad van Late Sprint tot aanzienlijke kosten van vertraagd klimaatbeleid (zogenaamde 'cost of inaction') voor de Nederlandse economie leidt. De wereldwijde schade door klimaatverandering kan tegen het einde van de eeuw 10 tot 12% van het bbp bereiken (Van der Wijst et al., 2023).³⁶ Onbeheersbare klimaatverandering brengt kosten met zich mee die veel hoger zijn dan de kosten van het verminderen van uitstoot, en zal daarnaast grote gevolgen hebben voor de economie en de leefbaarheid in Nederland.
- Bij Late Sprint zou kostenreductie van waterstofsysteem zoals elektrolyzers gedeeltelijk kunnen worden afgewacht (waarbij wordt meegelift op techniekontwikkeling en leereffecten van projecten in het buitenland), maar dat vertraagt de mondiale kostenreductie en Nederland en mist dan mogelijk economische kansen op het gebied van waterstofsysteem. Ook weegt dit zeer waarschijnlijk niet op tegen bovengenoemde kostenverhogende aspecten van Late Sprint.

5.2 Transitiestappen

Om op het transitiepad naar een waterstofsysteem in Nederland in 2050 te komen, moeten voor 2030/2035 transitiestappen worden gezet op verschillende fronten:

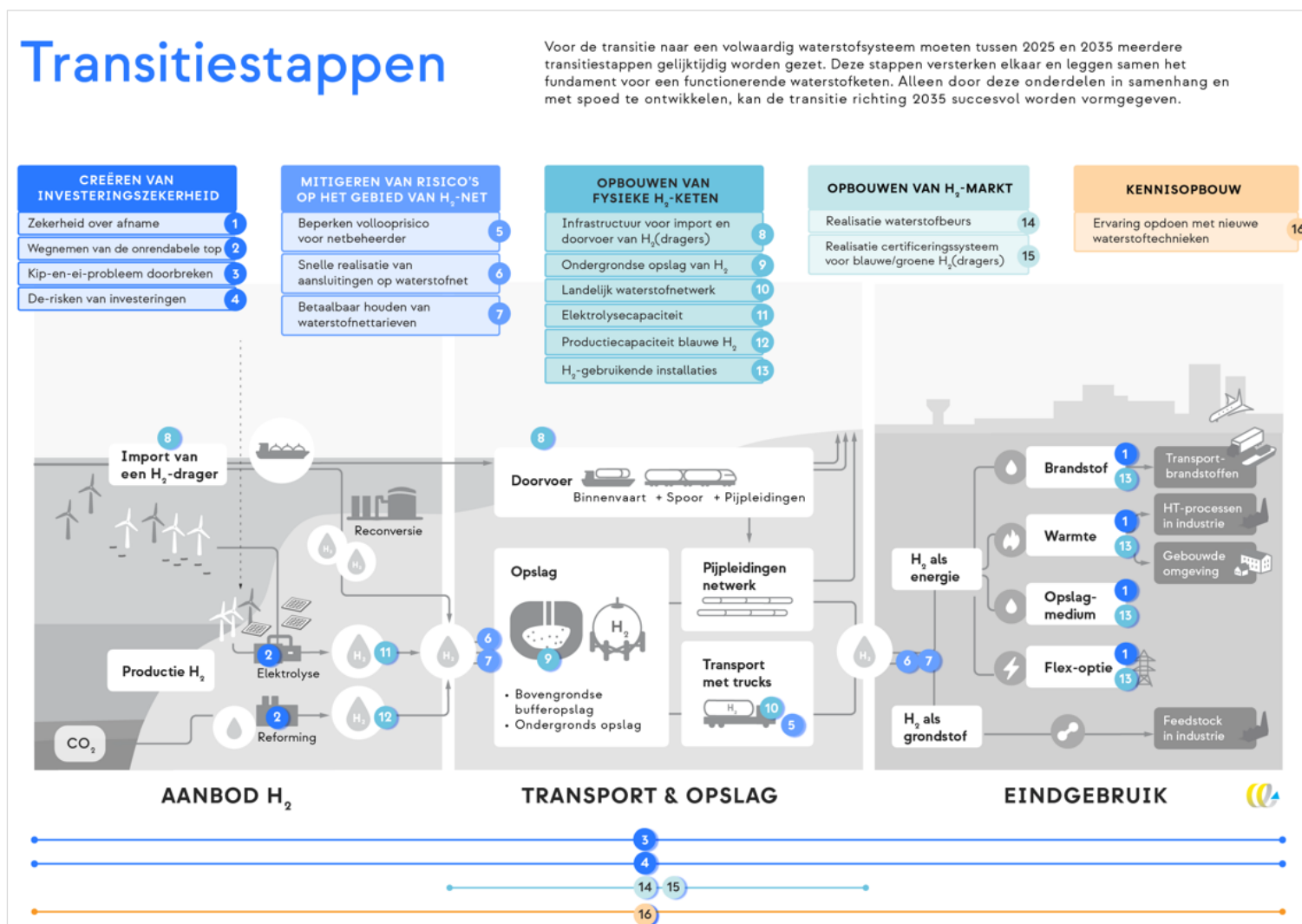
- opbouwen van de fysieke waterstofketen;
- creëren van investeringszekerheid voor marktpartijen;
- mitigeren van risico's met betrekking tot het waterstofnet;
- opbouwen van een nationale waterstofmarkt (marktordening);
- opbouw van kennis van nieuwe waterstofsysteem en systeemintegratie.

De onderliggende transitiestappen zijn weergegeven in Figuur 10 en worden toegelicht in Tabel 4. Al deze stappen moeten gezet worden om te zorgen dat de eerste fase van de waterstoftransitie tijdig en effectief wordt doorlopen. De transitiestappen kunnen worden gezien als afzonderlijke radertjes die allemaal op hun plaats moeten komen om de waterstofmotor op gang te brengen.

³⁶ Deze schattingen zijn conservatief en houden geen rekening met bredere maatschappelijke en natuurlijke effecten, vooral in de meest kwetsbare landen.

In Paragraaf 6.1 gaan we in op de mate waarin huidig waterstofbeleid voldoende is om de transitiestappen te realiseren, en waar aanvullend beleid nodig is.

Figuur 10 – Benodigde transitiestappen voor de eerste fase van de waterstofftransitie tot 2035



Tabel 4 – Transitiestappen

Transitiestap	Toelichting
Creëren van investeringszekerheid	
Zekerheid creëren over afname	Marktpartijen die investeren in waterstofproductie of -import hebben voldoende zekerheid nodig dat ze deze waterstof tegen een acceptabele prijs kunnen verkopen.
Wegnemen van de onrendabele top	Als de kostprijs van groene en blauwe waterstof hoger is dan de marktprijs dan is er een onrendabele top, die gelijk is aan het verschil tussen beide. De marktprijs van groene en blauwe waterstof wordt begrensd door de betalingsbereidheid van afnemers. De onrendabele top moet worden overbrugd om een rendabele businesscase te genereren. Deze is in de orde van € 8 per kg voor lokale groene waterstof (CE Delft & TNO, 2024), (TNO, 2024). Ook voor lokale blauwe waterstof is er een onrendabele top. Deze is in de orde van € 2 per kg (eigen schatting).
Doorbreken van kip-en-eiprobleem van realisatie van waterstofaanbod en -vraag	Potentiële aanbieders van waterstof wachten op potentiële afnemers en andersom.
Derisken van investeringen	Het verlagen van financiële risico's voor investeerders in groene waterstofprojecten is noodzakelijk om deze projecten FID te laten nemen.
Mitigeren van risico's op het gebied van waterstofnet	
Beperken volloopprijs voor netbeheerder	Als de transportcapaciteit van het waterstofnet onvoldoende wordt benut, kan de netbeheerder mogelijk de kosten niet terugverdienen via de nettarieven.
Snelle realisatie van aansluitingen op waterstofnet	Een trage realisatie van een aansluitverzoek op het waterstofnet is een barrière voor marktpartijen om te investeren in waterstof.
Betaalbaar houden van waterstofnettarieven	Onzekere en hoge waterstoftarieven vormen een barrière voor marktpartijen om te investeren in waterstof.
Opbouwen van fysieke waterstofketen	
Infrastructuur voor import en doorvoer van waterstof(dragers)	Naar verwachting zullen grote volumes aan (waterstof)dragers worden geïmporteerd via de Nederlandse havens naar het achterland. Hier zijn importterminals, buisleidingen en logistieke routes voor nodig.
Ondergrondse opslag van waterstof	Om ongelijktijdigheid van aanbod en vraag te overbruggen, is opslag nodig. Voor seizoensopslag gaat dit om grootschalige ondergrondse opslag.
Landelijk waterstofnetwerk	Inclusief koppeling van industriële clusters, opslaglocaties, buitenlandverbindingen en verdere vertakking naar cluster 6. In de beginfase komen regionale waterstofclusters tot stand, die later worden gekoppeld.
Elektrolysecapaciteit	Voor lokale productie van groene waterstof. Elektrolyzers kunnen ook een rol spelen in het beperken van congesties op het elektriciteitsnet.

Productiecapaciteit blauwe waterstof	De ontwikkeling hiervan kan helpen om een groter en betaalbaar aanbodvolume te creëren op korte termijn.
Waterstofgebruikende installaties	Voor het gebruik van groene en blauwe waterstof in installaties die momenteel geen waterstof gebruiken, zijn aanpassingen aan installaties nodig.
Opbouwen van nationale waterstofmarkt (marktordening)	
Realisatie waterstofbeurs	Voor een transparante en liquide markt is een (inter)nationaal handelsplatform van belang. In Nederland is hiertoe het HyXchange-initiatief opgestart.
Realisatie certificeringssysteem voor blauwe/groene waterstof(dragers)	Om blauwe/groene waterstof administratief te kunnen verhandelen is een betrouwbaar systeem nodig voor in- en afboeking van waterstofcertificaten.
Kennisopbouw	
Ervaring opdoen met nieuwe waterstoftechnieken	Onderzoek en ontwikkeling (innovatie) is belangrijk is om nieuwe en verbeterde technieken voor de waterstoftransitie op tijd gereed te krijgen. Dit helpt ook bij maken van betere transitiekeuzes, en innovaties kunnen Nederland een concurrentievoordeel opleveren.

Veel transitiestappen moeten tegelijkertijd plaatsvinden in de opstartfase van de waterstoftransitie tot 2035, omdat de doorlooptijden van realisatie van ketenonderdelen en marktordening vele jaren in beslag nemen. Wel is het goed mogelijk dat een landelijk dekkend waterstofnet nog beperkt nodig is in deze opstartfase. De eerste ontwikkelstappen op het gebied van aanbod van en vraag naar groene en blauwe waterstof zullen namelijk vooral plaatsvinden in de industriële clusters. De meeste daarvan zijn havengebieden; het industriecluster Chemelot zal via de Delta Rhine Corridor van waterstof worden voorzien. Als gevolg hiervan is de ontwikkeling van een liquide waterstofmarkt met nationale waterstofbeurs in dit beginstadium ook niet meteen nodig.

Groenewaterstofimport en nationale groenewaterstofproductie zijn allebei nodig in het eindbeeld; daarom moet de ontwikkeling van beide worden gefaciliteerd in de opstartfase. Bij blauwe waterstof is er een minder duidelijk onderscheid tussen nationale productie en import. Nederland produceert zelf weinig aardgas meer en import van blauwe waterstof komt neer op de import van aardgas en reforming tot waterstof in Nederland, omdat dit een energie-efficiënte route is.

Ook groene- en blauwewaterstofaanbod zijn beide nodig. Hiermee wordt sneller voldoen aan de aanbod gecreëerd om de waterstofmarkt op gang te krijgen en om investeringen in waterstofinfrastructuur te doen. Er zijn dan wel nieuwe blauwewaterstofinstallaties nodig, omdat het toevoegen van CCS bij bestaande grijswaterstofproductie en de conversie van restgassen naar waterstof al een toepassing heeft binnen de bedrijfspporten. Blauwe waterstof is (in ieder geval op kortere termijn) goedkoper dan groene waterstof en hiermee kan in de opstartfase tegen lagere kosten een groot waterstofvolume worden opgebouwd. Groene waterstof is nodig om aan de RED-verplichtingen te voldoen en heeft ook waarde om een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 mogelijk te maken (zie Paragraaf 3.3).

Omdat blauwe en groene waterstof een verschillend productieprofiel hebben, kunnen deze elkaar aanvullen in het bij elkaar brengen van waterstofaanbod- en vraag.

5.3 Waarde van waterstof in transitiefase tot 2035

In deze paragraaf bespreken we de waarde van waterstof in de fase tot 2035. We doen dit door een beknopte waardeanalyse te geven van de waterstofketens zoals ze er naar verwachting in de periode 2030-2035 uitzien, rekening houdend met de benodigde transitiestappen die in de vorige paragraaf zijn behandeld. We bekijken eerst de vier gebruikssectoren van waterstof volgens het eindbeeld (zie Paragraaf 2.3) en vervolgens het waterstofnetwerk en de geografische verspreiding van de op waterstof gebaseerde activiteiten.

Voor de rol van waterstof in het **elektriciteitssysteem** zal er in de periode 2030-2035 al relatief veel moeten gebeuren, omdat de verwachting is dat de hoeveelheid hernieuwbare opwek in het Nederlandse elektriciteitssysteem tot die tijd flink stijgt. Daarmee groeit ook de behoefte aan flexibele capaciteit en opslag al op de korte termijn. Dit is een element in de waterstoftransitie waar niet mee gewacht kan worden tot in de jaren '40; het past in het eerste deel van de S-curve (trage groei). Om dit tijdig te realiseren is naast de markt ook sturend beleid nodig. Er dienen enkele energiecentrales geïdentificeerd te worden die (deels) op waterstof kunnen gaan draaien – deels is dit ook al gebeurd (Maximacentrale). Deze centrales moeten bovendien aangesloten worden op het waterstofnetwerk, wat volgens de huidige ontwerpen niet voor alle potentiële waterstofcentrales het geval is. Aan de aanbodkant zijn elektrolyzers nodig. Op dit moment worden veel elektrolyserprojecten uitgesteld of afgeblazen. Hier ligt een rol voor de overheid om de randvoorwaarden te realiseren. Elektrolyzers geplaatst bij wind op zee zijn een specifiek element in de keten dat in de periode 2030-2035 (op beperkte schaal) gerealiseerd zou kunnen worden.

In juli 2025 heeft het kabinet besloten om de ambitie voor nieuw wind-op-zee-vermogen voor 2040 omlaag te brengen van 50 GW naar 30 tot 40 GW, afhankelijk van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag (Ministerie van KGG, 2025a).³⁷ Hoewel deze lagere ambitie nog steeds een substantieel volume aan nationale groenewaterstofproductie mogelijk maakt en ook de transitiepaden uit Paragraaf 5.1 haalbaar blijven³⁸, betekent deze verlaging dat het beoogde tempo van de energietransitie wordt teruggeschroefd en dat minder sterk wordt ingezet op energieonafhankelijkheid.

³⁷ Eind 2024 was ongeveer 4,7 GW aan wind-op-zeecapaciteit gerealiseerd (RVO, 2025).

³⁸ Met 30 tot 40 GW wind op zee kan in potentie 370 tot 490 PJ/jaar aan groene waterstof worden geproduceerd, uitgaande van 4.000 vollasturen van wind op zee en een elektrolyserrendement van 77% (HHV). In werkelijkheid is er ook andere nieuwe elektriciteitsvraag. Aan de andere kant zullen blauwe waterstof en de import van groene waterstof ook een deel van de totale waterstofvraag invullen, waardoor de transitiepaden haalbaar blijven.

Bij waterstof voor de **productie van bunkerbrandstoffen** ligt het zwaartepunt wat later in de transitie. De vraag naar synthetische brandstoffen voor de lucht- en zeevaart heeft namelijk een wat langere aanlooptijd. De bijmengverplichting van duurzame brandstoffen voor de luchtvaart (ReFuelEU Aviation) loopt bijvoorbeeld vanaf 2025 (2%) via 2030 (6%) langzaam op richting 70% in 2050. Het subdoel voor synthetische luchtvaartbrandstoffen (e-kerosine) loopt van 0,7% in 2030 tot 35% in 2050. De reductie-eisen voor de emissie-intensiteit van brandstoffen in de zeevaart (FuelEU Maritime) volgen een vergelijkbaar pad – echter tot 80% in 2050, met mogelijk een subdoel voor RFNBO's van 2% in 2034. Deze verplichtingen volgen daarmee niet de S-curves van de transitiepaden waar we in deze studie van uitgaan, maar een steeds steiler opgaande curve. Dit betekent dat de ketens voor dit type brandstoffen tijdens de transitie steeds harder groeien. Juist de opstartfase is echter uitdagend, vanwege hoge CAPEX, lange aanlooptijden voor infrastructuur en vergunningen, en relatief hoge productiekosten. In de periode 2030-2035 zal daarom wel de basis voor deze ketens moeten worden gelegd, inclusief enkele volledig operationele productielocaties.

De ontwikkeling van waterstof als **brandstof voor (zwaar) wegtransport** kan al eerder worden opgestart. Dit telt onder andere mee voor de RFNBO-subtarget in de Nederlandse REDIII-implementatie voor wegvervoer. De verplichting is voorlopig echter nog beperkt: in 2030 moet circa 1% CO₂-reductie in wegtransport worden behaald door middel van inzet van RFNBO's, waarbij ook de inzet van groene waterstof in raffinaderijen meetelt (Ministerie van I&W, 2025). Hierdoor hoeft de ontwikkeling van waterstofstations in Nederland niet snel te worden opgestart. Desondanks loopt Nederland hierin voorop.³⁹

Zoals besproken in Paragraaf 4.3 wordt volgens het gekozen eindbeeld maar een klein deel van de energiebehoefte in de **gebouwde omgeving** ingevuld met waterstof. Omdat waterstof in dit eindbeeld een niche-oplossing is in de gebouwde omgeving ligt het niet voor de hand dat het in de periode 2030-2035 al een grote rol speelt. Wel hangt een efficiënte toepassing van waterstof voor de bestaande bouw uiteraard af van de aanwezigheid van het gasnet. Hier moet rekening mee gehouden worden bij de eventuele ontmanteling of herbestemming van het bestaande gasnet. Specifiek in de transitieperiode kan waterstof ook (beperkt) bijgemengd worden in het bestaande gasnetwerk om het aardgasverbruik te verminderen.

In de **industrie** wordt waterstof nu al volop gebruikt als feedstock voor bijvoorbeeld kunstmest en ammoniakproductie. Hiervoor wordt nu meestal grijze waterstof gebruikt, dit zou in de periode 2030-2035 moeten veranderen in blauwe dan wel groene waterstof, afhankelijk van het type transitiepad (zie Paragraaf 5.1). De totale waarde van waterstof voor feedstock verandert niet zozeer richting 2030-2035, maar de ketens veranderen wel: er moet ofwel flink opgeschaald worden in CCS-infrastructuur, of in elektrolyzers en waterstoftransportinfrastructuur. Voor gebruik van waterstof voor proceswarmte in de

³⁹ Na Duitsland en Frankrijk kent Nederland het hoogste aantal waterstofstations, zie [Hydrogen Refuelling Stations | European Hydrogen Observatory](#).

industrie verwachten we dat dit rond 2030-2035 nog niet op grote schaal plaatsvindt, maar er wel ervaringen mee worden opgedaan, met name rondom het waterstofnetwerk.

Dit nationale **waterstoftransportnetwerk** is zelf een belangrijk element van de waterstof-economie dat naar verwachting in de periode 2030-2035 gereedkomt. De Delta Rhine Corridor gaat de west-oostverbinding binnen het netwerk in zuid-Nederland vormen.⁴⁰ Het netwerk verbindt de belangrijkste Nederlandse industrieclusters met elkaar. Hierdoor kan waterstof uit import of productie en voor gebruik in Nederland tussen de clusters worden uitgewisseld. Hoewel het waterstofnetwerk een belangrijke stap is voor verdere ontwikkeling van de waterstofeconomie, is deze niet noodzakelijk voor het opbouwen van waterstofketens. Dit kan ook al eerder gebeuren binnen regionale waterstofclusters, zoals de grote industrieclusters. Met name voor de industrie daarbuiten (cluster 6) kan vooralsnog gebruik gemaakt worden van waterstoftransport per tubetrailer of schip.

Het is dan ook de verwachting dat de **economische activiteiten rondom waterstof** zich in de periode 2030-2035 zullen concentreren rond de industriële clusters, en dan vooral de havens (Zeeland, Rotterdam-Moerdijk, Noordzeekanaalgebied, noord-Nederland/Eemshaven). Import van groene waterstof zal in deze periode naar verwachting nog beperkt zijn, maar wel op gang komen. Hetzelfde geldt voor de productie van groene waterstof in Nederland. De eerste elektrolyzers bij wind op zee worden geplaatst, andere elektrolyzers produceren groene waterstof bij de aanlanding van de elektriciteit van wind op zee.

Voor wat betreft de waarde van waterstof in de transitiefase tot 2035 moet tot slot nog worden opgemerkt dat de inzet van blauwe waterstof nog steeds een **importafhankelijkheid** met zich meebrengt, omdat het benodigde aardgas moet worden geïmporteerd. Aardgas komt uit een beperkt aantal landen, terwijl groene waterstof over de hele wereld kan worden geproduceerd. Omdat blauwe waterstof in beide transitiepaden een belangrijke rol heeft in de fase tot 2035 (maar vooral bij Late Sprint), betekent dit dat waterstof in deze fase nog maar een beperkte waarde heeft voor de voorzieningszekerheid (energieonafhankelijkheid).

⁴⁰ Volgens de huidige planning komt de waterstofverbinding binnen de DRC als onderdeel van Waterstofnetwerk Nederland gereed in 2031-2032 (Ministerie van KGG, 2024).

6 Routekaart beleid

6.1 Policy gap

De 'policy gap' gaat over de kloof tussen de doelen en wat er bereikt wordt met het beleid. We beschrijven eerst kort het huidige beleid en vervolgens waar dat naar verwachting toe leidt wat betreft het opbouwen van de waterstofeconomie in Nederland, per onderdeel daarvan. We beantwoorden per onderdeel de vraag of het beleid afdoende is. Mogelijke beleidsoplossingen voor de geconstateerde 'gap' komen aan bod in de laatste sectie van dit hoofdstuk.

6.1.1 Huidig beleid

Er is een omvangrijk scala aan beleidsmaatregelen getroffen of in voorbereiding, die de verschillende onderdelen van de waterstofeconomie bestrijken. Nederland is daar voortvarend mee aan de slag. In Bijlage B staan de belangrijkste beleidsmaatregelen opgesomd met een korte beschrijving, en met een focus op het Nederlands beleid.

Er wordt gewerkt aan beleid gericht op opbouw van vraag en van aanbod, aan realisatie van infrastructuur en opslagfaciliteiten, en aan randvoorwaarden voor de opbouw van volwassen liquide markten. Daarbij wordt zowel gewerkt met beprijzing (van fossiele broeikasgasemissies), met subsidies (zowel aan aanbod- als aan vraagzijde) als met normering.

Niet in die bijlage benoemd, maar wel belangrijk als 'drivers' op de achtergrond, zijn zaken als de mondiale klimaatafspraken van het Parijs-akkoord, en het EU ETS, waardoor fossiele CO₂-emissies een prijs krijgen en worden uitgefaseerd (doordat de uitgifte van het aantal nieuwe emissierechten jaar in jaar uit wordt verminderd, tot nul in 2040). Op Europees niveau zijn ook de Green Deal en de daarmee samenhangende Directives van belang. Nederland moet die implementeren, net als de andere lidstaten.

Dat Europees beleid en de Nederlandse implementaties daarvan zijn van groot belang voor de opbouw van de waterstofeconomie. Immers, waar grijze waterstof al decennia op grote schaal wordt gebruikt in een aantal industriële sectoren, wordt de toepassing van groene en blauwe waterstof (of waterstofdragers) volledig gedreven door overheidsbeleid.

6.1.2 Vergelijking met benodigde transitiestappen

Ondanks alle beleidsinspanningen constateren we dat de realisatie achterblijft, in termen van daadwerkelijke investeringsbeslissingen.

Als voorbeeld daarvan: in het Klimaatakkoord is afgesproken dat er 4 GW aan opgesteld elektrolyservermogen zou staan in Nederland in 2030. Vanwege het kostprijsverschil tussen groene waterstof en de grijze referentiebrandstof en doordat de waterstofgebruikende industrie concurreert met die in andere landen binnen en buiten de EU, is subsidie vooralsnog de belangrijkste driver voor de opbouw van de marktvraag naar groene waterstof.

Ontwikkeling groene waterstof richting 2030 bij huidig beleid

Welke kwantitatieve targets zijn er, waar waren die op gebaseerd, en kloppen die uitgangspunten nog wel?

- Vanuit EU (RED): RFNBO-vraag industrie in Nederland in 2030: 29 PJ per jaar.⁴¹ Bij 60% uitzondering voor ammoniak (zoals genoemd in de Kamerbrief van 14 juli 2025 (Ministerie van KGG, 2025b)) wordt dat 14,5 PJ per jaar. Dit correspondeert ruwweg met 3 resp. 1,5 GW benodigd elektrolyservermogen.
- Vanuit EU (RED): RFNBO-vraag vervoer in 2030, Nederland: 4,5 tot 5,5 PJ per jaar (corresponderend met circa 0,5 GW elektrolyservermogen). In de Kamerbrief van 14 juli 2025 is dat opgehoogd naar 7,5 PJ, waarbij ervan wordt uitgegaan dat dat (grotendeels) wordt gerealiseerd via de raffinageroute (d.w.z., door inzet van groene waterstof bij de brandstofproductie in de raffinaderijen). 7,5 PJ per jaar aan groene waterstofproductie correspondeert ruwweg met 0,75 GW aan elektrolyservermogen.
- Het in het Klimaatakkoord afgesproken doel is 4 GW elektrolysecapaciteit in Nederland in 2030, met ambitie 8 GW in 2032.

Die 4 GW is in het Klimaatakkoord afgesproken en is gebaseerd op de inzichten van destijds over wat er nodig was om aan de REDIII te gaan voldoen. In het proces tot vaststelling van de RED zijn die afspraken echter substantieel verlaagd. Een belangrijk onderdeel daarvan is de mogelijkheid die de Europese Commissie heeft geschapen om bestaande ammoniakfabrieken (de basis voor stikstofhoudende kunstmest) uit te zonderen van de lidstaatverplichting voor RFNBO-gebruik.⁴² Het gevolg is dat die 4 GW meer is dan wat nodig is om aan de EU-targets te voldoen, en ook dat er een grote onzekerheidsmarge is in wat nodig is om aan de EU-targets te voldoen. Bij 60% uitzondering van de

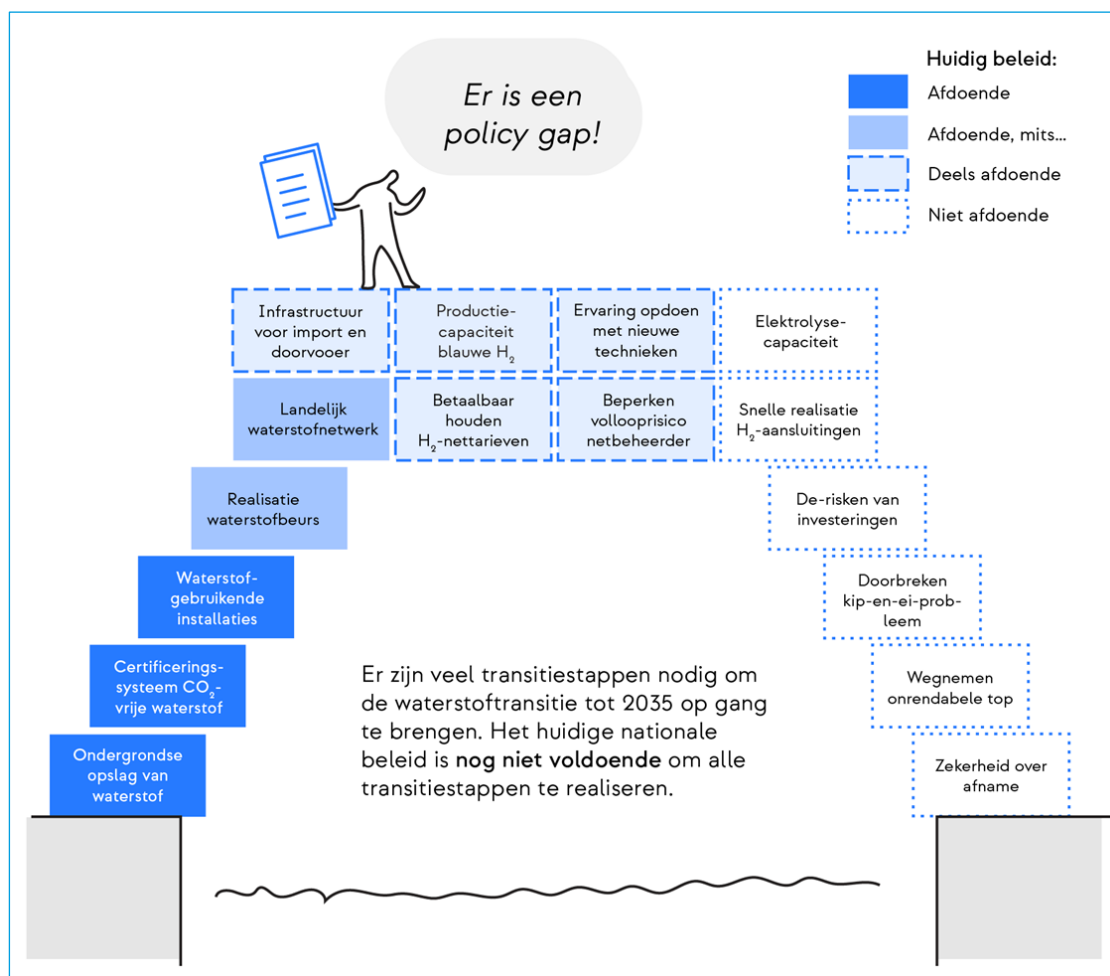
⁴¹ Dat is 42% van het waterstofgebruik in de industrie dat onder art. 22a van de RED valt.

⁴² Deze uitzonderingsmogelijkheid is ingesteld omdat de ammoniakmarkt zeer concurrerend is. Als de ammoniakproductie niet wordt uitgezonderd, bestaat het risico dat de ammoniakproductie in Nederland wordt afgeschaald en in plaats hiervan ammoniak wordt geïmporteerd.

bestaande twee ammoniakfabrieken in Nederland is nog 'maar' circa 2 GW nodig in 2030. Indien de industrie besluit om die ammoniak niet in Nederland te produceren, maar om die te importeren dan wordt dat nog beduidend minder. Ammoniakproductie maakt circa 80% uit van de grondslag van de RFNBO-lidstaatverplichting van Nederland voor de industrie. In het geval dat de beide stikstof-kunstmestproducenten in Nederland besluiten om in plaats van de benodigde ammoniak zelf te produceren in Nederland (een deel van) die ammoniak te importeren, dan telt dat in de RED-regels niet meer mee in de grondslag van waterstofgebruik in Nederland. In dat geval wordt de noemer van de lidstaatverplichting lager. En stel dat het gaat om import van 'groene' ammoniak die voldoet aan de eisen van een RFNBO, dan telt dat mee in de teller van de lidstaatverplichting. Import van groene ammoniak en gebruik daarvan ter vervanging van de huidige grijze ammoniakproductie uit waterstof uit aardgas werkt daarmee dubbelop: het verlaagt de grondslag van de RFNBO-lidstaatverplichting, en het telt mee in de realisatie ervan.

Het tekstkader laat zien dat er sprake is van voortschrijdend inzicht bij de hoogte van de kwantitatieve doelen in een bepaald peiljaar, zoals in 2030. Voor een bepaling van de policy gap is het relevanter om te bezien in hoeverre het huidige beleid toereikend is voor de verschillende transitiestappen om de gehele waterstofeconomie op te bouwen in meer kwalitatieve zin. Die analyse per transitiestap is gevisualiseerd in Figuur 11 en is toegelicht in Tabel 5. Alle transitiestappen zijn nodig voor een goed functionerend geheel.

Figuur 11 – Vergelijking van benodigde transitiestappen en huidig beleid



Tabel 5 – Vergelijking van benodigde transitiestappen en huidig beleid

Transitiestap	Is huidig beleid afdoende?
Creëren van investeringszekerheid	
Zekerheid creëren over afname	Nee. Er is bij aanbieders nu te veel onzekerheid over het omvangvolume van de vraag en over de prijs die afnemers willen betalen. Belangrijk onderdeel daarin is de onzekerheid over bestaande ammoniakproductie die is gecreëerd in de RED door de uitzonderingsmogelijkheden en doordat als vorm een lidstaatverplichting is gekozen, en door de mogelijkheid van import van groene, blauwe en grijze ammoniak en de doorwerking daarvan in de lidstaatverplichting. Ook bij blauwe waterstof is er onzekerheid over de vraag. De onzekerheden maken dat investeringsbeslissingen in productie en in import worden uitgesteld.

Transitiestap	Is huidig beleid afdoende?
Wegnemen van de onrendabele top	Nee. De productiekosten van lokale groene waterstof zijn te hoog, de betalingsbereidheid is te laag, en productie- en vraagsubsidies zijn onvoldoende om de onrendabele top te overbruggen (zie het tekstkader hierboven). Hierdoor worden geen FID's genomen, waardoor geen leereffecten optreden. De elektriciteitsnettarieven dragen bij aan hoge kostprijzen van lokale productie van groene waterstof.
Doorbreken van kip-en-eiprobleem van realisatie van waterstofaanbod en -vraag	Nee. De kern hiervan is dat er nog helemaal geen marktketen is voor groene of blauwe waterstof. Er moet een markt worden opgebouwd waarbij alle spelers (producenten, afnemers, infrastructuur, overheid als vormgever van de markt) tegelijkertijd de stap vooruit moeten zetten, echter zonder marktafspraken te mogen maken.
Derisken van investeringen	Nee. De onzekerheden zijn zowel voor producenten (Hoe groot is de vraag? Wat willen afnemers betalen?) als voor afnemers (Is er wel voldoende aanbod? Is dat aanbod voldoende zeker? Wat is een realistische prijsontwikkeling op de markten?) groot. Daarnaast zijn er risico's voor het verkrijgen van een netaansluiting voor elektrolyzers, stikstofproblematiek, onzekerheden over toekomstige nettatarieven voor gebruik van het landelijk waterstofnetwerk, en de prijs van een netaansluiting voor elektriciteit in vergelijking met concurrenten in Duitsland en België.
Mitigeren van risico's op het gebied van het waterstofnet	
Beperken volloopprijs voor netbeheerder	Deels. Gasunie heeft een opdracht van de staat om een waterstoftransportsysteem met een capaciteit van 4 GW te realiseren. Daarbij zijn afspraken gemaakt over de tarieven voor de afnemers. In februari 2025 is bekendgemaakt dat die investeringen circa € 3,8 miljard zullen worden in plaats van de eerder aangenomen € 1,5 miljard. Wat dat precies betekent voor de transporttarieven is nog niet bekend. Gasunie moet de kosten terugverdienen vanuit de transporttarieven. Mogelijk neemt de staat een deel voor haar rekening (de aandeelhouder van Gasunie). Minder transport dan gepland (het 'volloopprijs') kan uiteindelijk leiden tot een ophoging van de transporttarieven.
Snelle realisatie van aansluitingen op waterstofnet	Nee. De huidige aansluitvoorwaarden van Gasunie voor het aansluiten van individuele bedrijven zijn streng, waardoor individuele bedrijven zich moeilijk kunnen committeren aan aansluitingen.
Betaalbaar houden van waterstofnettatarieven	Deels. Zie de toelichting bij het punt hierboven.
Opbouwen van fysieke waterstofketen	
Infrastructuur voor import en doorvoer van waterstof(dragers)	Deels. Zie de toelichting bij het punt bij 'volloopprijs'. Er is opdracht gegeven voor realisatie van het waterstoftransportsysteem, dat ook aftakkingen krijgt naar Duitsland en België, en voor de Delta Rhine Corridor tussen Rotterdam en het Duitse achterland. Beide projecten zijn in uitvoering, maar lopen wel vertraging op ten opzichte van eerder afgegeven ramingen. Importketens van waterstof(dragers) moeten nog worden ontwikkeld door de markt. Duitsland en Nederland trekken samen op in een gezamenlijke (tender)regeling om de import naar Noordwest-Europa op gang te brengen. Daarnaast heeft Nederland memoranda of understanding (MOU's) afgesloten met tal van exportlanden. Veel groenewaterstofprojecten wereldwijd zijn echter vertraagd. Importterminals en krakers zijn bij de opstart risicovolle investeringen, omdat deze toegankelijk moeten worden voor alle marktpartijen (open access).
Ondergrondse opslag van waterstof	Ja. Aan de realisatie wordt door Gasunie gewerkt (project HyStock, bij Zuidwending). Dit verloopt wel trager dan voorzien.

Transitiestap	Is huidig beleid afdoende?
Landelijk waterstofnetwerk	Ja, maar. Zie de toelichting bij het punt 'infrastructuur voor import en doorvoer'
Elektrolysecapaciteit	Nee. Er is onvoldoende zekerheid over groenewaterstofvraag en de onrendabele top wordt onvoldoende afgedekt, waardoor FID's worden uitgesteld. Slechts bij twee elektrolyzers (beide van 200 MW) is een FID genomen.
Productiecapaciteit blauwe waterstof	Deels. Er zijn subsidieregelingen voor CCS bij bestaande installaties waar partijen gebruik van maken. Echter, marktpartijen geven aan dat de businesscase voor bestaande installaties nog lastig is en subsidies voor nieuwe installaties nog onvoldoende zijn. Vanuit het ministerie is een werkgroep bezig met beleid rond low carbon hydrogen.
Waterstofgebruikende installaties	Ja. In de opstartfase worden groene en blauwe waterstof vooral toegepast in sectoren en installaties die momenteel al waterstof gebruiken.
Opbouwen van waterstofmarkt	
Realisatie waterstofbeurs	Ja, maar. De realisatie is voortvarend ter hand genomen, er is echter wel een markt nodig en die is er nog niet.
Realisatie certificerings-systeem voor blauwe/groene waterstof(dragers)	Ja.
Kennisopbouw	
Ervaring opdoen met nieuwe waterstoftechnieken	Gedeeltelijk. Er lopen bijvoorbeeld een innovatieprogramma voor ontwikkeling van waterstofproductie op zee en pilots van de toepassing van waterstof in de gebouwde omgeving. Subsidiebudget hiervoor staat wel onder druk.

Conclusie

De korte analyses per onderdeel in Tabel 5 en het overzicht van beleidsinstrumenten in Paragraaf 6.1.1 en Bijlage B tonen dat er weliswaar veel beleid en beleidsinstrumenten zijn gerealiseerd of in voorbereiding zijn, maar dat het nog onvoldoende is om een volwassen klimaatneutrale waterstofeconomie te realiseren. Dat omvat vrijwel alle onderdelen daarvan, en dat is ook niet verwonderlijk omdat al die onderdelen nauw samenhangen.

Voordat we ingaan op mogelijke oplossingen is het van belang na te gaan of er onderliggende oorzaken zijn. Die onderliggende oorzaken zien we in de Europese drivers achter het Nederlandse beleidsinstrumentarium en in tegenvallers c.q. wellicht te optimistische aannames bij aanvang. Op hoofdlijnen gaat het om de volgende punten:

- De lidstaatverplichting voor RFNBO-gebruik in de waterstofgebruikende industrie kent een belangrijke weeffout. Deze verplichting is ingezet naar model van de verplichtingen duurzame energie in de brandstofmarkten. Dat zijn echter vooral nationale markten. Bij de waterstofgebruikende industrie gaat het daarentegen om markten waarop over grenzen heen wordt geconcentreerd, ook met partijen van buiten de EU. Door de vrijheden die een lidstaat heeft om de lidstaatverplichting in

te vullen met beleidsmaatregelen, ontstaan er verschillen die vervolgens voor onzekerheid zorgen om investeringsbeslissingen te nemen.

- De lidstaatverplichting bevat twee grote uitzonderingen bij de ammoniakproductie:
 - Geïmporteerde ammoniak telt niet mee in de grondslag van de lidstaat voor de verplichting;
 - De Europese Commissie heeft in een statement bij de RED gemeld dat er uitzonderingen kunnen gelden voor bestaande ammoniakproductie, echter nog zonder daarvoor criteria te bepalen.

Omdat ammoniakproductie in Nederland ruim 80% uitmaakt van de grondslag voor de lidstaatverplichting, levert dit een zeer grote onzekerheid op over het daadwerkelijke vraagvolume naar groene waterstof.

- De kostprijs van groene waterstof in Nederland is veel hoger dan verwacht. Eerdere prognoses kwamen uit op enkele euro's per kilogram waterstof, terwijl een opstelling van TNO in een studie uit 2024 uitkomt op een huidige kostprijs van € 12-14 per kilogram (TNO, 2024).⁴³ Zo zijn de CAPEX-kosten van de elektrolyser flink gestegen ten opzichte van eerdere ramingen, zijn de kosten voor aansluiting op en gebruik van het elektriciteitsnet toegenomen, en is er onzekerheid over de toekomstige kosten van gebruik van het waterstoftransportnetwerk.⁴⁴ Dit maakt dat veel meer subsidiebudget nodig is om de kostprijsverschillen tussen grijze en groene waterstof te overbruggen. Het maakt ook dat – daar waar de RED inzet op realisatie van een groenewaterstofvoorziening (RFNBO) in hoog tempo – de markten nu vragen om een opbouwpad met inzet van blauwe waterstof (dat lagere kosten heeft dan groene waterstof). De RED laat hier echter weinig ruimte voor en daardoor er is ook nog weinig specifiek beleid op geformuleerd.
- De tijdpaden lopen achter op eerdere verwachtingen, onder meer door vertraging bij de aanleg van het waterstofnetwerk, netcongestie op het elektriciteitsnetwerk en obstakels bij projectrealisatie als gevolg van stikstofproblematiek.
- Tot slot gaat het opbouwen van een volledig nieuwe markketen (van productie en infrastructuur tot afname) gepaard met hoge kosten en hoge kapitaalinvesteringen. Dit vergt dat overheid en marktpartijen de handen ineen slaan en afspraken maken, zodat er duidelijkheid is en risico's worden geminimaliseerd. Dat is echter niet mogelijk in een markteconomie.

Een hoofdbestanddeel van de geïdentificeerde policy gap is dat er gebrek is aan zekerheid over de vraag. Dat betreft zowel het volume als de prijs die afnemers bereid zijn te betalen.

⁴³ Marktpartijen hebben aangegeven dat deze inschatting te hoog is.

⁴⁴ Dit komt deels doordat de aardgasvoorziening radicaal is veranderd sinds het wegvallen van Rusland als aardgasleverancier via pijpleidingen. Die rol is overgenomen door de LNG-terminals, waardoor de aardgasstromen zijn gewijzigd. Hierdoor kunnen minder bestaande transportleidingen worden omgezet voor waterstoftransport. Dit leidt tot vertraging en tot hogere kosten, wat vooraf niet was voorzien.

De policy gap geldt voor beide geschetste transitiepaden: voor beide paden is aanvullend beleid nodig om de opbouw van groene- en blauwwaterstofaanbod en -vraag op gang te brengen. Het verschil in oplooppad tot 2035 tussen beide transitiepaden is hier minder relevant. Wel brengt de inzet op het transitiepad Late Sprint risico's op hogere transitiekosten en kosten van klimaatimpacts met zich mee, zoals beschreven in Paragraaf 5.1.3.

6.2 Het speelveld: markt en overheid

De hiervoor geïdentificeerde policy gap moet overbrugd worden in het speelveld waar zowel markt als overheid en overheidsgerelateerde partijen een rol spelen. Daar komt bij dat het Nederlandse speelveld sterk beïnvloed wordt door de Europese, en deels ook door de mondiale arena. Hieronder benoemen we kort de belangrijkste spelers en hun rollen:

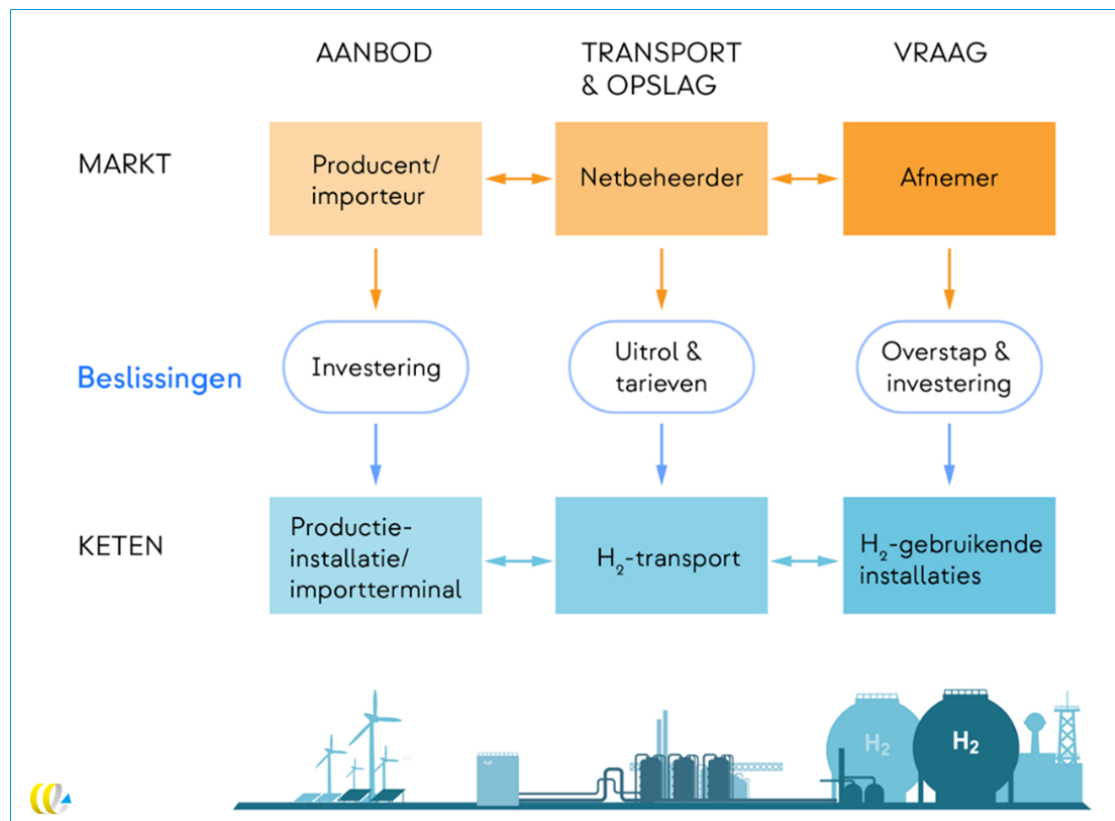
- **Nationale overheid:** kan (samen met de EU) via normen een markt creëren; ondersteunt financieel via subsidies en derisking; faciliteert de ontwikkeling van een waterstoftransportnet en -opslag en van CCS-infrastructuur; stelt randvoorwaarden, bijvoorbeeld op het gebied van veiligheid.
- **EU:** stelt normen in (bijvoorbeeld via de RED) die door nationale overheden moeten worden geïmplementeerd; is ook verantwoordelijk voor beleid dat bepaalt wanneer waterstof als groen mag gelden en voor markregels voor de Europese interne markt; formuleert bredere beleidsdoelstellingen die richting kunnen geven (bijvoorbeeld in de Waterstofstrategie); ondersteunt innovatieve technologieën (bijvoorbeeld via het Innovation Fund).
- **Netbeheerders:** Hynetwork, dochterbedrijf van Gasunie, is de beheerder van Waterstofnetwerk Nederland en realiseert het nationale waterstofnetwerk. Vanaf uiterlijk 2033 zal de ACM de nettarieven voor waterstof gaan vaststellen. Tot uiterlijk 2033 is een tarief vastgesteld in overeenstemming met het ministerie van KGG (ACM, 2025). Met dit tarief worden de aanloopverliezen gedekt.⁴⁵ Hynetwork is ook aangewezen als toekomstig beheerder van het waterstofnet op zee. Er zijn nog geen beheerders toegewezen voor toekomstige regionale waterstofnetten. De elektriciteitsnetbeheerders zijn verantwoordelijk voor het aansluiten van elektrolyzers en bepalen aansluitkosten en elektriciteitsnettarieven.
- **Markt:** creëert vraag en aanbod van waterstof en brengt dit bij elkaar; bepaalt de prijs waarvoor waterstof wordt geïmporteerd, verkocht en aangekocht en indirect daarmee ook investeringsbeslissingen van de marktpartijen.

Het speelveld wordt vervolgens bepaald door deze partijen en hun onderlinge interacties. Dit is visueel weergegeven in Figuur 12. Aan de aanbodzijde moet een producent of importeur beslissen of het een bepaalde investering doet in een productiefaciliteit of een

⁴⁵ Het waterstofnetwerk wordt aangelegd 'voor de markt uit', waardoor er aanloopverliezen zijn bij de ontwikkeling van dit netwerk. Gasunie heeft middels een Dienst van Algemeen Economisch Belang (DAEB) een overeenkomst met het ministerie van KGG gesloten over het nettatarief waarmee de volloopprijs worden gedekt.

importterminal. Aan de vraagzijde bepaalt een potentiële afnemer of hij de overstap naar waterstof wil wagen en de daarvoor benodigde installaties kan realiseren. Letterlijk tussen vraag en aanbod in bevindt zich het transport en de opslag van waterstof, waarvoor de aanbieder (de netbeheerder) moet beslissen tegen welke voorwaarden hij het kan ontwikkelen.

Figuur 12 – Het speelveld: actoren, ketenonderdelen en beslissingen



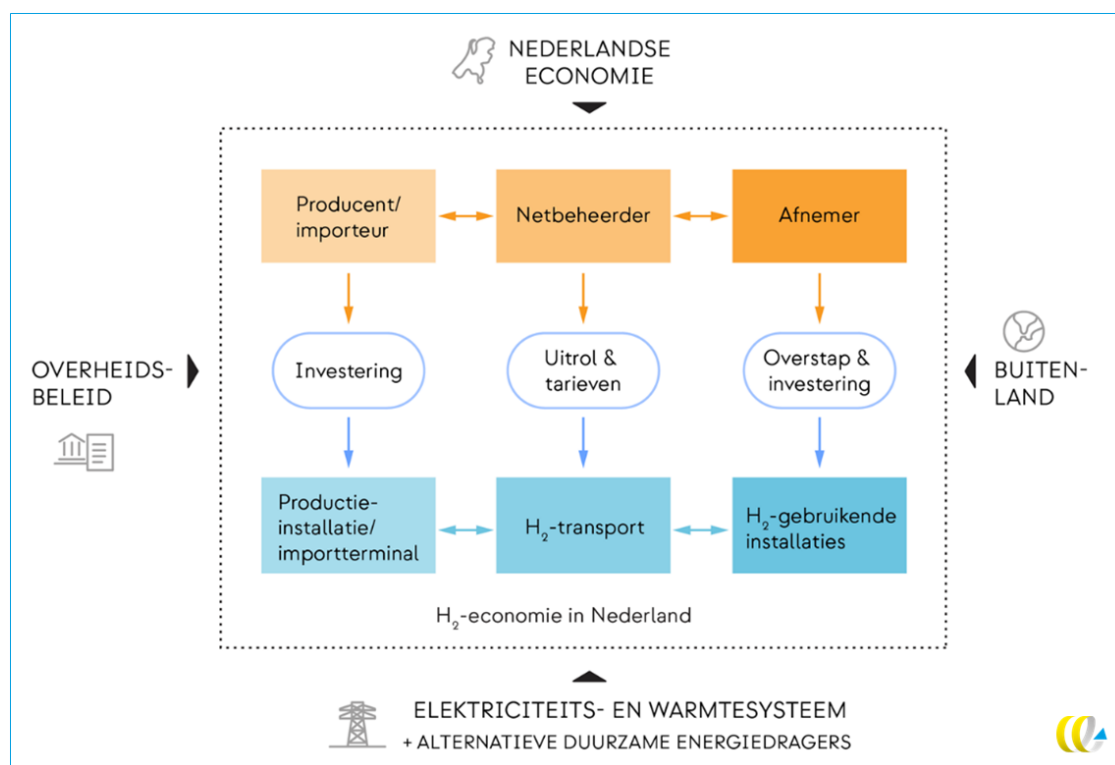
De beslissingen van alle drie de genoemde partijen zijn in hoge mate van elkaar afhankelijk: de producent gaat alleen produceren als hij zekerheid heeft over voldoende vraag, terwijl de afnemer juist pas wil investeren als hij zekerheid heeft over voldoende betaalbaar aanbod. Beide partijen willen niet teveel geld kwijt zijn aan het transport van waterstof, terwijl de netbeheerder de nettarieven juist kan verlagen naarmate het aantal aansluitingen groter is. Op deze manier bestaat het risico dat alle partijen op elkaar wachten, en niemand de eerste stap durft te zetten, zodat de marktontwikkeling niet van de grond komt. Dit is het spreekwoordelijke kip-en-eiprobleem van de waterstofmarkt. Dit probleem wordt verergerd naarmate de *onzekerheden* over kosten en tarieven groter zijn.

Een marktpartij is dan niet in staat een onderbouwde investeringsbeslissing te nemen, waardoor er geen andere optie is dan deze beslissing uit te stellen. De Nederlandse waterstofmarkt bevindt zich op dit moment ferm in een kip-en-eisituatie, wat geïllustreerd wordt door het grote aantal uit- of afgestelde investeringsbeslissingen van de laatste tijd.

De kip-en-eisituatie geldt met name tussen vraag en aanbod, maar het transport speelt hier dus ook een rol in. Er is hier sprake van een zelfversterkende feedbackloop: als de vraag naar waterstoftransport lager wordt, zijn er minder aansluitingen, waardoor de net-tarieven per aansluiting hoger worden, waardoor het aantal aansluitingen nog verder daalt. Hoewel de beheerder van het waterstofnetwerk (Hynetwork) volledig in handen is van de staat (via moederbedrijf Gasunie), mag deze niet zomaar waterstoftransport aanbieden tegen een veel lagere prijs dan de kostprijs. Ondanks de betrokkenheid van de overheid kan deze de markt via deze weg dus niet lostrekken.

Het is verder van belang om te beseffen dat de onzekerheden waar marktpartijen last van hebben, niet alleen direct op de prijs en het aanbod van waterstof zelf betrekking hebben. Hogere energie- en materiaalkosten hebben de businesscase voor de industrie de laatste jaren over de hele linie moeilijker gemaakt. Geopolitieke ontwikkelingen zorgen voor brede onzekerheid op het gebied van internationale handel, stabiliteit van (klimaat)beleid en veiligheid. Al deze onzekerheden bemoeilijken het maken van een investeringsbeslissing. In Figuur 1313 zijn de verschillende externe invloeden op het speelveld geïllustreerd.

Figuur 13 – Invloed van beleid en omgeving op het speelveld



Om het kip-en-eiprobleem te doorbreken en de bestaande onzekerheden te mitigeren, is aanvullend beleid van de overheid nodig. Zonder dit aanvullende beleid is het onwaarschijnlijk dat de waterstofeconomie in Nederland vanzelf op gang komt. Gezien de ambities van de overheid en de klimaatdoelstellingen waar Nederland aan gebonden is, is dit ook in het belang van de overheid zelf. De waterstofbranche biedt hierbij een uitgestoken hand om te identificeren waar aanvullende actie van de overheid nodig en gewenst is.

Een element dat de kip-en-eiproblematiek nog verder compliceert is de tijdsdimensie. Veel projecten, zowel geïnitieerd door marktpartijen als door de netbeheerder, hebben een lange doorlooptijd. Dit heeft te maken met bijvoorbeeld vergunningstrajecten, personeelstekorten en beleidsontwikkeling. Dat betekent dat zelfs als een investeringsbeslissing genomen is, er nog jaren overheen kunnen gaan voordat de investering ook gerealiseerd is. Omdat veel elementen in de transitie op elkaar voortbouwen, kan vertraging in het ene proces of project de ontwikkeling van volgende stappen ook weer vertragen, wat elders weer voor nieuwe onzekerheid kan zorgen. Daarom is het belangrijk dat de noodzakelijke actie ook tijdig genomen wordt. Figuur 14 laat zien dat de *policy window* juist ligt in de opstartfase van de markt, aan het begin van de S-curve.

Figuur 14 – De ‘policy window’ voor transitiestappen in de waterstoftransitie, gegeven doorlooptijden van ketenonderdelen en beleid



Als eenmaal een kantelpunt is bereikt, kan de markt uit zichzelf groeien en is veel minder overheidsbemoeienis nodig. Maar om zo ver te komen hebben partijen voldoende investeringszekerheid nodig, en is het aan de overheid om die via gericht beleid te realiseren, door onzekerheden weg te nemen en risico's te reduceren. In de volgende paragraaf gaan we in op welke concrete beleidsmaatregelen de overheid hiervoor zou moeten nemen.

6.3 Beleidsmaatregelen

6.3.1 Maatregelen en effecten

Om de policy gap tussen het huidige beleid en de benodigde transitiestappen te overbruggen, zijn aanvullende beleidsmaatregelen nodig. We hebben per transitiestap een of meerdere maatregelen geïdentificeerd die kunnen bijdragen aan de realisatie van de transitiestap. In Tabel 6 zijn deze maatregelen weergegeven, tezamen met een indicatie van het potentiële effect van de maatregelen. In Paragraaf 6.3.2 gaan we in op de impact van het geheel aan beleidsmaatregelen op de waterstoftransitie.

Tabel 6 – Transitiestappen en aanvullende beleidsmaatregelen

Transitiestap	Beleidsmaatregel	Potentieel effect
Creëren van investeringszekerheid		
Zekerheid creëren over afname	Nederlandse doorvertaling RFNBO-verplichting industrie	Leidt tot een zekere vraag naar groene waterstof in de industrie, <i>als beleidsdetails duidelijk en stabiel zijn</i> .
	REDIII-implementatie vervoer	RFNBO-normen die doorlopen en oplopen na 2030 creëren een langetermijnvraag waar partijen op kunnen investeren.
	Verscherping bijmengverplichting gascentrales	Kan leiden tot een hogere en zekerdere vraag vanuit gascentrales. Mogelijk toegespitst op blauwe waterstof.
	Bijmengverplichting groene (waterstof)moleculen in producten (vraagcreatie)	Creëert in potentie een vraag in veel industrietakken, waarbij de meerkosten van groene H ₂ tot beperkte verhoging van productprijzen leidt.
	Faciliteren realisatie bioraffinaderijen	Bijvoorbeeld via vestigingsbeleid. Leidt tot extra vraag naar (groene) waterstof voor biobrandstofproductie.
	Versnelling realisatie waterstofleidingen naar buitenland	Grote vraagvolumes in buitenlandse industriecluster (maar dan geen inzet in Nederland).
	Bijmengverplichting groene waterstof in ETS2-sectoren	Evt. in combinatie met verhoging toegestaan bijmengpercentage waterstof. Afzetmarkt met hoge betalingsbereidheid voor groene waterstof kan helpen om groenewaterstofmarkt op te bouwen.

Transitiestap	Beleidsmaatregel	Potentieel effect
Wegnemen van de onrendabele top	<i>Vraagverplichtingen, productie- en vraagsubsidies, korting elektrolyzers op nettarieven</i>	
Doorbreken van kip-en-eiprobleem van realisatie van waterstofaanbod en -vraag	Opstellen van concreet waterstofprogramma	Een waterstofprogramma met concreet, samenhangend beleid om zowel H ₂ -vraag als aanbod te stimuleren, kan ertoe bijdragen dat marktpartijen niet meer op elkaar blijven wachten.
	Subsidies voor meerdere schakels in waterstofketen	Verstrekken van een subsidie aan samenwerkende partijen in de keten reduceert risico van bottleneck in H ₂ -keten. Voorbeeld: SWIM-subsidie voor tankstation plus vrachtwagens.
Derisken van investeringen	Marktopbouw tender (gecombineerde tender wind op zee en elektrolyser)	Dit zorgt voor een gekoppelde ontwikkeling van windpark en elektrolyser, met levering van hernieuwbare elektriciteit tegen een afgesproken prijs.
Mitigeren van risico's op het gebied van waterstofnet		
Beperken volloopprijs voor netbeheerder	Uitrol afstemmen op transportbehoefte	Dit zorgt ervoor dat het volloopprijs van Waterstofnetwerk Nederland en waterstofnettarieven niet onnodig hoog worden. Wel moet het netwerk op tijd gereed zijn om in de transportbehoefte te voorzien, zodat dit de opbouw van de H ₂ -markt niet belemmert.
	Faciliteren nieuwe blauwe waterstof	Leidt tot grotere transportvolumes in het waterstofnetwerk, waardoor aanlegkosten gemakkelijker kunnen worden terugverdiend.
Snelle realisatie van aansluitingen op waterstofnet	Wettelijk kader voor toegang tot infrastructuur	Moet leiden tot duidelijke aansluitvoorwaarden en -kosten.
Betaalbaar houden van waterstofnettarieven	Tijdige vaststelling van tariefstructuur	Voorkomt onzekerheid over waterstofnettarieven.
	Intertemporele kosten-toerekening	Verlaagt waterstofnettarieven door netinvesteringskosten uit te smeren over een langere periode.
	Subsidie aan Hynetwork	Verlaagt netinvesteringskosten en daarmee de waterstofnettarieven.
	Garantstellingen op leningen	Verlaagt de kapitaalkosten voor netinvestering.
Opbouwen van fysieke waterstofketen		
Infrastructuur voor import en doorvoer van waterstof(dragers)	Reservering ruimte voor infrastructuur voor import en doorvoer	Verkort het ontwikkeltraject van waterstofinfrastructuur.
	Subsidie voor importterminals	Subsidie voor reconversie (zoals ammoniakkrakers) en lokale opslag faciliteert de realisatie van import voor nationale inzet en doorvoer van waterstof(dragers).

Transitiestap	Beleidsmaatregel	Potentieel effect
Opslag van waterstof	Pilot ondergrondse waterstofopslag	Pilot om de laatste stap te zetten in de technologie-ontwikkeling van waterstofopslag in lege gasvelden. (Er is al een pilot voor opslag in zoutcavernes.) Maakt de benodigde technologie gereed voor commerciële toepassing.
	Voorbereiden op ontwikkeling opslaglocaties	Zorgt ervoor dat de lange ontwikkeltrajecten van zoutcavernes (ca. 10 jaar) op tijd kunnen worden opgestart en doorlopen, zodat nationale opslaglocaties voor waterstof beschikbaar zijn wanneer nodig (na 2035).
	Ontwikkeling van standaarden, normen en richtlijnen voor vergunningen en veiligheid	Dekt veiligheidsrisico's af en verlaagt doorlooptijd van realisatie van waterstofopslag.
Landelijk waterstofnetwerk	Voortgang uitrol bewaken	Verkleint vertragingsskansen en onzekerheid over tijdige realisatie van waterstofnet.
	Aanwijzen van regionale netbeheerders waterstof	Neemt onzekerheid weg over marktordening, en reduceert daarmee investeringsrisico voor regionale netbeheerders en andere private investeerders in regionale H ₂ -leidingen.
Elektrolysecapaciteit	Verruimen van regels Delegated Act over RFNBO's	Maakt het gemakkelijker voor elektrolyseroperators om te voldoen aan de eisen voor groenewaterstofproductie. De verruiming moet op EU-niveau gebeuren.
	Locatieafhankelijke nettarieven	Zorgt voor sterkere locatiesturing, efficiëntere benutting van het elektriciteitsnet en betere aansluiting van de tarieven bij de netkosten die elektrolyzers veroorzaken. Kan mogelijk ook netinvesteringskosten reduceren (CE Delft, 2024a). ⁴⁶
	Subsidie elektrolyzers (CAPEX en/of OPEX)	Als met subsidies de onrendabele top van groene waterstof wordt afgedekt, ontstaat een businesscase voor elektrolyzers.
	Locatiebeleid elektrolyzers	Verkort vergunnings- en ontwikkeltraject en verlaagt congestieproblematiek.
	Ambitie ingroepad groene waterstof	Geeft signaal af aan de markt dat beleidsinzet is om een bepaald groeitempo van groenewaterstofproductie en -import te realiseren.

⁴⁶ Momenteel kunnen elektrolyzers en andere netgebruikers van het net van TenneT al een korting op de nettarieven krijgen door middel van een tijdsduurgebonden transportrecht (als dit wordt aangevraagd en toegekend) en het tijdsafhankelijke transporttarief. Hiermee kunnen netgebruikers in totaal een korting van 65% op het transporttarief krijgen (wanneer zij beide kunnen benutten) (Giesbertz, 2025).

Transitiestap	Beleidsmaatregel	Potentieel effect
Productiecapaciteit blauwe waterstof	Ambitie ingroeipad blauwe waterstof	Geeft signaal af aan de markt dat beleidsinzet is om een bepaald groeitempo van blauwewaterstof-productie en -import te realiseren.
	Subsidies blauwe waterstof (CAPEX en/of OPEX)	Dekken een eventuele onrendabele top af (als ETS-prijs niet hoog genoeg is) voor investering in blauwe-waterstofproductie, met onderscheid tussen bestaande SMR, nieuwe reformer en productie uit restgassen.
Waterstofgebruikende installaties	Vraagsubsidies voor overschakeling op waterstofgebruik (CAPEX en/of OPEX)	Dekken een eventuele onrendabele top af van de overschakeling op gebruik van groene of blauwe waterstof.
	Certificaten voor waterstofapparatuur	Bewijzen dat de materialen en apparatuur aan de normen voldoen op het gebied van waterstof. Dit neemt een barrière weg voor overschakeling op waterstofgebruik.
Opbouwen van nationale waterstofmarkt (marktordening)		
Realisatie waterstofbeurs	Opzetten van waterstofbeurs	Verbeterd markttoegang, liquiditeit van volumes en prijstransparantie, verlaagt transactiekosten en handelsrisico's.
Realisatie certificerings-systeem voor blauwe/groene waterstof(dragers)	Optuigen van in- en afboekingsysteem	Betrouwbaar en toegankelijk systeem van monitoring en controle op in- en afboeking van groene en blauwe waterstofcertificaten.
Kennisopbouw		
Ervaring opdoen met nieuwe waterstof-technieken	Waterstofpilots subsidiëren en faciliteren	Zorgt ervoor dat de nodige kennis en ervaring met nieuwe technieken wordt opgedaan. Neemt mogelijke oorzaak vertraging weg en leidt tot beter geïnformeerde transitiekeuzes.
	Inzetten op innovatieve technieken	Concurrentievoordeel op innovatieve technieken ten opzichte van andere landen.
	Uitvoeren van een demonstratieprogramma voor elektrolyse op zee	Tijdig opdoen van kennis over de kosten en baten van elektrolyzers op zee, zodat op (middel)lange termijn het energiesysteem (kosten)efficiënter kan worden ontwikkeld.

Een belangrijke beleidsmaatregel (of eigenlijk meer een beleidsconcept) is **vraagcreatie**: het verplicht stellen van een bepaald aandeel van groene moleculen (al dan niet waterstof) in producten. Daarnaast is de vormgeving van OPEX-subsidies voor waterstofproducenten en -afnemers belangrijk om financiële risico's voldoende te verminderen. Deze maatregelen lichten we toe in de volgende tekstboxen.

Vraagcreatie: niet duwen, maar trekken aan touwtje

Subsidies aan de productiezijde of aan de vraagzijde kunnen vergroening van een marktketen op gang helpen, maar voor investeringsvertrouwen is uiteindelijk een zelfdragende markt nodig. Vraagcreatie is de manier om dat te doen, op het niveau van de eindproducten van een keten. Door een norm te stellen, zoals bijvoorbeeld 'x% 'groen staal' in een auto in een bepaald jaar', kunnen de kosten van de verduurzaming worden verwerkt in de kostprijs voor consumenten, en betalen zij zo voor de geleidelijke verduurzaming van een productketen (de gebruiker betaalt). Het percentage kan immers geleidelijk worden opgeschroefd totdat het uiteindelijk op 100% ligt. Vraagcreatie zorgt voor een *level playing field*, waardoor fabrikanten hun investeringen in duurzame productketens kunnen doen – er is immers een stabiele en toenemende marktvraag-, en die geldt ook voor concurrerende producten die buiten de EU worden geproduceerd en dan worden geïmporteerd. Vraagcreatie is daarmee fundamenteel anders dan bijvoorbeeld de sturing richting klimaat-neutrale *productie*, zoals met het EU ETS, het Europese handelssysteem voor CO₂-emissies. Onder het EU ETS komen de kosten van de verduurzaming bij de grote producenten te liggen in sectoren als de chemie en staal. Ze kunnen die extra kosten alleen doorberekenen aan hun klanten als die bereid zijn daarvoor te betalen. De praktijk wijst uit dat fundamentele investeringen in verduurzaming uitblijven, omdat er te veel onzekerheid is over de vraag naar de producten. Vraagcreatie kan dat oplossen. Een keerzijde is wel dat het op Europees niveau moet, wat ervoor zorgt dat het lang kan duren voordat het geregeld is, en dat het complex is om dergelijke normen uit te werken en in te voeren, met risico op veel overheadkosten. Ook dat zorgt ervoor dat het proces van invoering van vraagcreatie lang kan duren. Een mogelijke tussenweg is om alvast te starten met vrijwillige schema's, waarvan ook geleerd kan worden bij de vormgeving van de uiteindelijke normering.

OPEX-subsidies voor waterstof: verschillende opties

Naast het creëren van een zekere vraag naar waterstof met vraagverplichtingen moet ook de onrendabele top van waterstofproductie worden overbrugd in de transitiefase tot 2035. Dit is met name van belang bij lokale groenewaterstofproductie. De financiële risico's voor elektrolyserontwikkelaars zijn nog te hoog om een FID te nemen. Aan de afnamekant zijn groenewaterstofprijzen nog te hoog om een overstap op groene waterstof te overwegen.

OPEX-subsidies voor waterstof kunnen op verschillende manieren worden ontworpen. Deze opties verschillen in de mate waarin financiële risico's van producenten en afnemers worden afgedekt. Roland Berger presenteert in een whitepaper over de opbouw van een waterstofmarkt in Nederland vier ontwerpopties (Roland Berger, 2022):

- **De overheid als marktmaker:** in deze optie koopt de overheid de waterstof van de producent en verkoopt dit aan afnemers, rekening houdend met productiekosten en betalingsbereidheid. De overheid legt het verschil bij. Hier zijn alle prijsrisico's afgedekt, maar er is geen vrije markt.
- **Feed-in tariff:** de overheid legt een vaste groenewaterstofprijs vast, die moet worden betaald aan producenten, en subsidieert afnemers om dit voor hen betaalbaar te maken.
- **Contract for difference (CfD):** waterstofproducenten ontvangen een subsidie gebaseerd op een 'strike price', waarmee het verschil tussen productiekosten en een marktreferentieprijs wordt afgedekt. De SDE++-regeling is hier een voorbeeld van.
- **Subsidy-free:** Geen overheidssubsidie. Alle prijsrisico's liggen bij de marktpartijen.

Bij de optie 'Contract for difference (CfD)' kan ook nog onderscheid gemaakt worden tussen een eenzijdige CfD en een tweezijdige CfD. Bij een eenzijdige CfD bestaat het risico dat de producent of afnemer te veel subsidie ontvangt; bij een tweezijdige CfD moet subsidie worden terugbetaald als deze niet nodig blijkt. Een tweezijdige CfD is wel ingewikkelder en dus lastiger te implementeren (Trinomics & QuoMare, 2023).

Zolang er nog geen structurele waterstofvraag is en meerkosten van groene of blauwe waterstof nog niet geheel kunnen worden doorberekend aan afnemers, zijn subsidies nodig om de onrendabele top te overbruggen. Het huidige subsidie-instrumentarium is nog niet voldoende gebleken om groene en blauwe waterstofaanbod en -vraag te realiseren. Daarom is het raadzaam om ook te bekijken of – naast stabiele vraagverplichtingen – subsidie-instrumenten nodig zijn met een hogere risico-afdekking voor waterstofproducenten en -afnemers.

Europees beleid

Het bovenstaande overzicht richt zich op nationaal beleid, maar ook het Europese beleidsniveau is relevant voor de waterstoftransitie in Nederland. Bovendien zullen de waterstofketens en het waterstofnetwerk uiteindelijk op Europees niveau met elkaar verbonden raken. Naast aanvullend nationaal beleid is het daarom ook belangrijk dat de Nederlandse overheid zich sterk maakt voor de ontwikkeling van een Europees waterstof-net en voor Europese wet- en regelgeving die de opbouw van de keten ondersteunt. Daaronder valt bijvoorbeeld vraagcreatie (zie het voorgaande tekstkader), herziening van de Gedelegeerde Handeling over de additionaliteit van hernieuwbare elektriciteit voor de productie van waterstof en de toegankelijkheid van Europese subsidies voor waterstof-productie, bijvoorbeeld via het Innovation Fund en de Europese Hydrogen Bank. Deze ontwikkelingen zijn al gaande, maar ook hier is aanvullend beleid nodig om de

waterstoftransitie tijdig te realiseren en de in deze studie genoemde waarden van waterstof te realiseren. De Nederlandse overheid kan via het Europese besluitvormingsproces een bijdrage leveren aan wet- en regelgeving op EU-niveau, maar dit moet niet ten koste gaan van de implementatie van aanvullend beleid op nationaal niveau.

6.3.2 Ingroeipaden blauwe en groene waterstof

Onderdeel van de hierboven genoemde aanvullende beleidsinstrumenten die bijdragen aan de realisatie van de transitiestappen, zijn een ambitie voor een ingroeipad van zowel groene als blauwe waterstof. Een dergelijk ingroeipad is geen verplichting, maar is onderdeel van een langetermijnvisie van de overheid met betrekking tot de waterstoftransitie. Het geeft een signaal af aan de markt dat het kabinet ernaar streeft om een bepaald groeitempo van groene- en blauwewaterstofproductie en -import te realiseren. Er zijn aparte ingroeipaden voor groene en blauwe waterstof, omdat beide nodig zijn in de transitie en hun eigen rol hierin hebben, zoals ook besproken in Paragraaf 5.2. Dit heeft ook te maken met het feit dat de Renewable Energy Directive (RED) specifieke vraagverplichtingen bevat voor RFNBO's, ofwel groene waterstof(dragers), in de waterstofgebruikende industrie en vervoer. Om ook een vraag te creëren voor blauwe waterstof, ligt het voor de hand om te kijken naar vraagverplichtingen voor blauwe waterstof in andere sectoren. De overheid doet dit gedeeltelijk al, getuige de aangekondigde bijmengverplichting van CO₂-vrije brandstof voor gascentrales. Daarnaast zou voor de vraagontwikkeling van blauwe waterstof ook gekeken kunnen worden naar ondersteunend beleid voor toepassing als brandstof voor de industrie (indien de ETS-prijs nog niet hoog genoeg is om blauwe waterstof ter vervanging van aardgas aantrekkelijk te maken).

Zoals geschetst in de visualisatie van de transitiepaden in Paragraaf 5.1, verwachten we dat blauwe waterstof tot 2035 meer zal worden ingezet dan groene waterstof, omdat groenewaterstofverplichtingen nog beperkt zijn, de onrendabele top bij blauwe waterstof kleiner is en hiermee sneller CO₂-reductie kan worden behaald tegen lagere meerkosten. Blauwe waterstof kan de kickstarter zijn voor de waterstofeconomie in Nederland. Tussen 2035 en 2050 zal blauwe waterstof geleidelijk worden vervangen door groene waterstof, rekening houdend met terugverdientijden en levensduur van nieuwe reformers. Dit is ook belangrijk vanwege de systeemrol van groene waterstof in het elektriciteitssysteem. Bij de bepaling van de ingroeipaden moet rekening worden gehouden met de functies die groene en blauwe waterstof hebben gedurende de transitie en moet ook worden aangesloten bij het voorgenomen beleid om groene- en blauwewaterstofvraag en -productie te stimuleren.

6.3.3 Impact op transitie

Om de policy gap tussen huidig beleid en benodigde transitiestappen te overbruggen tussen nu en 2030/2035 is aanvullend beleid nodig. In Tabel 6 in de vorige paragraaf staat een overzicht van beleidsmaatregelen die kunnen bijdragen aan de realisatie van de transitiestappen. Omdat alle transitiestappen nodig zijn om de eerst fase van de opbouw van de waterstofketen en -markt te realiseren, moet voor elke transitiestap passend beleid

worden ontwikkeld en voor veel transitiestappen is huidig beleid nog niet afdoende (zie Paragraaf 6.1). Het totale beleidskader waar de partijen in de waterstofketen mee te maken hebben, moet in samenhang worden vormgegeven. Immers: alle beleidsmaatregelen dragen bij aan het speelveld waarin marktpartijen en netbeheerders opereren (zie Paragraaf 6.2). De onzekerheden en risico's voor deze partijen moeten worden verkleind, zodat investeringsbeslissingen worden genomen die bijdragen aan de waterstoftransitie.

Een kernprobleem dat moeten worden aangepakt is dat van het doorbreken van **het kip-en-eiprobleem** (aanbieders die op afnemers wachten en andersom). Vraagcreatie is een belangrijk element hierin: Dit kan zekerheid geven over de ontwikkeling van een bepaald vraagvolume naar blauwe/groene waterstof, wat voor investeerders aan de aanbodkant een belangrijke beslisfactor is. De tijdige realisatie van waterstofleidingen om waterstof van aanbieders naar vragers te transporteren, en van opslag om ongelijktijdige productie en afname mogelijk te maken, is een harde randvoorwaarde. Het is daarom belangrijk dat de voortgang van de uitrol van het landelijk waterstofnetwerk wordt bewaakt. Echter, op de kortere termijn is de ontwikkeling van regionale waterstofclusters (plus de ontwikkeling van de Delta Rhine Corridor) mogelijk afdoende om waterstofaanbod- en vraag te koppelen. Deze clusters kunnen in een later stadium via waterstofleidingen met elkaar verbonden worden.

Daarnaast moet een **businesscase** voor waterstofproducenten tot stand komen, zodat waterstofproductie wordt opgebouwd (zowel groen als blauw). Subsidies zijn initieel onmisbaar om de hoge onrendabele top van groenewaterstofproductie af te dekken. Daarnaast kan de ontwikkeling van nieuwe blauwe waterstof helpen om het volloopprijs voor Hynetwork te beperken en waterstofnettarieven te reduceren.

Omdat in alle eindbeelden van een klimaatneutraal Nederland in 2050 waterstof een belangrijke rol speelt (zie Paragraaf 2.2), is de ontwikkeling van een waterstofketen hoe dan ook waardevol. Daarom zullen veel transitiestappen ook een laag risico hebben dat de realisatie van deze stappen voor niets zullen zijn. Met andere woorden: de transitiestappen zijn **'low regret'**. Dit geldt voor:

- **Regionale waterstofclusters en -netwerken:** regionale clusters kunnen in de loop der tijd worden verbonden en aansluiten op Waterstofnetwerk Nederland.
- **Waterstofopslag en importterminals:** ook al worden deze niet meteen volledig benut.
- **Blauwe waterstofproductie:** want dit draagt op korte termijn bij aan flinke CO₂-reductie. Nieuwe blauwe waterstof draagt bij aan liquiditeit in de waterstofmarkt.

Blauwe en groene waterstof zijn allebei van waarde om de waterstofmarkt op te starten, maar er is wel gericht beleid nodig voor elk van beide, omdat kostprijzen en uitdagingen verschillen. Voor groene waterstof heeft de EU al specifiek beleid opgesteld in de Renewable Energy Directive, die Nederland heeft doorvertaald in nationale wet- en regelgeving. Dit gaat om inzet in de industrie en in de mobiliteit. Om dit niet in de wielen te rijden, kan beleid gericht op blauwe waterstof worden gericht op andere toepassingen, zoals ook al gebeurt met de bijmengverplichting voor gascentrales. In toepassingen met een hoge betalingsbereidheid is een groenewaterstofverplichting juist interessant, zoals in producten (vraagcreatie), en wellicht de gebouwde omgeving (via een bijmengverplichting voor ETS2-sectoren).

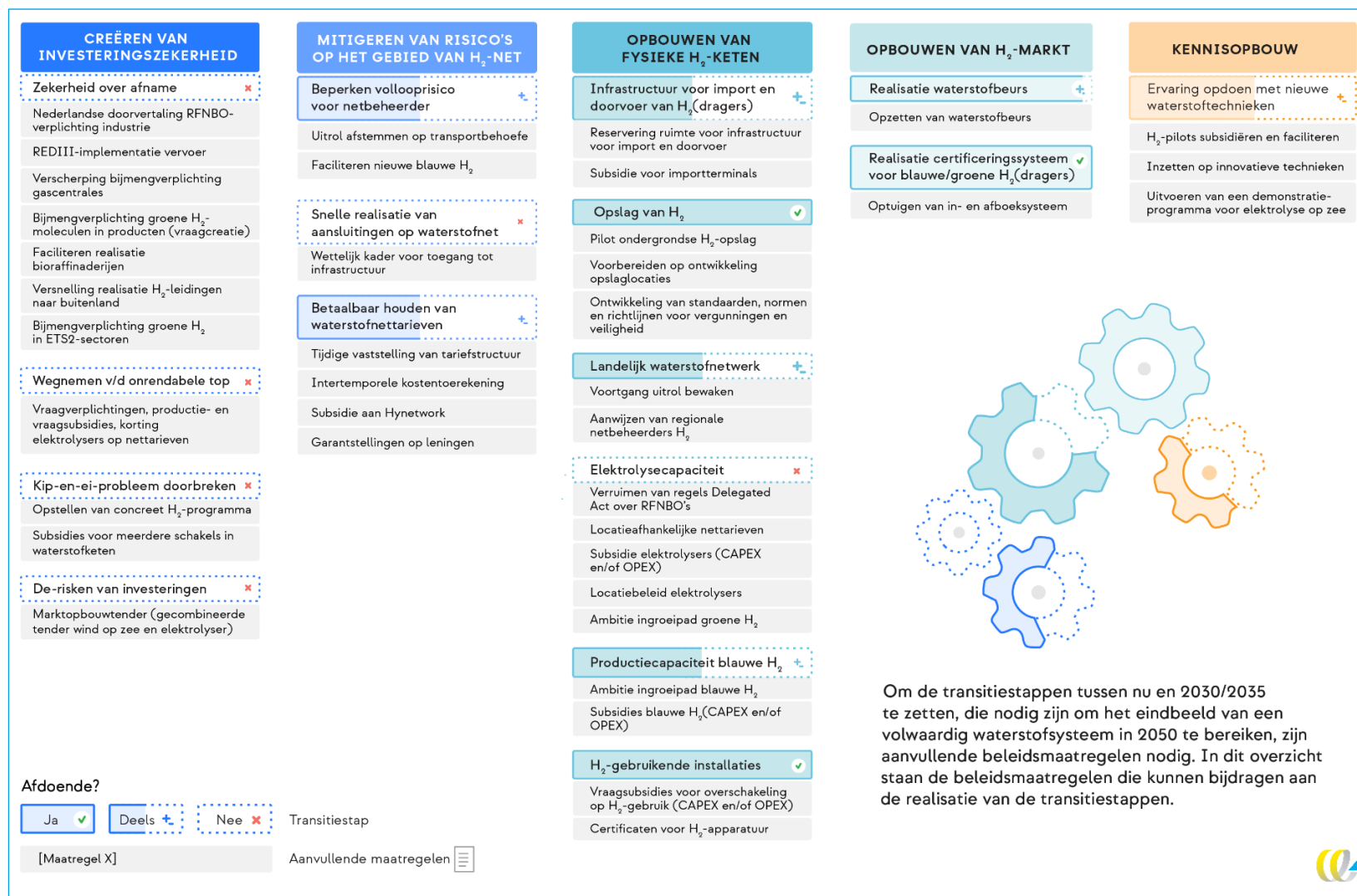
Daarnaast zijn zowel **nationale waterstofproductie** als de **import van waterstof** van waarde om voorzieningszekerheid te creëren, systeemkosten te reduceren en een liquide waterstofmarkt tot stand te brengen.

Een voorbeeld dat laat zien dat nadenken over de **samenhang van beleid** belangrijk is, is het feit dat de RFNBO-verplichting in de industrie tot de perverse prikkel kan leiden dat bedrijven die van aardgas af willen, mogelijk niet investeren in een overstap op blauwe waterstof, omdat ze dan opeens met deze RFNBO-verplichting te maken krijgen. Dergelijke perverse prikkels worden bij voorkeur vermeden of weggenomen door aanpassing van de gedetailleerde beleidsregels.

Verder moet bij het ontwerpen van aanvullend waterstofbeleid rekening worden gehouden met de **behoefte aan langetermijnbeleid**, waarbij duidelijk wordt hoe de verplichtingen na 2030 eruit gaan zien. Omdat waterstofsysteem zich niet al in tien jaar terugverdienen, is zulk langetermijnbeleid nodig om voldoende zekerheid te verkrijgen dat investeringen in deze systemen kunnen worden terugverdiend.

Tot slot: omdat zowel de ontwikkeling van waterstofsysteem als de implementatie van beleid **een doorlooptijd heeft van meerdere jaren**, maar de transitiestappen wel in de periode tot 2030-2035 moeten worden gezet, is het belangrijk om een aanvullend beleidspakket voor de waterstofmarkt zo spoedig mogelijk te ontwerpen en het besluitvormingsproces in te gaan.

Figuur 15 – Beleidsmaatregelen, relatie met transitiestappen en indicatie van mate waarin huidig beleid afdoende is om de transitiestappen voor 2035 te zetten



6.4 Aanvullend beleid voor de waterstoftransitie

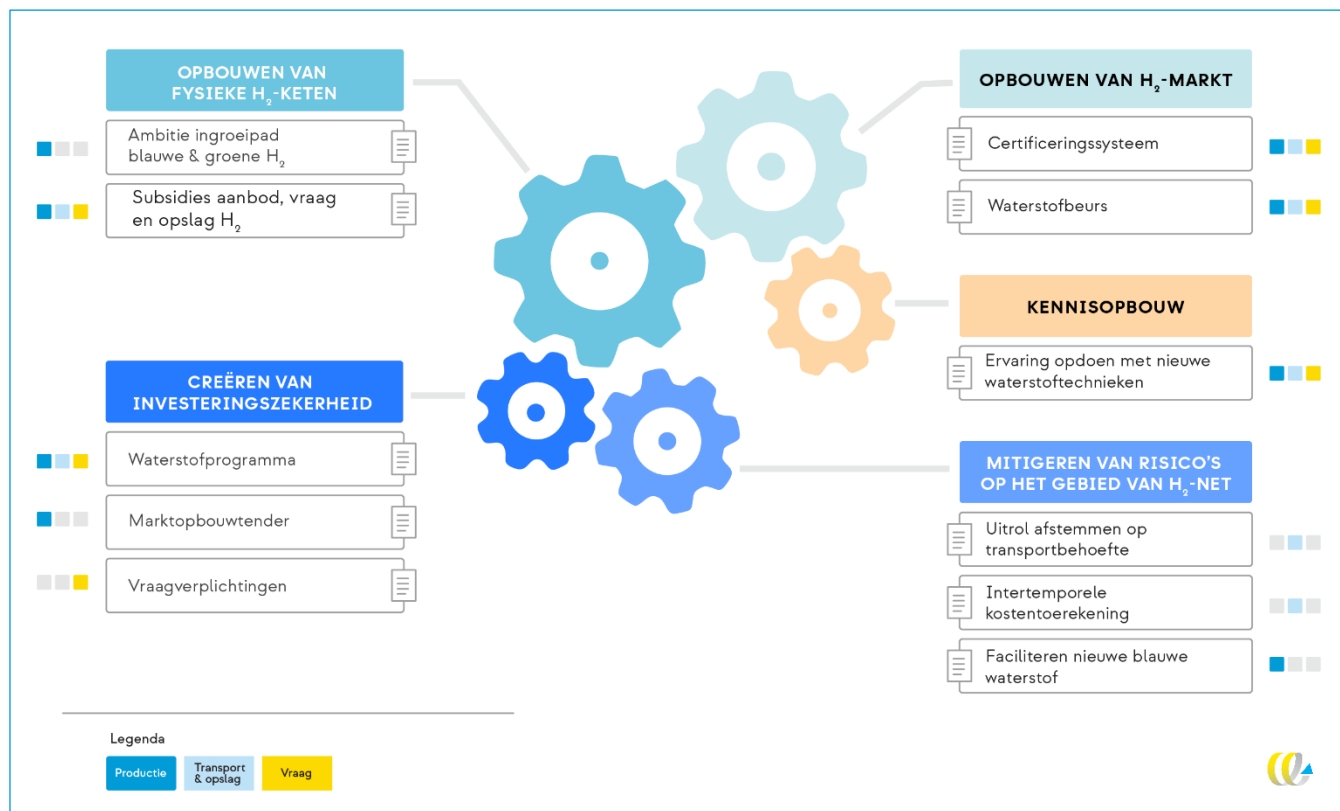
Een veelgebruikt perspectief in energietransitiebeleid is dat vroege keuzes van de overheid kunnen leiden tot ondoelmatige investeringen, waarbij we onszelf vastleggen op systemen die uiteindelijk suboptimaal blijken ('lock-in'). Daarom wordt beleid vaak ook 'technologieneutraal' ingestoken. Echter, voor wat betreft waterstof laat deze studie zien dat waterstof een noodzakelijke bouwsteen is in een klimaatneutraal Nederland in 2050, en dan is waterstofs specifiek beleid de meest effectieve manier om een waterstofketen en -markt op te bouwen. **Hiervoor is regie van het Rijk nodig, waarbij zij een visie van het energiesysteem in 2050 neerlegt en uitstippelt hoe de transitie daarnaartoe eruitziet.**

Voor de transitieuitwerking kan de Routekaart Waterstof van het Nationaal Waterstofprogramma uit 2022 worden bijgewerkt. Zo'n visie helpt om 'low regret'-transitiestappen te zetten die passen in de visie. Keuzes en opbouw op korte termijn zijn nodig om keten en markt tijdig te kunnen realiseren. Dat geldt bijvoorbeeld voor subsidies op kortere termijn. Wanneer transitiestappen kernonderdelen vormen van een waterstofsysteem met een bepaalde minimale noodzakelijke rol in 2050, dan zijn deze stappen uiteindelijk waardevol en dus 'low regret'. Daarnaast creëert een langetermijnvisie, een duidelijk transitietraject, en een daarbij horend stabiel beleidsregime, de benodigde investeringszekerheid voor marktpartijen en netbeheerders. Onderdeel van de visie kan ook zijn om in te zetten op het verkrijgen van een koploperpositie in de productie van bepaalde waterstoftechnieken/-systemen.

In de vorige paragraaf zijn voor de opstartfase tot 2035 aanvullende beleidsinstrumenten gepresenteerd die kunnen bijdragen aan de realisatie van de benodigde transitiestappen. In Figuur 16 is een samenvatting weergegeven van aanvullend beleid dat hierin een grote rol kan spelen. In samenhang met bovengenoemde visie (waterstofprogramma) laat een ingroeipad voor groene en blauwe waterstof zien welk groeitempo van groene- en blauwewaterstofproductie en -import de overheid nastreeft met haar beleid.

Vraagverplichtingen zijn cruciaal om te zorgen dat een behoefte ontstaat voor groene en blauwe waterstof. Bij subsidies voor waterstofproductie en -afname moet bekeken worden welke mate van risicoafdekking nodig is en met welk subsidieontwerp dit effectief en doelmatig kan worden bereikt. Onconventionele maatregelen, zoals een marktopbouw-tender, kunnen helpen om het kip-en-eiprobleem te doorbreken. Bij de stap van regionale waterstofclusters naar een landelijk netwerk en markt helpt het faciliteren van nieuwe blauwe waterstof en waterstofimport en de installatie van een nationale waterstofbeurs om liquiditeit te brengen in de waterstofmarkt en om de infrastructuurkosten te kunnen verspreiden over meer netgebruikers.

Figuur 16 – Samenvatting aanvullend beleid voor realisatie transitiestappen



7 Conclusies en aanbevelingen

7.1 Conclusies

Waterstof is een noodzakelijke bouwsteen in alle eindbeelden van een klimaatneutraal Nederland in 2050, hoewel totaalvolumes en verhoudingen van inzet tussen vraagsectoren en van nationale productie vs. import variëren. In het gekozen eindbeeld in deze studie, 'Pragmatisch Beperkt' van PBL, wordt 16% van de inzet van energiedragers ingenomen door waterstof, ofwel 491 PJ. Daarnaast wordt 677 PJ aan waterstof-equivalenten doorgevoerd. Er wordt in dat eindbeeld voornamelijk groene waterstof gebruikt, dat gedeeltelijk wordt ingevuld door lokale productie en gedeeltelijk met import uit gebieden met goedkope wind- en zonne-energie.

In een klimaatneutraal energiesysteem vervult waterstof in 2050 naar verwachting een structurele rol als energiedrager, grondstof en opslagmedium. De inzet van waterstof maakt tijdsverschuiving van elektriciteitsproductie mogelijk – van momenten met veel opwek naar perioden met hoge vraag – en waterstof is inzetbaar in sectoren zoals industrie, (zwaar) goederenvervoer en luchtvaart. Daarbij levert waterstof een bijdrage aan directe broeikasgasreductie, door fossiele brandstoffen te vervangen waar directe elektrificatie (en/of inzet van biograndstoffen) niet volstaat en/of te duur is. Dat levert een cruciale bijdrage aan het verminderen van restemissies in 2050⁴⁷ en vermindert de vraag naar dure *negatieve emissies* (koolstofverwijdering uit atmosfeer), die vanaf 2030 nodig zullen zijn om *netto-nul broeikasgasuitstoot* vanaf 2050 te realiseren.

Om te komen tot een volledig ontwikkeld waterstofsysteem in 2050, moeten in de transitiefase de waterstofketen en -markt opgebouwd worden. Hiervoor moeten tussen nu en 2030-2035 verschillende transitiestappen worden gerealiseerd met betrekking tot ketenonderdelen, een marktplatform en certificering, het creëren van investeringszekerheid, mitigeren van risico's met betrekking tot het waterstofnet, en kennisopbouw. Echter, we constateren dat het huidige beleid nog niet afdoende is. De waterstofsector wil investeren in waterstofsysteem om die toekomst te helpen realiseren, maar heeft

⁴⁷ In 2050 is in het gekozen eindbeeld sprake van in totaal 12-17 Mton aan restemissies.

aanvullend overheidsbeleid nodig om voldoende zekerheid te hebben dat die investeringen renderen.

Een kernprobleem dat moeten worden aangepakt is dat van het doorbreken van het kip-en-eiprobleem (aanbieders die op afnemers wachten en andersom). Vraagcreatie is een belangrijk element hierin: Dit kan zekerheid geven over de ontwikkeling van een bepaald vraagvolume naar blauwe/groene waterstof. Naast de bestaande RFNBO-verplichtingen in de industrie en mobiliteit moet daarbij ook gedacht worden aan een verplichting van een bepaald aandeel groenewaterstofgebruik in eindproducten. Als er voldoende vraag is, tot en met het eind van de productketens, dan volgt het aanbod in de aanbodketen. Tijdige realisatie van Waterstofnetwerk Nederland is een belangrijke randvoorwaarde voor de opbouw van de markt. Subsidies zijn initieel onmisbaar om de hoge onrendabele top van groenewaterstofproductie af te dekken. Daarnaast kan de ontwikkeling van nieuwe blauwe waterstof helpen om het vollooprisico voor Hynetwork te beperken en waterstof-nettarieven te reduceren.

Veel transitiestappen zijn 'low regret', omdat waterstof een belangrijke rol speelt in een klimaatneutraal Nederland, ongeacht de onzekere ontwikkelingen. Blauwe en groene waterstof zijn allebei van waarde om de waterstofmarkt op te starten, maar er is wel gericht beleid nodig voor elk van beide, omdat kostprijzen en uitdagingen verschillen, en omdat deze niet onnodig onderling zouden moeten concurreren.

De kosten van het waterstoftransitiebeleid moeten niet worden vergeleken met de huidige situatie, maar worden afgezet tegen de baten van een volwaardig waterstofsysteem in 2050. Om deze vergelijking goed te kunnen maken, moet de waterstofinzet vergeleken worden met een klimaatneutraal energie- en grondstoffensysteem in 2050 zonder waterstofsysteem. Alhoewel een transitiepad met een verlate groeispurt van groene waterstof (Late Sprint) minder kosten en inspanningen vergt voor de waterstoftransitie in de fase tot 2035 dan een transitiepad met vroegtijdige stimulering van zowel groene als blauwe waterstof (Vroege Groei), kan dit transitiepad tot hogere kosten op langere termijn leiden en brengt het een groter risico met zich mee op het niet behalen van een klimaatneutraal energie- en grondstoffensysteem in Nederland in 2050.

Tot slot benadrukken we dat het realiseren van de waterstoftransitie rekening houdt met de energietransitie naar een klimaatneutrale Nederlandse economie. De waterstoftransitie mag niet ten koste gaan van verduurzamingstransities van andere onderdelen van het energie- en grondstoffensysteem. Zo is ook een flink groeitempo van wind-op-zee-vermogen belangrijk om de algehele energietransitie te realiseren en om bij te dragen aan energieonafhankelijkheid. Echter, ondanks de aanzienlijke onzekerheidsbandbreedte van een aantal waterstoftoepassingen is een tijdige opbouw van de waterstofketen hoe dan ook noodzakelijk voor een klimaatneutrale economie.

7.2 Aanbevelingen

De waterstofsector wil graag zijn bijdrage leveren aan het realiseren van de energie- en grondstoffentransitie, maar kan dat in het huidige beleidsregime nog niet goed voor elkaar krijgen, omdat de onzekerheden nog te groot zijn. Om de waterstoftransitie tijdig en effectief in te zetten in de periode tot 2035 is stevige regie van het Rijk (en van de EU) nodig, waarbij zij een visie van het energiesysteem in 2050 formuleert, uitstippelt hoe de transitie daarnaartoe eruitziet, inclusief de rol van waterstof, en daar waar nodig ook een trekkende rol vervult en keuzes maakt. Hierdoor ontstaat zekerheid voor marktpartijen om te investeren in het voor de transitie benodigde tempo. Voor de transitieuitwerking kan de Routekaart Waterstof van het Nationaal Waterstofprogramma uit 2022 als uitgangspunt dienen. Als onderdeel hiervan moeten duidelijke keuzes worden gemaakt over de opbouw van de waterstofketen en -markt op de kortere termijn en over het daarvoor benodigde beleid.

Belangrijk aanvullend beleid om de waterstoftransitie tot 2035 tijdig en effectief op te starten, bestaat uit:

- Het formuleren van een **visie** op het waterstofsysteem (waterstofprogramma) als onderdeel van een klimaatneutraal energie- en grondstoffensysteem in Nederland in 2050.
- Een **ingroeipad** voor groene en blauwe waterstof dat laat zien welk groeitempo van groene- en blauwewaterstofproductie en -import de overheid nastreeft met haar beleid om tot dit waterstofsysteem te komen.
- **Vraagverplichtingen** zijn cruciaal om te zorgen dat een vraag ontstaat naar groene en blauwe waterstof in specifieke sectoren. Voor groene waterstof liggen die bij de waterstofgebruikende industrie en de transportsector (volgens uit EU-regelgeving); voor blauwe waterstof kan gekeken worden naar flexibele elektriciteitsproductie en verwarming in de industrie.
- **Subsidies** voor productie, vraag en import van waterstof helpen in de opstartfase om de nu nog aanwezige onrendabele top te overbruggen. Bij OPEX-subsidies voor productie en -afname moet bekeken worden welke mate van risicoafdekking nodig is en met welk subsidieontwerp dit effectief en doelmatig kan worden bereikt.
- **Onconventionele maatregelen die waterstofvraag- en aanbod bij elkaar brengen**, zoals een marktopbouw tender, kunnen helpen om het kip-en-eiprobleem van op elkaar wachtende marktpartijen te doorbreken.
- Bij de stap van regionale waterstofclusters naar een landelijk netwerk en markt helpt **het faciliteren van nieuwe blauwewaterstofproductie en import van waterstof** en de **installatie van een nationale waterstofbeurs** om liquiditeit te brengen in de waterstofmarkt en om de infrastructuurkosten te kunnen verspreiden over meer netgebruikers.

Literatuur

- ACM. (2025). *Marktrapportage waterstoftransporttarieven in perspectief van de waterstofmarkt: Managementsamenvatting*.
- Azzaro et al. (2017). Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H2 Production with NG as Feedstock and Fuel.
- Berenschot, & Kalavasta. (2020). *Uitrolpaden voor het waterstofsysteem van Nederland in 2050*. <https://www.berenschot.nl/media/5hjpefh4/cases-uitrolpaden-waterstofsysteem-eindrapport-mei-2020.pdf>
- Berenschot, & Kalavasta. (2025). *Effecten van systeemkeuzes op investeringen elektriciteitsinfrastructuur*. <https://open.overheid.nl/documenten/e1697682-546b-4fef-b27b-dffea2bac190/file>
- CBS. (2024). *Gas consumption in the Netherlands declines again*. Centraal Bureau voor de Statistiek. <https://www.cbs.nl/en-gb/news/2024/07/gas-consumption-in-the-netherlands-declines-again>
- CBS. (2025). *No change in natural gas consumption in 2024*. Centraal Bureau voor de Statistiek. <https://www.cbs.nl/en-gb/news/2025/07/no-change-in-natural-gas-consumption-in-2024>
- CE Delft. (2021). *Werk door investeringen in groene waterstof. Update en uitbreiding*. <https://ce.nl/publicaties/werk-door-investeringen-in-groene-waterstof-update-en-uitbreiding/>
- CE Delft. (2024a). *Elektrolyzers, nettarieven en het elektriciteitssysteem*. <https://ce.nl/publicaties/elektrolyzers-nettarieven-en-het-elektriciteitssysteem/>
- CE Delft. (2024b). *Impactanalyse Klimaatplan 2025 - 2035*. <https://cedelft.sharepoint.com/sites/240285/Intern/Forms/AllItems.aspx?id=%2Fsites%2F240285%2FIntern%2F5%2E%20Definitieve%20Producten%2FCE%5FDelft%5F240285%5FImpactanalyse%5FKlimaatplan%5F2025%2D2035%5Fdef%2Epdf&parent=%2Fsites%2F240285%2FIntern%2F5%2E%20Definitieve%20Producten>
- CE Delft. (2024c). *Systeemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040*. https://ce.nl/wp-content/uploads/2024/03/CE_Delft_220488_Startanalyse_Systeemintegratie_PVAWOZ_inclusief_bijlagen_DEF.pdf
- CE Delft, & Royal HaskoningDHV. (2020). *Bio-Scope : Toepassingen en beschikbaarheid van duurzame biomassa*. <https://ce.nl/publicaties/bio-scope-toepassingen-en-beschikbaarheid-van-duurzame-biomassa/>
- CE Delft, & Witteveen+Bos. (2024). *Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO2-vrij elektriciteitssysteem*. <https://ce.nl/publicaties/elektriciteitsmix-en-marktdynamiek-in-2035-co2-vrij-elektriciteitssysteem/>
- CSO. (2023). *Energy: A Value Chain Analysis 2020*. https://www.cso.ie/en/releasesandpublications/fp/fp-evca/energyavaluechainanalysis2020/productivity/?utm_source=chatgpt.com
- Deloitte. (2025). *Mobilizing consumer demand for green hydrogen-based products*. [file:///C:/Users/MKh/Downloads/Deloitte%20\(2025\)%20-%20mobilizing-consumer-demand-for-green-hydrogen-based-products.pdf](file:///C:/Users/MKh/Downloads/Deloitte%20(2025)%20-%20mobilizing-consumer-demand-for-green-hydrogen-based-products.pdf)
- European Union. (2023). *Regulation (EU) 2023/2405 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 on ensuring a level playing field for sustainable air transport (ReFuelEU Aviation)*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/2405/oj>

- FME, & TNO. (2020). *Elektrolyzers : kansen voor de Nederlandse maakindustrie*.
- Fraunhofer ISI. (2024). *Direct electrification of industrial process heat. An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU. Study on behalf of Agora Industry*. https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projects/2023/2023-20_IND_Electrification_Industrial_Heat/A-IND_329_04_Electrification_Industrial_Heat_WEB.pdf
- Geroski, P. A. (2000). Models of technology diffusion. *Research Policy*, 2000(4-5), 603-625.
- Giesbertz, P. (2025). *Alternatieve transportrechten zijn complex en lijken onnodig*. Energieia. <https://energieia.nl/alternatieve-transportrechten-zijn-complex-en-lijken-onnodig/>
- Goodwin, D., Gale, F., Lovell, H., Beasy, K., Murphy, H., & Schoen, M. (2024). Sustainability certification for renewable hydrogen: An international survey of energy professionals. *Energy Policy*, 2024, 114231.
- Hydrogen UK. (2024). *Economic Impact Assessment for the Hydrogen Sector to 2030*. https://hydrogen-uk.org/wp-content/uploads/2024/04/Hydrogen-UK-EIA-Report-2024.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Hynetwork. (2024). *Conceptvoorstel aanpassing uitrolplan*.
- IEA. (2020). *Iron and Steel Technology Roadmap*.
- JRC. (2024). *Advanced Biofuels in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains & Markets*. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f70a757a-a7bd-11ef-acb1-01aa75ed71a1>
- Kaat, A. (2025). *Methaanemissies maken blauwe waterstof koolstofvrij*. Energieia. <https://energieia.nl/methaanemissies-maken-blauwe-waterstof-koolstofvrij/>
- Kiwa. (2020). *De impact van het bijmengen van waterstof op het gasdistributienet en de gebruiksapparatuur*. https://www.kiwa.com/globalassets/netherlands/kiwa-technology/downloads/kiwa_waterstof-bijmenging.pdf/
- Liberty Steel Group. (2025). *A Direct Reduced Iron (DRI) plant*. Liberty Steel Group. <https://libertysteelgroup.com/sustainability/a-direct-reduced-iron-dri-plant/>
- Magni, C., Peeters, R., Quoilin, S., & Arteconi, A. (2024). Assessing the Flexibility Potential of Industrial Heat–Electricity Sector Coupling through High-Temperature Heat Pumps: The Case Study of Belgium. <https://orbi.uliege.be/bitstream/2268/311756/1/energies-17-00541%20final.pdf>
- Material Economics. (2020). *MAINSTREAMING GREEN HYDROGEN IN EUROPE*. file:///C:/Users/MKh/Downloads/material-economics-mainstreaming-green-hydrogen-in-europe-2020.pdf
- Material Economics. (2021). *EU Biomass Use In A Net-Zero Economy: A Course Correction for EU Biomass*. <https://materialeconomics.com/publications/eu-biomass-use>
- Ministerie van EZK. (2023). *Nationaal Plan Energiesysteem*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/12/01/nationaal-plan-energiesysteem>
- Ministerie van I&W. (2025). *4e voortgangsbrief implementatie RED-III vervoer april 2025*. Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/04/25/vierde-voortgangsbrief-implementatie-red-iii-vervoer>
- Ministerie van KGG. (2024). *Kamerbrief over scope en vervolg Delta Rhine Corridor*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/12/05/scope-en-vervolg-delta-rhine-corridor>
- Ministerie van KGG. (2025a). *Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee (kamerbrief)*.
- Ministerie van KGG. (2025b). *Kamerbrief voortgang waterstofbeleid (d.d. 14 juli 2025)*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/07/14/voortgang-waterstofbeleid>
- Ministerie van KGG. (2025c). *Ontwerpbesluit tot wijziging van het Omgevingsbesluit in verband met informatieverstrekking ten behoeve van de uitvoering en de handhaving van de plicht ter verduurzaming van het energiegebruik*. Ministerie van Klimaat en Groene

- Groei. <https://open.overheid.nl/documenten/438f5f3b-a885-481f-b01d-a96b3c379d4c/file>
- Nationaal Waterstof Programma. (2022). *Routekaart Waterstof*.
<https://nationaalwaterstofprogramma.nl/documenten/handlerdownloadfiles.ashx?idnv=2339011>
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
<https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/rapport-ii3050-scenarios>
- Netbeheer Nederland. (2025). *Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025*.
<https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/netbeheer-nederland-scenarios-editie-2025>
- NWP. (2025). *Kansrijke waterstoflanden*.
<https://www.nationaalwaterstofprogramma.nl/internationaal/platform+waterstof+internationaal/kansrijke+waterstoflanden/default.aspx>
- PBL. (2020). *Decarbonisation options for the Dutch ceramic industry*.
<https://www.pbl.nl/en/publications/decarbonisation-options-for-the-dutch-ceramic-industry>
- PBL. (2024a). *The Green Hydrogen Dilemma: The risks, trade-offs, and co-benefits of a green hydrogen economy in low- and middle-income countries*.
https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-07/pbl-2024-the-green-hydrogen-dilemma_5534.pdf
- PBL. (2024b). *Klimaatneutrale luchtvaart in 2050*.
<https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-03/pbl-2024-klimaatneutrale-luchtvaart-in-2050-5227.pdf>
- PBL. (2024c). *Trajecten naar een klimaatneutrale Nederlandse industrie met klimaatneutrale grondstoffen - Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050*. https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-04/pbl-2024-trajecten-naar-een-klimaatneutrale-nederlandse-industrie-met-klimaatneutrale-grondstoffen_5211.pdf
- PBL. (2024d). *Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050*.
- PBL. (2024e). *Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 - Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050*. <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-04/pbl-2024-trajectverkenning-klimaatneutraal-2050-5093.pdf>
- PBL. (2025). *Actualisatie startanalyse aardgasvrije buurten 2025*.
<https://www.pbl.nl/system/files/document/2025-03/pbl-2025-Actualisatie-Startanalyse-aardgasvrije-buurten-2025-5632.pdf>
- Port of Rotterdam. (2022). *Havenbedrijf Rotterdam presenteert toekomstscenario's 2050*.
<https://www.portofrotterdam.com/nl/nieuws-en-persberichten/havenbedrijf-rotterdam-presenteert-toekomstscenarios-2050>
- Rijksoverheid. (2023). *Nationaal Plan Energiesysteem*.
<https://www.rvo.nl/onderwerpen/energiesysteem/nationaal-plan-energiesysteem>
- Rijksoverheid. (2025). *Schakelen naar de toekomst: IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*.
<https://www.rijksfinancien.nl/sites/default/files/extrainfo/ibos/2025%20IBO%20Bekostiging%20Elektriciteitsinfrastructuur.pdf>
- Roland Berger. (2022). *Making the hydrogen market: Requirements for the Netherlands to become a hydrogen hub*.
- RVO. (2023). *Hernieuwbare waterstof*. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2023-11/Infographic%20waterstof.pdf>
- RVO. (2024). *Branstofttransitie in de Zeevaart*. <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2024-07/Roadmap%20Brandstoftransitie%20in%20de%20zeevaart.pdf>
- RVO. (2025). *Dashboard Klimaatbeleid: Wind op zee*.
<https://dashboardklimaatbeleid.nl/mosaic/mosaic/wind-op-zee>
- Smart Energy Hubs. (2025). *Brick Valley*. Smart Energy Hubs.
<https://www.smartenergyhubs.eu/projects/brick-valley>

- TNO. (2021). *Met waterstofverbranding naar een schone toekomst voor scheepvaart*.
- TNO. (2024). *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in The Netherlands: Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool (RHyCEET)*. <https://repository.tno.nl/SingleDoc?find=UID%20e5e1ab2e-ff69-48fb-8564-75f56282378c>
- TNO. (2025). *CO2 storage capacity in depleted gas fields offshore the Netherlands*. <https://publications.tno.nl/publication/34644091/N1lkCowc/TNO-2025-R10114.pdf>
- TNO, & PBL. (2024). *Klimaatneutraal wegverkeer in 2050 - Een verkenning van beelden en paden daar naartoe*. <https://publications.tno.nl/publication/34642256/FIH2Mq/TNO-2024-P10378.pdf>
- Trinomics, & QuoMare. (2023). *Assessment of policy instruments for hydrogen in the Netherlands*. <https://open.overheid.nl/documenten/8603ad17-11c0-4720-92fd-e27b8a09792d/file>
- Turner, K., Katris, A., Calvillo, C., Race, J., & Corbett, H. (2023). *Jobs and UK CCUS: the constrained employment impacts of a new UK CO2 Transport and Storage industry*. <https://strathprints.strath.ac.uk/85736/31/Turner-et-al-CEP-2023-Jobs-and-UK-CCUS-the-constrained-employment.pdf>
- Van der Lugt, H. (2025, 17 juli 2025). Pauzeknop voor plannen met elektrolyse op zee. *Energieia*.
- Van der Wijst, K.-I., Bosello, F., Dasgupta, S., Drouet, L., Emmerling, J., Hof, A., Leimbach, M., Parrado, R., Piontek, F., Standardi, G., & Van Vuren, D. (2023). New damage curves and multimodel analysis suggest lower optimal temperature. *Nature Climate Change*, 2023, 434-441. <https://doi.org/10.1038/s41558-023-01636-1>

A Toelichting keuze eindbeeld

De waterstofvraag in het oude II3050-scenario NAT in 2050 is 180 TWh per jaar, en dat is inclusief bunkering van internationale luchtvaart en zeevaart. Zonder dat laatste is de waterstofvraag circa 160 TWh per jaar in dat scenario.

In het nieuwe KM-scenario is de waterstofvraag circa 60 TWh per jaar. In de centrale figuur in de publicatie staat bunkering er niet bij, net zoals dat overigens bij II3050 het geval was. Bunkering is minder goed uitgewerkt dan de waterstofvraag in de andere sectoren, zowel in II3050 als in de nieuwe scenario's van de netbeheerders. Dat is ook goed verklaarbaar vanuit het doel van de netbeheerdersscenario's, namelijk een basis bieden voor de investeringen in de elektriciteits- en gasnetten door de netbeheerders. Het wordt wel beschreven in een inhoudelijk deel van de scenariobeschrijving. Daar blijkt dat in het nieuwe KM-scenario de bunkering van waterstofdragers voor internationale lucht- en zeevaart ongeveer 16 TWh per jaar is in 2050. De totale waterstofvraag komt daarmee op circa 76 TWh per jaar.

In Tabel 7 is een overzicht gegeven van de uitgangspunten van de TVKN-scenario's van PBL. Hierin staan de verdere details die aan het scenario ten grondslag liggen:

Tabel 7 – De belangrijkste kenmerken van de TVKN-scenario's van PBL

	Pragmatisch Ruim (PR)	Pragmatisch Beperkt (PB)	Specifiek Ruim (SR)
Algemene kenmerken van alle scenario's	Netto-klimaatneutraal in 2050 incl. in Nederland getankte bunkerbrandstoffen en feedstock.		
	Economische structuur verandert niet wezenlijk en het productievolume van de bestaande industrie blijft ongeveer gelijk of groeit beperkt, met uitzondering van de veranderingen die samenhangen met de transitie van het brandstofgebruik.		
	Geen rekening gehouden met secundaire aspecten: ruimte, gedragsveranderingen, arbeid, grondstoffen, netcongestie.		
	In 2030 wordt het nationale doel van 55% CO ₂ -reductie gehaald, maar de grote omslag komt in de 20 jaar daarna.		
	Omvangrijke import van biograndstoffen (vanuit andere EU-landen), opschaling H ₂ -productie, sterke elektrificatie, CCS, BECCS, opname van negatieve emissies in ETS1, blauwe waterstofproductie nihil. ⁴⁸		
	Min of meer aansluitend bij de koers van het EU-beleid, maar op korte termijn meer nodig om scenario's te realiseren.		
Fossiele energie	Geen volledige uitfasering (aardgas met CCS)	Geen volledige uitfasering (aardgas en olie met CCS)	Uitfasering
Waterstofaanbod in 2050 ⁴⁹	Elektrolyse: 128 TWh Import: <1 TWh	Elektrolyse: 92,5 TWh Import: 53 TWh	Elektrolyse: 105 TWh Import: 80 TWh
Biograndstoffenaanbod in 2050	343 TWh	222 TWh	278 TWh

De termen 'Ruim' en 'Beperkt' gaan over de beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof. De termen 'Pragmatisch' en 'Specifiek' gaan over de eisen die worden gesteld aan een klimaatneutraal systeem, namelijk waarin ofwel pragmatisch op klimaatneutraliteit wordt gekoerst, met de mogelijkheid van fossiel + CCS, ofwel een systeem met heel specifieke eisen. De specifieke eisen zijn in dit geval een volledige uitfasering van fossiele energiedragers in 2050 én een plafond op het primaire energieverbruik in 2050.

⁴⁸ Naar wij nu begrijpen. Met de kanttekening: wel CCS bij gebruik van restgassen in raffinage en chemie, voor zover er nog sprake is van inzet van aardolie in 2050. Dit valt onder CCS, niet onder 'blauwe waterstof'.

⁴⁹ NB: Dit betreft voor gebruik in Nederland. Doorvoer is buiten scope in TVKN (maar niet in deze studie).

In Tabel 8 staan de kwantitatieve waarden die horen bij het gekozen eindbeeld 'Pragmatisch Beperkt' van PBL (met doorvoervolumes afkomstig van het NBNL-scenario 'Gezamenlijke Balans').

Tabel 8 – Gekozen eindbeeld

		Volumes in PJ			Volumes in TWh			Volumes in Mton		
		Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog
Aanbod	Productie	221	333	445	61	93	124	1,8	2,8	3,7
	Import	105	158	211	29	44	59	0,9	1,3	1,8
	Totaal	326	491	656	91	136	182	2,7	4,1	5,5
Vraag	Gebouwde omgeving	20	25	30	5,6	6,9	8,3	0,2	0,2	0,3
	Industrie	94	118	142	26	33	39	0,8	1,0	1,2
	Elektriciteits-centrales	13	16	19	3,6	4,4	5,3	0,1	0,1	0,2
	Brandstof-productie	199	332	465	55	92	129	1,7	2,8	3,9
	Totaal	326	491	656	91	136	182	2,7	4,1	5,5
Doorvoer	Waterstof (gasvormig)	432	540	648	120	150	180	3,6	4,5	5,4
	Ammoniak	75	93,6	112	21	26	31	0,6	0,8	0,9
	LOHC	35	43,2	52	10	12	14	0,3	0,4	0,4
	Totaal	541	677	812	150	188	226	4,5	5,6	6,8

B Overzicht huidig beleid

In deze bijlage wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste onderdelen van het huidig beleid op het gebied van opbouw van de waterstofeconomie. We zijn ons ervan bewust dat dit overzicht niet volledig is. Het overzicht wordt gebruikt bij de analyse van de policy gap.

Tabel 9 – Huidig waterstofbeleid (belangrijkste onderdelen)

Beleidsonderdeel	Beschrijving
Energiesysteem	
Klimaatakkoord ⁵⁰ in 2019, Klimaatwet in 2023	Klimaatwet: in 2030 49% minder broeikasgasemissies dan in 1990, en in 2050 95% minder. Klimaatakkoord: de inhoudelijke maatregelen om dat te realiseren.
Maatwerkafspraken met de industrie	Afspraken tussen overheid en individuele grote industriële bedrijven over hun bijdrage aan de energietransitie.
Scenariostudies klimaatneutraal energiesysteem 2050 en nationale plannen voor de routekaart daarnaartoe	Laten zien hoe een klimaatneutraal Nederland er uit kan zien en welke rol waterstof daarin speelt, in samenhang met de rol van andere energiedragers en brandstoffen.
Uitrol wind op zee, laatste tenders zonder subsidies, en met systeemintegratie als onderdeel	Plannen voor de realisatie en systeeminpassing van offshore wind (een belangrijke bron van elektriciteit voor de productie van groene waterstof in Nederland)
Opbouw waterstofmarkt	
EU: REDIII vastgesteld, en delegated acts m.b.t. waterstof	De REDIII bevat een aantal belangrijke doelstellingen op het gebied van gebruik van groene waterstof (RFNBO) in de industrie en in de verschillende transportmodaliteiten. De delegated acts leggen gedetailleerd vast aan welke eisen groene waterstof dient te voldoen om als zodanig te kwalificeren. De Europese Commissie moet uiterlijk juli 2028 de impact van de additionaliteitseisen met betrekking tot de productie van RFNBO's evalueren.
Nationaal programma waterstof NPW (nationale productie, import, vraagzijde, waterstofnetwerk, regionale clusters)	Het NPW is een breed programma waarin de Rijksoverheid met alle andere stakeholders werkt aan de opbouw van de waterstofketens.

⁵⁰ De opvolger van het Energieakkoord voor duurzame groei uit 2013.

Beleidsonderdeel	Beschrijving
Oprichting brancheorganisatie NLHydrogen	NLHydrogen is het aanspreekpunt voor de overheid als het gaat om waterstof.
Afspraken met Duitsland (H2Global)	Duitsland en Nederland hebben afspraken gemaakt over de import van waterstof, waarbij er tweestapstenders worden georganiseerd, en prijsverschillen worden gesubsidieerd.
Memoranda of understanding (MOU's) met verschillende buitenlandse landen	Nederland heeft met verschillende landen afspraken gemaakt over de toekomstige export van waterstof(dragers) naar Nederland.
Voorstellen voor gedeeltelijk doorleggen van de lidstaatverplichting naar de industrie (HWI's), daarnaast vraagsubsidie	Het is de bedoeling om de lidstaatverplichting voor RFNBO-gebruik door de industrie in art. 22a van de REDIII gedeeltelijk door te leggen naar individuele industriële waterstofgebruikers. Voor het verschil is het de bedoeling om vraagzijdesubsidies in te zetten.
Raffinageroute als kickstarter voor vraagontwikkeling groene waterstof	Gebruik van groene waterstof in aardolieraffinaderijen bij de productie van brandstoffen kan dienen om een omvangrijke vraag naar groene waterstof op gang te brengen.
Bijmengverplichting koolstofarme brandstof voor gascentrales aangekondigd	Dit gaat in de praktijk om bijmenging van blauwe of groene waterstof bij aardgas als brandstof voor deze centrales.
Beleid op koolstofarme waterstof is nog in ontwikkeling	Ook low-carbonwaterstof is in beeld en hiervoor wordt door het Rijk beleid uitgewerkt in afstemming met marktpartijen.
Ketenonderdelen waterstof (excl. vraag)	
Subsidies voor elektrolyzers, in verschillende rondes	Producenten van groene waterstof kunnen inschrijven in de verschillende OWE-subsidierondes. Daarnaast zijn er Europese subsidies, zoals IPCEI, en is er subsidie voor waterstofproductie beschikbaar vanuit de SDE++-regeling.
Subsidie voor ontwikkeling waterstofproductie op zee	Er loopt een onderzoeksprogramma voor de ontwikkeling van waterstofproductie op zee.
Uitrol Waterstofnetwerk Nederland, opdracht Staat aan Gasunie; ook Delta Rhine Corridor voor doorvoer	Het Rijk heeft aan Gasunie de opdracht gegeven om een nationaal waterstoftransportnetwerk te realiseren, dat de vijf grote industrieclusters verbindt met elkaar, met de zeehavens, met de grootschalige opslag in Zuidwending en met Duitsland en België.
Studie naar regionale waterstofnetten HyRegions	De regionale netbeheerders hebben in de HyRegions-studie clusters geïdentificeerd waar grootschalige waterstofvraag zal of kan plaatsvinden.
Ontwikkeling opslagcapaciteit (Zuidwending)	Bij Zuidwending wordt een grootschalige nationale seizoensopslag van waterstof gerealiseerd door Gasunie.
Waterstofbeurs HyXchange	Het Hydrogen Exchange initiatief verkent de mogelijkheden om een waterstofbeurs te realiseren, naar model van de bestaande beurzen voor het verhandelen van aardgas en elektriciteit, als onderdeel van een volwassen markt.

C Aanpak waardeanalyse

C.1 Kwalitatieve mkba-benadering

In deze studie brengen we de waarde van waterstof systematisch in kaart door te kijken naar de diverse functies die waterstof vervult. Voorbeelden van dergelijke functies zijn het gebruik van waterstof als brandstof, grondstof, flexibiliteitsoptie, opslagmedium en energiedrager voor transportbrandstoffen.

De waardering van deze functies vindt plaats op kwalitatieve wijze. Het betreft hier nadrukkelijk geen monetaire waardering; de verschillende waarden worden dus *niet* omgerekend naar euro's en vervolgens opgeteld. In plaats daarvan hanteren we een **kwalitatieve** variant van de maatschappelijke kosten-batenanalyse (mkba), waarbij het accent ligt op het in kaart brengen van de welvaartseffecten.

De waardes van waterstof zijn verdeeld over vijf domeinen: energiesysteemoptimalisatie, systeemkosten, broeikasgasreductie, innovatie en werkgelegenheid en voorzieningszekerheid. Per domein zijn verschillende waarde-indicatoren geïdentificeerd, waarmee we de waarde van waterstof integraal kunnen waarderen.

Figuur 17 – Waarde-indicatoren van waterstof

Domein	Functies / waardes van waterstof	Waarde-indicatoren
Energiesysteem-optimalisatie	Verzorgen van flexibel en regelbaar vermogen en vormt daarin een buffer voor stabiel stroomnet	• Opslagcapaciteit voor winter en gedurende dag (zoutcavernes) • Mate van regelbare CO₂-vrije stroom die wordt geleverd (bijv. door gascentrales). Op momenten dat het aanbod groene energie uit zonne- of windenergie laag is, kan opgeslagen waterstof worden ingezet om aan de elektriciteitsvraag te voldoen
	Vermeden investeringen in netuitbreidingen	• Indicatie van hoeveel netinvesteringen vermeden worden als gevolg van beperking aanlanden windstroom op zee
	Facilitator van energie-geïntegreerd systeem	• Synergievoordelen van waterstof (CO₂, warmte, zuurstof en waterstof) in geïntegreerd energiesysteem (denk aan een energy hub)
Systeemkosten	Betaalbaarheid van energiekosten	• Kosten voor verschillende gebruikers • Leercurve/leereffecten nationale en internationale opschaling waterstofproductie
Broeikasgas-reductie in industrie en mobiliteit	Voorkomen van lock-in industrie	• Balans tussen groene en blauwe waterstof
	Beschikbaar maken van hernieuwbare energie voor industrie en zwaar transport via een moleculaire energiedrager	• Beschikbaarheid van waterstof(dragers) voor verduurzamen industrie (grondstoffen en HT-processen) en zwaar transport (brandstof)
	Versnellen van verduurzaming	• Vermeden CO₂-emissies: de netto reductie van CO₂-emissies door inzet van waterstof t.o.v. fossiele alternatieven in industrie, mobiliteit of energieopwekking.
Industriële innovatie en werkgelegenheid	Bijdrage aan economie, werkgelegenheid en ketenopbouw	• Bijdrage van waterstofsector aan BBP • Aantal fte's in waterstofsector en arbeidsproductiviteit (BBP/fte) • Geeft aan in hoeverre waterstofprojecten leiden tot regionale economische ontwikkeling, zoals industriële clusters, innovatie-ecosystemen en ketenvorming.
Energie-onafhankelijkheid	Realiseren van energie-onafhankelijkheid	• Indien waterstof (groen/blauw) binnenlands wordt geproduceerd, kan dit buitenlandse energie-import vervangen. Goed voor leveringszekerheid en handelsbalans.

C.2 Steady state vanaf eindbeeld in 2050

In deze analyse worden de welvaartseffecten van waterstof beoordeeld vanuit een langetermijnperspectief, waarbij we uitgaan van een zogenaamd **eindbeeld in 2050**. Dit houdt in dat niet de transitie zelf centraal staat, maar de situatie zoals die zich naar verwachting zal stabiliseren, wanneer het energiesysteem in evenwicht is en de infrastructuur, marktstructuren en regelgeving zijn aangepast aan een klimaatneutrale economie. Deze benadering wordt ook wel aangeduid als een '**steady state**'-benadering.⁵¹ Voor de steady state gaan we uit van het scenario '**Pragmatisch Beperkt**' uit de **trajectverkenning klimaatneutraal van het PBL**.

Binnen deze aanpak richten we ons op de verwachte **structurele rol van waterstof** in een volledig getransformeerd energiesysteem, waarin duurzaam opgewekte energie de norm is en de grote systeemveranderingen zijn doorgevoerd. Dit betekent dat kortetermijnontwikkelingen, transitiekosten of tussentijdse verstoringen buiten beschouwing blijven. In plaats daarvan wordt ingezoomd op de duurzame welvaartseffecten die voortvloeien uit de structurele inzet van waterstof, zoals productiviteitsbaten, versnelling van de energietransitie en voorzieningszekerheid.

De analyse geeft zo richting aan **strategische keuzes op basis van het langetermijnpotentieel**, in plaats van te kijken naar een situatie waarbij de markt zich nog *niet* in een marktoptimum bevindt (bijvoorbeeld vanwege transitiefalen en opbouw van de keten).

C.3 Referentiebeeld

De waardes van waterstof brengen we in kaart door het waterstofgebruik af te zetten ten opzichte van een situatie, waarbij er geen (of zeer beperkt) waterstof beschikbaar is. Voor het referentiescenario houdt dit in dat we waterstof vergelijken met andere duurzame alternatieven.

In dit geval gaan we uit van een vergelijkbare omvang en type bedrijvigheid als in het gekozen eindbeeld van PBL, maar waar mogelijk wordt geen waterstof gebruikt.

- Voor **brandstofproductie** betekent dit dan dat meer (voor zover mogelijk) gebruik wordt gemaakt van elektrisch vervoer en biobrandstoffen.
- Bij de **industrie** wordt zoveel mogelijk geproduceerd op basis van (al dan niet gerecyclede) biograndstoffen en gerecyclede fossiele koolwaterstoffen. Ook kan

⁵¹ Dit betreft een modelmatige benadering. Van een steady state zal in werkelijkheid geen sprake zijn: innovaties, economische en demografische ontwikkelingen zullen ook in 2050 voortbestaan en invloed blijven uitoefenen op het economische en energetische systeem.

aardgas worden gebruikt in combinatie met CCS of groengas, zowel als grondstof als voor energie (warmte en elektriciteit).

- Bij **elektriciteitsproductie** worden flexibiliteit en seizoensopslag geleverd met andere technieken (groengaspiekcentrales, batterijen, thermal storage, CAES, peakshaving). Ook is het elektriciteitsnet meer versterkt, maar daarnaast is er ook minder wind op zee, omdat laag waterstofgebruik betekent dat deze minder nodig zijn.