

Waterstof: kostprijs, import, beleid

Met focus op de rol van import,
low carbon en vraagcreatie



Waterstof: kostprijs, import, beleid

Met focus op de rol van import, low carbon en vraagcreatie

Dit rapport is geschreven door:
Cor Leguijt, Martijn Blom, Pascal Bouwman,
Marieke Nauta, Marieke Sanderse, Ellen Schep,
Emiel van den Toorn en Reinier van der Veen

Delft, CE Delft, september 2025

Publicatienummer: 25.240139.190

Opdrachtgever: VOTOB

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	5
	Kostprijsanalyses waterstof	5
	Rol van import en van blauwe waterstof als marktvoorbereiders	7
	Vraagcreatie: staal in de auto-industrie	8
	Summary	10
	Hydrogen cost analysis	10
	The role of imports and blue hydrogen as market preparation agents	12
	Demand creation: steel in the automotive industry	14
1	Inleiding	15
	1.1 Aanleiding	15
	1.2 Onderzoeksvragen	15
	1.3 Waterstof in het toekomstige energie- en grondstoffensysteem	16
	1.4 Leeswijzer	17
2	Kostprijzen waterstof	18
	2.1 Kostprijsanalyse	18
	2.2 Resultaten	23
3	Import en koolstofarme waterstof als marktvoorbereiders	32
	3.1 Inleiding	32
	3.2 Ambiteniveau voor waterstof	33
	3.3 Rol van groene en koolstofarme waterstof in de waterstoftransitie	34
	3.4 Rol van import waterstofdragers in transitie	43
	3.5 Afzet	50
	3.6 Beleidsaanpak	50
4	Vraagcreatie	64
	4.1 Aanleiding	64
	4.2 Waarom de automotive industrie?	65
	4.3 Verkenning van de automotive industrie	67
	4.4 Vraagcreatie in de automotive industrie	73
	4.5 Vraagcreatie in andere sectoren: lessen uit de automotive industrie	86
	4.6 Conclusie	87
5	Conclusies en aanbevelingen	89

	Kostprijsanalyse	89
	Rol van import en koolstofarme waterstof als marktvoorbereiders	90
	Vraagcreatie	90
	Referenties	92
A	Interviewpartners	98
B	Factsheets	99
C	Toelichting kostprijsanalyse	120
D	Extra resultaten	131
E	Relevant beleid automotive sector	138

Samenvatting

Waterstof wordt breed gezien als belangrijke energiedrager in een klimaatneutraal energiesysteem in 2050, in Nederland, en ook in het achterland. Maar om die rol te vervullen moet de huidige waterstofproductie en het gebruik ervan verduurzamen en met een veelvoud toenemen.

De Vereniging van Nederlandse tankopslagbedrijven (VOTOB) ziet belangrijke verschuivingen in de markt van tankopslag en in de sector door de transitie naar een klimaatneutrale energie- en grondstoffenvoorziening. Waterstof zal in die transitie een belangrijke rol spelen, met zowel productie in Nederland als import. VOTOB heeft daarbij de volgende drie hoofdvragen aan CE Delft gesteld:

1. Wat zijn de huidige en toekomstige kostprijzen van grijze, groene en koolstofarme ('blauwe') waterstof, zowel binnenlands geproduceerd als via importroutes?
2. Welk beleid is nodig op de kortere termijn om de waterstofketens op te bouwen, en welke rol kan low carbon ('blauwe') waterstof spelen in die opbouw?
3. Welke rol kan 'vraagcreatie'¹ spelen in de opbouw van waterstofketens en, meer in het algemeen, in de opbouw van duurzamer productketens, met daarbij focus op de vraag: hoe dan precies?

Kostprijsanalyses waterstof

Situatie 2025

In 2025 heeft grijze waterstof de laagste kostprijs (2,9 €/kg). Blauwe waterstof (koolstof-arme waterstof) wordt lokaal geproduceerd met geïmporteerd aardgas, met een kostprijs van 3,4 €/kg, voor bestaande SMR. De CCS-kosten maken blauwe waterstof wat duurder dan grijze. Groene waterstof is in de huidige situatie (2025) twee tot drie keer zo duur als blauwe waterstof, waarbij geïmporteerde groene waterstof uit de goedkoopste landen goedkoper is dan lokale groene waterstof uit Nederland (7,3-9,3 €/kg voor Saudi-Arabië, vs. 8,4-10,4 €/kg voor Nederland). Belangrijk is dat dit kostprijzen betreft en geen marktprijzen, en ook zonder subsidies en dergelijke. De huidige kostprijzen van geïmporteerde groene waterstof zijn volgens geraadpleegde marktextperts iets lager dan de kostprijzen uit

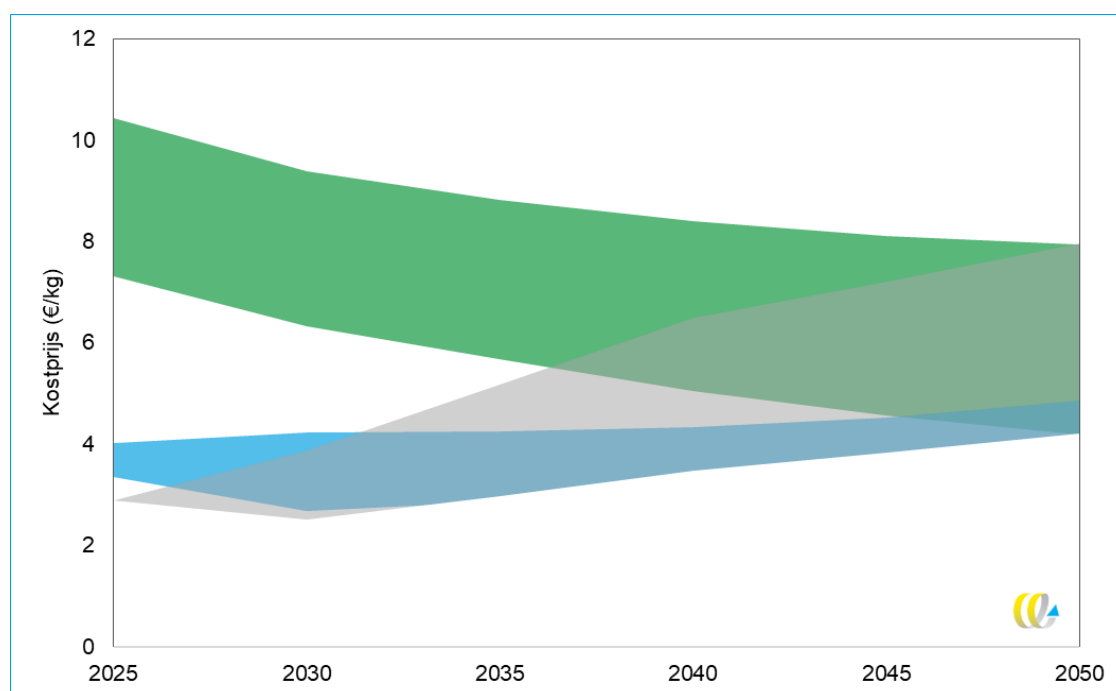
¹ Met vraagcreatie wordt bedoeld op het creëren van Europese markten voor duurzamere Europese producten, richting het einde van waardeketens. Dit geeft Europese productiebedrijven meer investeringszekerheid en kan bijdragen aan de energie- en grondstoffent transitie en de strategische autonomie van Nederland en Europa.

de analyse. De verschillen kunnen onder andere het gevolg zijn van subsidies, strategisch bieden en langetermijncontracten.

Situatie 2050

In 2050 zijn de kostprijzen van groene waterstof sterk gedaald. In het scenario Snel daalt de kostprijs van groene waterstof van ~8 €/kg in 2025 naar 4-5 €/kg in 2050. Alleen in dat scenario wordt groene waterstof vergelijkbaar in kostprijs met blauwe waterstof (~4-5 €/kg); in de andere twee scenario's blijft groene waterstof duurder dan blauwe waterstof (~6 €/kg groene waterstof vs. ~4 €/kg blauwe waterstof in het scenario Gemiddeld). De samengevoegde scenarioresultaten in Figuur 1 laten de bandbreedtes zien van de mogelijke ontwikkeling van de kostprijzen zoals volgt uit de modelresultaten.

Figuur 1 - Bandbreedtes van kostprijzen van grijze, blauwe en groene waterstof uit de kostprijsanalyse



De kostprijzen van lokaal geproduceerde en geïmporteerde groene waterstof liggen dicht bij elkaar in 2050, doordat de lagere waterstofproductiekosten in exportlanden en de bijkomende kosten van conversie, transport, opslag en reconversie elkaar grofweg opheffen. De onzekerheid over de ontwikkeling van invloedrijke factoren is te groot om een scherpe conclusie te kunnen trekken over de verhouding tussen beide. In geval van directe inzet van groenewaterstofdragers is import goedkoper dan lokale productie. Daarnaast zorgen hoge CO₂-prijzen in 2050 ervoor dat grijze waterstof dan een stuk duurder is dan lokale blauwe waterstof: ~6 €/kg tegenover ~4 €/kg voor blauwe waterstof geproduceerd met een bestaande SMR of nieuwe ATR.

Kostenvergelijking van import van waterstofdragers

Van de beschouwde waterstofdragers die gebruikt kunnen worden voor import van groene waterstof, levert in 2025 ammoniak over het algemeen de laagste waterstofkosten op (8,3 €/kg voor Saudi-Arabië²). In 2050 is de kostprijs bij alle beschouwde waterstofdragers een stuk lager (17 tot 35% bij Saudi-Arabië in het scenario Gemiddeld). Dit wordt veroorzaakt door lagere investeringskosten van de benodigde technische systemen en door lagere elektriciteitskosten.

De kostprijs van geïmporteerde groene waterstof in Nederland varieert tussen de verschillende exportlanden: de kostprijs voor het 'goedkoopste' land dat is doorgerekend (Canada, met 7,9 €/kg voor import met ammoniak als waterstofdrager in 2025) is 23% lager dan die van het 'duurste' land (Brazilië, met 10,4 €/kg). Het verschil tussen landen wordt veroorzaakt door verschillen in WACC, elektriciteitskosten, en CAPEX van de elektrolyser. Tussen 2025 en 2050 daalt de gemiddelde kostprijs over de exportlanden met 6% in het scenario Langzaam (van 8,8 naar 8,3 €/kg), met 24% in Gemiddeld (naar 6,7 €/kg), en met 41% in Snel (naar 5,2 €/kg).

Rol van import en van blauwe waterstof als marktvoorbereiders

De productiekosten van groene waterstof in Nederland blijven voorlopig hoog, terwijl de EU-doelen vragen om een snelle opschaling van het groenewaterstofverbruik met hoge conformiteitskosten. In de praktijk zien we dat de ontwikkeling van waterstof trager gaat dan verwacht: de kostprijs van elektrolyse is hoog, investeringsrisico's zijn groot en de marktvraag groeit trager dan gehoopt. De Europese Rekenkamer waarschuwt dat de huidige EU-doelstellingen niet realistisch zijn en dat de lidstaten niet op koers liggen om deze te halen. Daarmee rijst de vraag of de huidige waterstofambities niet te hoog gegrepen zijn, en of er alternatieve routes nodig zijn om toch resultaten te boeken én de klimaatdoelen op tijd te behalen.

Een kans voor het behalen van de klimaatdoelen ligt bij koolstofarme ('blauwe') waterstof en bij de import van waterstofdragers zoals ammoniak en methanol. Deze opties zijn op korte termijn goedkoper dan in Nederlande geproduceerde groene waterstof en kunnen bijdragen aan het behalen van de klimaatdoelen. Bovendien vervullen zij een marktvoorbereidende rol, door: de vulgraad van de infrastructuur te vergroten, kostendalingen te versnellen via schaal- en leereffecten, bij te dragen aan systeembalans, en CO₂-reductiedoelen tegen lagere kosten mogelijk te maken. Ook verstevigt Nederland hiermee zijn positie als toekomstige hub in de internationale commoditymarkt voor waterstof(dragers).

² Eén van de landen met relatief lage kosten voor groenewaterstofproductie en met een vergevorderd project voor export van waterstof (in de vorm van ammoniak).

Met het huidige beleid wordt dit potentieel echter beperkt benut. Binnenlandse productie van koolstofarme waterstof is nauwelijks aantrekkelijk door ambitieuze verbruiksverplichtingen voor groene waterstof (RED III), waardoor marktpartijen terughoudend zijn met investeren. Daarnaast loopt de ontwikkeling van importketens vertraging op door een gebrek aan infrastructuur, subsidies voor de onrendabele top, en afnamezekerheid. De eerste grootschalige importfaciliteiten, zoals ammoniakkrakers en opslag, worden pas net voor of rond 2030 verwacht, terwijl ook exportlanden kampen met kapitaaltekorten en gebrek aan afnamegaranties. Op korte termijn lijkt daarom alleen directe inzet van waterstofdragers, bijvoorbeeld ammoniak bij kunstmestproducenten en scheepvaart, haalbaar.

Beleidsaanpak koolstofarm en import

Als Nederland de marktvoorbereidende rol van koolstofarme waterstof en import wil benutten, dan zijn aanvullende beleidsmaatregelen nodig. Denk aan CAPEX-subsidies voor importinfrastructuur, uitbreiding van H2Global (of van andere subsidies aan de vraagzijde voor geïmporteerde dragers), verbruiksverplichtingen voor koolstofarme waterstof, meer flexibiliteit bij de nationale implementatie van RED III art.22a (bijvoorbeeld via een subdoel voor koolstofarme waterstof of tijdelijke uitzonderingen voor nieuwe gebruikers), versnelde uitrol van infrastructuur, en de uitbreiding van de SDE++³ voor decarbonisatie van restgassen en nieuwe productie van koolstofarme waterstof uit aardgas (bijvoorbeeld via een ATR met CCS).

We merken op dat een brede beleidsaanpak nodig is om de drie ketens (lokaal groen, koolstofarm en import van waterstofdragers) parallel te ontwikkelen. De lokale productie van groene waterstof heeft immers ook een grote intrinsieke waarde. Zij kan bijdragen aan energiezekerheid, toekomstig (industriële) verdienvermogen, seizoensopslag van elektriciteit, systeembalanceren en strategische autonomie. Om die reden is het van belang alle drie de ketens parallel te ontwikkelen.

Vraagcreatie: staal in de auto-industrie

Investeringen in duurzame technologie komen vaak moeilijk van de grond wanneer afnemers geen prikkel hebben om de meerkosten van een duurzamer product te betalen. Een beleidsinstrument verderop in de keten kan die prikkel wel creëren. Dit mechanisme, vraagcreatie genoemd, kan bijdragen aan het lostrekken van investeringen in duurzame technologieën, waaronder waterstof. In dit onderdeel is als casus onderzocht hoe vraagcreatie kan worden toegepast op het gebruik van duurzamer staal in de auto-industrie.

³ De regeling biedt nu een subsidie voor de CO₂-afvangcomponent, niet voor de waterstofproductie-installatie.

De auto-industrie blijkt een logische kandidaat voor een vraagverplichting omdat zij voldoet aan de belangrijkste kenmerken die vraagcreatie effectief maken: grote productievolumes, een substantiële bijdrage aan de CO₂-uitstoot, een relatief lage kostenimpact van staal op de eindprijs van auto's, en beperkte mogelijkheden om de verplichting te omzeilen. Bovendien is er in de sector al draagvlak: meerdere autoproducenten hebben langjarige contracten afgesloten voor de afname van groen of low-carbon staal. Dit vergroot de kans dat een vraagverplichting effectief wordt opgepakt.

De verplichting kan worden gelegd bij de productie van auto's voor de Europese markt, zodat zowel Europese als geïmporteerde voertuigen onder dezelfde regels vallen. Dit voorkomt weglek van productie en stimuleert dat ook buitenlandse producenten verduurzamen. Ook sluit het aan bij bestaande regelgeving. De norm kan vorm krijgen als een prestatiestandaard op basis van de CO₂-intensiteit van het gebruikte staal, met een gefaseerde aanscherping in de tijd. Zo ontstaat investeringszekerheid, terwijl rekening wordt gehouden met de beperkte productiecapaciteit van duurzamer staal op korte termijn. Voor de monitoring en handhaving kan zo veel mogelijk worden aangesloten bij bestaande processen.

Een bredere conclusie is dat de lessen uit de auto-industrie laten zien dat vraagcreatie alleen kansrijk is als deze sectorspecifiek wordt ingericht, aansluit bij bestaande systemen en gedragen wordt door een concreet belang of handelingsperspectief in de sector. Elke sector vereist dus maatwerk, waarbij ketenstructuur, regelgeving en marktdynamiek centraal staan. De case van de auto-industrie biedt daarmee geen blauwdruk, maar wel een praktisch referentiekader dat kan helpen om vraagverplichtingen in andere sectoren vorm te geven en de oproep tot vraagcreatie verder te versterken.

Summary

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

The Dutch Association of Tank Storage Companies (VOTOB) foresees significant shifts in the tank storage market, and in the industry as a whole, as a result of the transition to a climate-neutral supply of energy and raw materials. Hydrogen will play a key role in this transition, with the Netherlands seeing both production and imports. VOTOB posed the following three main questions to CE Delft:

1. What are the current and forecast future costs of grey, green and low-carbon ('blue') hydrogen, both of that produced domestically and that arriving in the Netherlands through various import routes?
2. What policy is needed in the short term to shape the hydrogen value chains, and what role can low-carbon ('blue') hydrogen play in this progression?
3. What role can 'demand creation'⁴ play in developing hydrogen value chains and, more generally, in forming more sustainable product value chains, with the focus on the question 'what exactly can we expect of this role'?

Hydrogen cost analysis

Situation in 2025

In 2025 grey hydrogen had the lowest production cost (€2.9/kg). Blue (low-carbon) hydrogen is being produced locally using imported natural gas, at a cost of €3.4/kg using existing steam methane reformer (SMR) technology. The costs of carbon capture and storage (CCS) hikes up the cost of blue hydrogen slightly compared to grey hydrogen. As the situation stands in 2025, green hydrogen is two to three times more expensive than blue hydrogen, with imported green hydrogen from the cheapest countries being cheaper than green hydrogen produced locally in the Netherlands (€7.3-9.3/kg for Saudi Arabia compared to €8.4-10.4/kg for the Netherlands). It is important to note that these are production costs, not market prices, and do not include subsidies or similar.

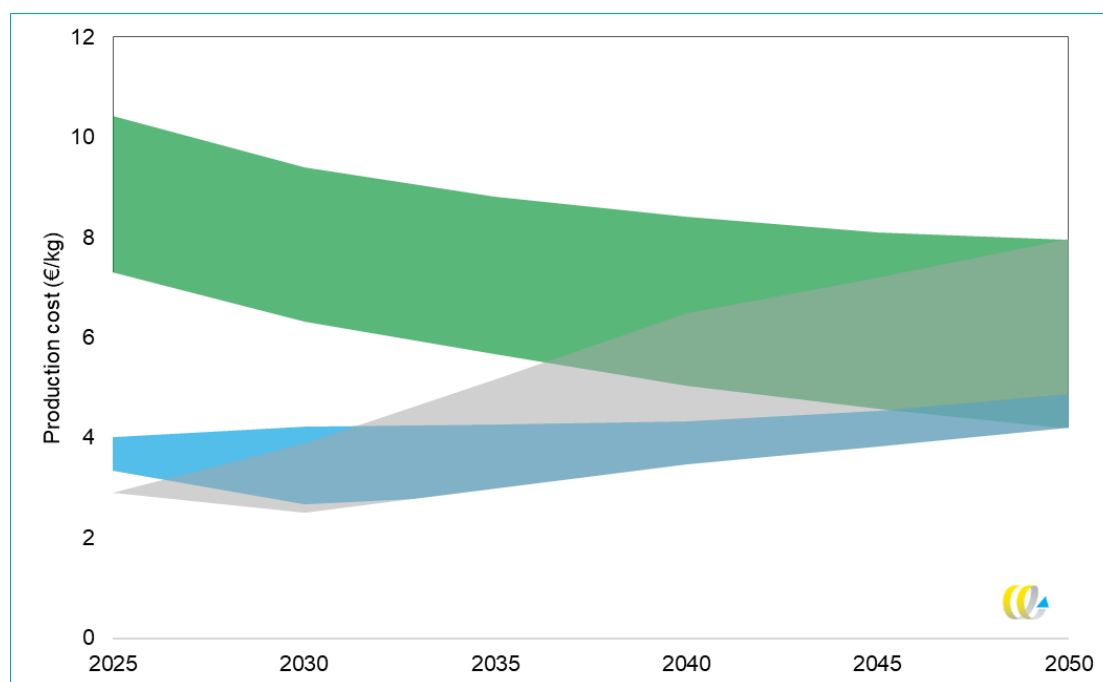
⁴ 'Demand creation' refers to the creation of European markets for more sustainable European products, towards the end of value chains. This gives EU-based production/manufacturing companies greater investment security while potentially contributing to the energy and feedstock/raw material transition and helping to boost the strategic autonomy of the Netherlands and the EU.

According to market experts who were consulted, the current production costs of imported green hydrogen are slightly lower than the production costs found in the analysis. These differences can be attributed to factors such as subsidies, strategic bidding, and long-term contracts.

Situation in 2050

By 2050, the production cost of green hydrogen will have fallen sharply. In the 'Fast' scenario, the production cost of green hydrogen will decrease from approx. €8/kg in 2025 to around €4-5/kg in 2050. Only in this scenario will green hydrogen become comparable in cost to blue hydrogen (in the range of €4-5/kg); in the other two scenarios, green hydrogen remains more expensive than blue hydrogen (approx. €6/kg green hydrogen, compared to around €4/kg blue hydrogen in the 'Average' scenario). The combined scenario results depicted in Figure 1 show the ranges of potential production cost trends as derived from the model results.

Figure 1 – Production cost ranges for grey, blue and green hydrogen from the cost analysis



There will not be a wide spread between the production cost of locally produced and imported green hydrogen in 2050, as the lower costs of producing hydrogen in exporting countries and the additional costs of conversion, transport, storage and reconversion will more or less offset each other. The uncertainty surrounding how certain influencing factors will develop is too great to draw a clear conclusion about the relationship between local production and imports. In the case of direct use of green hydrogen carriers, imports are cheaper than local production.

Additionally, high carbon prices in 2050 will make grey hydrogen considerably more expensive than locally produced blue hydrogen: grey hydrogen will cost approx. €6/kg compared to around €4/kg for blue hydrogen produced with an existing SMR or new autothermal reformer (ATR) technology.

Cost comparison of imported hydrogen carriers

Of the hydrogen carriers considered that can be used for importing green hydrogen, ammonia generally has the lowest hydrogen costs in 2025 (€8.3/kg for Saudi Arabia⁵). By 2050, the production cost will be significantly lower for all hydrogen carriers considered (17% to 35% lower for Saudi Arabia in the 'Average' scenario). This decline will be the result of lower investment costs for the required technical systems and of lower electricity costs.

The production cost of imported green hydrogen in the Netherlands varies by exporting country: the production cost for the 'least expensive' country calculated (Canada, with €7.9/kg for imports using ammonia as a hydrogen carrier in 2025) is 23% lower than that of the 'most expensive' country (Brazil, at €10.4/kg). The difference between countries is due to differences in WACC, electricity costs, and CAPEX of the electrolyser. Between 2025 and 2050, the average production cost across exporting countries will fall by 6% in the 'Slow' scenario (from €8.8 to €8.3/kg), by 24% in the 'Medium' scenario (to €6.7/kg), and by 41% in the 'Fast' scenario (to €5.2/kg).

The role of imports and blue hydrogen as market preparation agents

In the Netherlands, the costs of producing green hydrogen remain high for the time being, while EU targets require rapid scaling up of green hydrogen consumption, with high compliance costs. In practice, we see that hydrogen and hydrogen technology is advancing slower than expected: the cost of electrolysis is high, investment risks are substantial, and market demand is not growing as quickly as hoped. The European Court of Auditors warns that the current EU targets are unrealistic and that the Member States are not on track to achieve them. This raises the question of whether the current hydrogen ambitions are not perhaps too ambitious, and whether alternative routes are needed to achieve results and still reach the climate targets on time.

One opportunity to achieve the climate targets rests with low-carbon ('blue') hydrogen and the import of hydrogen carriers such as ammonia and methanol. These options are, in the short term, cheaper than green hydrogen produced in the Netherlands and can contribute to achieving the climate targets. Moreover, they play a role in preparing the market by

⁵ This is one of the countries with relatively low costs for green hydrogen production and with a project for hydrogen export (in the form of ammonia) that is well underway.

increasing use of the infrastructure, accelerating cost reductions through economies of scale and economies of learning, helping to balance the energy system, and enabling the achievement of carbon reduction targets at lower costs. This also strengthens the Netherlands' position as a future hub in the international commodity market for hydrogen and hydrogen carriers.

With the current policy, however, this potential is only being used to a limited extent. Domestic production of low-carbon hydrogen is not very attractive due to ambitious consumption mandates for the use of green hydrogen (RED III), making market participants reluctant to invest. Furthermore, the development of import chains is being delayed by a lack of infrastructure, lack of subsidies to help cover the 'cost gap' (the unrecoverable portion of production costs), and lack of security of supply. The first large-scale import facilities, such as ammonia crackers and storage, are not expected until around 2030 (or just before), while exporting countries are also struggling with capital shortages and a lack of offtake guarantees. As a result, in the short term, only the direct use of hydrogen carriers, such as ammonia for fertiliser production and for shipping, would appear to be feasible.

Policy approach to low-carbon and import

If the Netherlands wants to leverage the market-preparation role of low-carbon hydrogen and imports, additional policy measures are needed. These include CAPEX subsidies for import infrastructure, expansion of H2Global (or other demand-side subsidies for imported carriers), consumption mandates for low-carbon hydrogen, greater flexibility in the national implementation of article 22a of RED III (e.g., by setting a specific target for low-carbon hydrogen or making temporary exceptions for new users), accelerated infrastructure rollout, and the expansion of the SDE++⁶ scheme for decarbonisation of residual gases and new production of low-carbon hydrogen from natural gas (using an ATR with CCS, for example).

We note that a broad policy approach is needed to develop the three value chains (local green, low-carbon, and import of hydrogen carriers) in tandem. Local production of green hydrogen also has significant intrinsic value: this can contribute towards energy security, future earning capacity (in industry and beyond), inter-seasonal energy storage, system balancing, and strategic autonomy. With this in mind, it is important to develop all three value chains simultaneously.

⁶ The Sustainable Energy Production and Climate Transition Incentive Scheme (SDE++ scheme) currently offers a subsidy for the carbon capture component, but not for the actual hydrogen production plant.

Demand creation: steel in the automotive industry

Investments in sustainable technology often struggle to get off the ground when potential customers lack an incentive to pay the premium associated with a more sustainable product. A policy instrument aimed further down the value chain can create that incentive. This mechanism, 'demand creation', can help unleash investments in sustainable technologies, including hydrogen. This section examines, as a case study, how demand creation can be applied to the use of lower-emission steel in the automotive industry.

The automotive industry would appear to be a logical candidate for mandated demand (hereinafter called a 'demand mandate') given that it has the key features that make demand creation effective: high production volumes, a substantial contribution to CO₂ emissions, a relatively low cost impact of steel on the final price of cars, and limited opportunities to circumvent the mandate. Moreover, there is already support within the industry: several automobile manufacturers have already signed long-term contracts for the offtake of green or low-emission steel. This increases the likelihood of a demand mandate being effectively implemented.

The mandate could be imposed on the production of vehicles for the EU market, ensuring that both European and imported vehicles are subject to the same rules. With this approach, production leakage is avoided while producers and manufacturers outside the EU are encouraged to adopt sustainability measures. It would furthermore align with existing regulations. The rule-setting could take the form of a minimum performance standard based on the carbon intensity of the steel used, with a phased tightening of the requirements over time. This provides investment security while accounting for the limited production capacity connected with lower-emission steel in the short term. Compliance monitoring and enforcement could be aligned as much as possible with existing procedures.

As a broader conclusion derived from the lessons learned from the automotive industry, it can be seen that demand creation can only succeed when it is made industry-specific, aligns with existing systems, and is supported by a clear interest and scope for action inside the industry itself, i.e. the companies must see the benefit and be able to act on it. Accordingly, a tailored approach is required for each industry, with a focus on the structure of the value chain, regulations, and market dynamics. Though the automotive industry case study does not offer a blueprint for other industries, it does provide a practical reference framework that can help shape demand mandates for other industries and further strengthen the call for demand creation.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

In de transitie naar een klimaatneutrale samenleving ontstaat een fundamentele verschuiving in de vraag naar brandstoffen en industriële grondstoffen: van fossiel naar CO₂-arm, bij voorkeur geheel fossiel-CO₂-vrij. De Vereniging van Nederlandse tankopslag-bedrijven (VOTOB) voorziet daardoor een verandering in haar markt en in de rol van de sector. Zo zal Europa waterstof grootschalig gaan importeren, en de tankopslagsector zal daar een belangrijke rol in spelen. Om goed in te kunnen spelen op die veranderingen heeft de VOTOB een aantal vragen die de aanleiding waren voor deze studie.

1.2 Onderzoeksvragen

De studie heeft drie hoofdonderzoeksvragen:

1. Wat zijn de huidige en toekomstige kostprijzen van grijze, groene en low carbon waterstof⁷, zowel binnenlands geproduceerd als via importroutes?
2. Welk beleid is nodig op de kortere termijn om de waterstofketens op te bouwen, en welke rol kan low carbon waterstof spelen in die opbouw?
3. Welke rol kan 'vraagcreatie'⁸ spelen in de opbouw van waterstofketens en – meer in het algemeen – in de opbouw van 'groene' productketens, met daarbij focus op de vraag: hoe dan precies?

Deze hoofdonderzoeksvragen hangen samen, maar hebben ook elk een eigen karakter. In Paragraaf 1.4 staat een leeswijzer hoe we daar in dit rapport mee om zijn gegaan.

⁷ Grijze waterstof wordt gemaakt uit aardgas. Met groene waterstof bedoelen we waterstof geproduceerd met elektrolyse en gebruik van hernieuwbare elektriciteit. In EU-verband worden groene waterstof en groenewaterstofdragers aangeduid met de term 'renewable fuels of non-biological origin (RFNBO)'. Low carbon (koolstofarme) waterstof is waterstof uit aardgas waarbij CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen en minimaal 70% broeikasgas-emissiereductie wordt behaald (zoals vereist door de EU). Dit wordt ook wel aangeduid met de term 'blauwe waterstof'.

⁸ Met vraagcreatie wordt bedoeld op het creëren van Europese markten voor groenere Europese producten, richting het einde van waardeketens. Dit geeft Europese bedrijven meer investeringszekerheid en kan bijdragen aan de groene transitie en strategische autonomie van Nederland en Europa.

1.3 Waterstof in het toekomstige energie- en grondstoffensysteem

Waterstof speelt een sleutelrol als emissievrije grondstof voor producten zoals groen staal, kunstmest en plastics, als brandstof voor (zwaar) goederenvervoer en hogetemperatuurverwarming in de industrie, en ook voor flexibele opwek van CO₂-vrije elektriciteit.

Volgens een vastgesteld tijdpad worden ETS-uitstootrechten stapsgewijs uit de markt genomen. Door een, als gevolg daarvan, gestage stijging van de CO₂-prijs in ETS en door aanvullende sectorale maatregelen neemt de druk op producenten toe om te verduurzamen. Ergens tussen 2030 en 2040 zal de prijs van fossiele waterstof daardoor 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 Europese en nationale waterstofketen. De uiteindelijke waardecreatie zal afhangen van de beschikbaarheid en kosten van alternatieven zoals biobrandstoffen, elektrificatieopties en (het gebruik van) benodigde infrastructuur.

Waterstof is een onmisbare bouwsteen in het energie- en grondstoffensysteem van 2050. In alle scenario's van PBL, Netbeheer Nederland en de Rijksoverheid stijgt het waterstofgebruik in Nederland van 180 PJ grijze waterstof in 2025 naar meer dan 300 PJ groene waterstof in 2050. De doorvoer van groene waterstof(dragers) varieert tussen de 200 en 700 PJ in 2050. In alle scenario's wordt een substantieel deel van de waterstofvraag in Nederland ingevuld met waterstofimport (CE Delft, 2025b).

Waterstof kan naast elektrificatie de ruggengraat vormen van het toekomstige Nederlandse energiesysteem waarbij waterstof ingezet kan worden in sectoren en gebieden waar directe elektrificatie lastig is. Daarnaast kan met waterstof energie voor langere tijd opgeslagen worden en 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 15-25 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.

1.4 Leeswijzer

CE Delft heeft in een recente andere studie (de systeemstudie ‘De waarde van waterstof voor Nederland’ in opdracht van NLHydrogen (CE Delft, 2025b)) de maatschappelijke waarden van waterstof in kaart gebracht. Ook is daarin uitgebreid ingezoomd op beleidskaderen en de noodzaak voor aanvullend beleid. De opdrachtgevers van die studie en de voorliggende (NLHydrogen en VOTOB) hebben onderling afgestemd, zodat beide studies zelfstandig leesbaar maar ook zoveel mogelijk complementair zijn. In de NLHydrogen-studie is bijvoorbeeld beperkt gekeken naar kostprijsupdates, de rol van koolstofarme waterstof en import van waterstofdragers in de waterstoftransitie. En naar de beantwoording van de ‘hoe dan precies’-vraag bij vraagcreatie. Dat zijn juist de onderwerpen die, in opdracht van VOTOB, in dit rapport aan de orde komen.

Vanwege de samenhang tussen de drie hoofdvragen van deze studie is gekozen om de beantwoording in één rapport te bundelen. Omdat elke hoofdvraag ook een eigen karakter heeft, is ervoor gekozen om aan het begin van elk hoofdstuk (met daarin het antwoord op een hoofdvraag) een korte inleiding te geven over de opbouw van dat hoofdstuk.

De opbouw van het rapport op hoofdlijn is als volgt: Hoofdstuk 2 bevat de updates van de kostprijzen (de eerste onderzoeksvraag), Hoofdstuk 3 gaat in op de tweede onderzoeksvraag, welk beleid er de komende periode nodig is om de ketens op gang te brengen. De focus ligt daarbij op import en op de mogelijke rol voor low carbon waterstof, zodat het hoofdstuk zo veel mogelijk complementair is met de genoemde systeemstudie. Tenslotte gaat Hoofdstuk 4 in op vraagcreatie. Het rapport eindigt met conclusies en aanbevelingen per hoofdvraag. Nadere detailinformatie is opgenomen in de bijlagen.

2 Kostprijzen waterstof

In een eerdere studie zijn kostprijzen van productieroutes van lokale en geïmporteerde blauwe en groene waterstof vergeleken met behulp van een rekenmodel (Buck Consultants International & CE Delft, 2022). Maar er was behoefte aan een update, met name op het gebied van blauwe waterstof en geïmporteerde groene waterstof. Ook is in de tussentijd nieuwe data beschikbaar gekomen. In de voorliggende studie is het rekenmodel bijgewerkt en is een nieuwe kostprijsanalyse uitgevoerd.

In dit hoofdstuk presenteren we de uitgevoerde kostprijsanalyse van grijze, blauwe en groene waterstof. In Paragraaf 2.1 beschrijven we de modelleeraanpak en de afbakening van de analyse. In Paragraaf 2.2 presenteren we de analyseresultaten.

2.1 Kostprijsanalyse

Kostprijzen betreffen de productiekosten. Dit zijn geen marktprijzen en hier zitten dus geen winstmarges in. Ook bevatten de kostprijzen geen subsidies en belastingen. In de kostprijsanalyse wordt (groene)waterstofproductie in Nederland vergeleken met import uit diverse exportlanden. Bij de importroutes worden de kosten voor transport, conversie en reconversie van waterstof meegenomen.

De resultaten van de kostprijsanalyse zijn gevalideerd met behulp van raadpleging van marktexperts. De kostprijzen van geïmporteerde groene waterstof voor de huidige situatie zijn volgens de experts iets lager dan de kostprijzen uit de analyse. Ook marktprijzen van internationale tenders van groene waterstof laten lagere waardes zien. Er zijn veel factoren die deze verschillen kunnen verklaren. Deze factoren zijn opgesomd in het volgende tekstkader.

Verklarende factoren voor verschillen tussen kostprijzen in analyse en marktprijzen in waterstoftenders en -projecten

- In de kostprijsanalyse is veel data bijeengebracht en toegepast en zijn aannames gedaan, waaronder over investeringskosten, WACC, vollasturen en kostencomponenten (zie Paragraaf 2.1.2). Deze data en aannames zullen niet exact overeenkomen met de werkelijke situatie voor specifieke waterstoftenders en -projecten. Twee belangrijke voorbeelden

zijn het elektriciteitsnettarief dat van toepassing is op de elektrolyser in het exportland en de investeringskosten van de elektrolyser. Deze laatste verschillen per land, omdat de kosten van arbeid, benodigde materialen en kapitaal uiteenlopen. Er is onvoldoende betrouwbare en consistente informatie beschikbaar hierover, waardoor dit niet nauwkeurig kan worden ingeschat.

- Marktprijzen van waterstoftenders en -projecten omvatten vaak een 'free on board' of 'plant gate'-prijs van de waterstofdrager. De kosten van transport, opslag en reconversie zitten hier niet in. In de analyseresultaten zijn deze kosten steeds inbegrepen.
- Tenderprijzen reflecteren niet de kostprijs in geval er subsidies zijn ontvangen of er een andere vorm van nationale ondersteuning van blauwe/groenewaterstofproductie plaatsvindt in het exportland.
- De marktprijs kan afhankelijk zijn van de afzetmarkt. De EU hanteert relatief strenge eisen voor de productie van blauwe/groenewaterstof(dragers) (RFNBO's), waaraan moet worden voldaan als naar de EU wordt geëxporteerd. Dit leidt tot hogere productiekosten en daarmee marktprijzen in vergelijking tot blauwe/groenewaterstof(dragers) geproduceerd voor andere afzetmarkten.
- Producenten van blauwe/groenewaterstof(dragers) bieden mogelijk strategisch onder de daadwerkelijke kostprijs in waterstoftenders, omdat ze een marktpositie willen verwerven en bereid zijn hiervoor een verlies te nemen.
- Marktprijzen worden beïnvloed door de contractduur, dat wil zeggen de periode waarover de waterstof zal worden geleverd. Hoe langer de contractduur, hoe lager de marktprijs.

2.1.1 Aanpak en afbakening

Het rekenmodel dat in Buck Consultants International & CE Delft (2022) is toegepast om kostprijzen van lokale en geïmporteerde waterstof over de tijd te vergelijken is een uitbreiding van het oorspronkelijke HyChain-model van Kalavasta. Dat is een open-source-model in Excel (Kalavasta, 2019).

In deze en eerdere studies is het model steeds verder uitgebreid, aangepast en geactualiseerd. Ten opzichte van het oorspronkelijke model van Kalavasta bevat het nieuwe model verschillende ontwikkelscenario's over de tijd (inclusief kostenreductiecurves), productieroutes van grijze en blauwe waterstof en recente data van investeringskosten en weighted average cost of capital (WACC) met daarbij ook een uitgebreidere modellering. We noemen het model: 'CImplHy' (CE Import and Local Hydrogen).

De kostprijsanalyse is als volgt afgebakend:

- **Productieroutes:** Voor zowel grijze als blauwe waterstof wordt onderscheid gemaakt tussen productie met een bestaande steam methane reformer (SMR) en een nieuwe autothermal reformer (ATR). Bij blauwe waterstof wordt ook productie uit

restgassen en de import van blauwe ammoniak meegenomen. Bij groene waterstof nemen we een lokale productie en verscheidene importroutes mee. Bij de importroutes worden verschillende exportlanden en waterstofdragers onder de loep genomen.

- **Waterstofdragers:** Bij de import van groene waterstof wordt de waterstof in het land van herkomst omgezet in een waterstofdrager die minder ruimte inneemt bij transport over zee dan gasvormige waterstof. We vergelijken de volgende waterstofdragers: ammoniak, methanol, vloeibaar methaan, vloeibare waterstof en benzyltolueen.⁹ In de hoofdanalyse wordt uitgegaan van reconversie naar waterstof.
- **Exportlanden:** We hebben een shortlist van veelbelovende exportlanden van groene waterstof opgesteld (zie Bijlage C.2) die in de hoofdresultaten worden vergeleken: Brazilië, Canada, India, Namibië, Noorwegen, Portugal en Saudi-Arabië.
- **Tijdshorizon:** De ontwikkeling van de kostprijzen wordt ingeschat voor de periode van 2025 tot en met 2050, met tijdstappen van vijf jaar.
- **Scenario's:** We maken onderscheid tussen drie scenario's, waartussen de ontwikkeling van enkele onzekere factoren over de tijd worden gevarieerd. Het scenario Snel is een scenario waarin groene waterstof relatief snel concurrerend kan worden met blauwe waterstof. In het scenario Langzaam zijn de ontwikkelingen juist relatief ongunstig om dit te bereiken. Het scenario Gemiddeld zit hier tussenin. De belangrijkste verschillen tussen de scenario's staan in Tabel 1.

Tabel 1 – Onderscheidende inputs van de drie scenario's in de kostprijsanalyse

Variabele	Scenario Langzaam	Scenario Gemiddeld	Scenario Snel
Kostprijs van de CAPEX van elektrolyse en wind- en zonne-energie	Langzame daling	Gemiddelde daling	Snelle daling
Aardgas- en CO ₂ -prijs	Langzame stijging	Gemiddelde stijging	Snelle stijging
Elektriciteitsnettarief ¹⁰	€ 2 per kg groene waterstof	€ 1 per kg groene waterstof	€ 0 per kg groene waterstof

2.1.2 Aannames en inputs

We beschrijven hier de belangrijkste aannames in de kostprijsanalyse. Daarnaast geven we aan wat de belangrijkste modelinputs zijn.

⁹ In het HyChain-model zijn ook de volgende waterstofdragers nog opgenomen: mierenzuur, natriumboorhydride, dimethylether (DME) en oxymethylene ether (OME). Marktpartijen verwachten minder van deze opties. In afstemming met de opdrachtgever zijn deze opties niet meegenomen in de analyse.

¹⁰ Er is weinig betrouwbare informatie beschikbaar over elektriciteitsnettarieven die van toepassing zijn op elektrolyzers in exportlanden. Om deze reden is besloten om dit tarief te variëren tussen scenario's, maar in elk scenario een identiek tarief te hanteren voor alle landen (inclusief Nederland). Het tarief wordt ook constant gehouden over de tijd.

Algemene aannames

- Toekomstige kostprijzen zijn ingeschat met toepassing van prijspeil 2025.
- Het waterstofnettarief dat in Nederland wordt betaald voor invoeding van geproduceerde of geïmporteerde waterstof is gesteld op 0,29 €/kg waterstof. Dit tarief is in 2024 gecommuniceerd door Gasunie en is toegepast in het RHyCEET-model van TNO waarin de huidige kostprijs van lokale groene waterstof is berekend (TNO, 2024a). Aangenomen is dat dit tarief van toepassing is op alle waterstofroutes en dat deze constant is over de tijd. Hierbij moet worden opgemerkt dat Gasunie de kosten van Waterstofnetwerk Nederland inmiddels raamt op € 3,8 miljard, tegenover een oorspronkelijke raming van € 1,5 miljard (CE Delft & TNO, 2023). Alhoewel dit een onzekere raming is en ook de tariefmethodiek nog niet vaststaat, kan het waterstofnettarief in werkelijkheid een stuk hoger komen te liggen.

Aannames groene waterstof

- De kosten van hernieuwbare elektriciteit zijn kostprijzen die in het model worden berekend. Voor Nederland is de elektriciteitskostprijs gebaseerd op wind-op-zee. Voor exportlanden is deze gebaseerd op de gemiddelde kostprijs van wind op land en zon-pv. Er is dus een 1:1-verhouding van wind-op-zee en zon-pv aangenomen bij exportlanden, waarbij rekening wordt gehouden met verschillende wind- en zoncondities (zie het volgende punt).
- De vollasturen van de elektrolyser in Nederland zijn gebaseerd op wind-op-zee. De vollasturen van de elektrolyser in exportlanden zijn gelijk aan de som van die van wind op land en zon-pv. Daarmee is dus aangenomen dat de elektrolyser draait op wind- en zonne-energie en dat er geen overlap is tussen de elektriciteitsproductie uit wind en zon.¹¹
- In de modelinputs zijn verschillende startwaarden voor 2025 aangenomen voor de investeringskosten (CAPEX) van de elektrolyser, omdat veel exportlanden lagere arbeidskosten en materiaalkosten hebben dan Nederland. De kostenreductiecurve voor de CAPEX van de elektriciteit heeft voor alle landen dezelfde vorm (maar vanwege de verschillende startwaarde blijft de CAPEX-waarde tussen landen verschillen over de tijd).
- De kosten van vervanging van de elektrolyser-stack is gesteld op 0,15 €/kg (TNO, 2024a). Er is geen verschil tussen landen aangenomen.
- Exportlanden hebben een eigen WACC. Deze zijn constant over de tijd. De WACC's zijn berekend op basis van WACC-data van (Damodaran, 2025) (zie Bijlage C).

¹¹ Als gevolg hiervan worden relatief hoge vollasturen van de elektrolyser aangenomen. Een nog hoger aantal vollasturen zou te bereiken zijn als sprake is van een grotendeels hernieuwbare elektriciteitsmix en de elektrolyser elektriciteit uit het net als 'hernieuwbaar' kan bestempelen. Hiermee is geen rekening gehouden in de modelberekeningen.

- Mogelijk hergebruik van bestaande fossiele infrastructuur voor de transport en opslag (die vrij zouden kunnen komen bij de transitie van fossiele grond- en brandstoffen naar hernieuwbare grond- en brandstoffen) is niet meegenomen in de analyse van verschillende waterstofdragers voor de import van groene waterstof.
- Aanloop- en innovatiekosten zijn niet meegenomen. (Geraadpleegde marktextperts hebben aangegeven dat deze kosten ervoor zorgen dat vloeibare waterstof in de huidige situatie duurder is dan de analyseresultaten laten zien.)

Aannames grijze en blauwe waterstof

- We nemen aan dat de kostprijs van restgassen (in de route waarin blauwe waterstof wordt geproduceerd uit restgassen) gelijk is aan nul. Daarnaast wordt rekening gehouden met het feit dat de conversie naar waterstof een energieverlies met zich meebrengt, waardoor extra aardgas moet worden ingekocht om in dezelfde hoeveelheid thermische energie te voorzien als in de referentiesituatie.
- Bij productieroutes van grijze en blauwe waterstof met een SMR is geen CAPEX van de reformer meegenomen, omdat is aangenomen dat dit een bestaande, afgeschreven installatie is. (Bij de productieroutes met een ATR is juist aangenomen dat dit gaat om een nieuwe installatie en zijn de CAPEX van de reformer wél onderdeel van de kostprijsberekening.)

Inputs

Belangrijke modelinputs zijn:

- een WACC van verschillende landen;
- de CAPEX van de elektrolyser voor verschillende landen;
- de CAPEX van wind- en zonne-energie, systemen voor conversie en reconversie van waterstof en direct air capture (dat gebruikt wordt bij import in de vorm van methanol en vloeibaar methaan);
- de aardgasprijs in de verschillende scenario's;
- de CO₂-prijs in de verschillende scenario's.

Deze inputs hebben een waarde voor alle meegenomen zichtjaren (2025, 2030, 2035, 2040, 2045 en 2050).

De modelinputs zijn te vinden in Bijlage C.1.

2.2 Resultaten

2.2.1 Vergelijking van productieroutes

Huidig (2025)

In 2025 is grijze waterstof het goedkoopst (2,9 €/kg). Blauwe waterstof wordt lokaal geproduceerd met geïmporteerd aardgas. De CCS-kosten maken blauwe waterstof wat duurder (3,4 €/kg, voor bestaande SMR). Groene waterstof is in de huidige situatie (2025) twee tot drie keer zo duur als blauwe waterstof, waarbij geïmporteerde groene waterstof uit de goedkoopste landen goedkoper is dan lokale groene waterstof (7,3-9,3 €/kg voor Saudi-Arabië, vs. 8,4-10,4 €/kg voor Nederland).¹²

Wanneer geïmporteerde groenewaterstofdragers direct worden ingezet (zoals groene ammoniak als grondstof voor kunstmestproductie) dan verandert de kostprijsverhouding tussen lokaal en import: lokale groene ammoniak is een stuk duurder dan geïmporteerde groene ammoniak in de analyseresultaten (zie Bijlage D.2). Hetzelfde geldt voor de directe inzet van methanol en methaan. Dit komt doordat in geval van directe inzet geen reconversie naar waterstof nodig is bij de importroutes, waarmee de reconversiekosten wegvallen en de lagere waterstofproductiekosten in het buitenland zwaarder gaan wegen. Bij blauwe waterstof geldt iets soortgelijks als blauwe ammoniak wordt geïmporteerd uit landen met lagere feedstockkosten en direct wordt ingezet; in dit geval is geïmporteerde blauwe ammoniak goedkoper dan lokale blauwe ammoniak.

In 2050

De kostprijsverhoudingen in 2050 hangen sterk af van het scenario, dat wil zeggen de ontwikkeling van de aardgasprijs, CO₂-prijs en de CAPEX van wind, zon en elektrolyse.

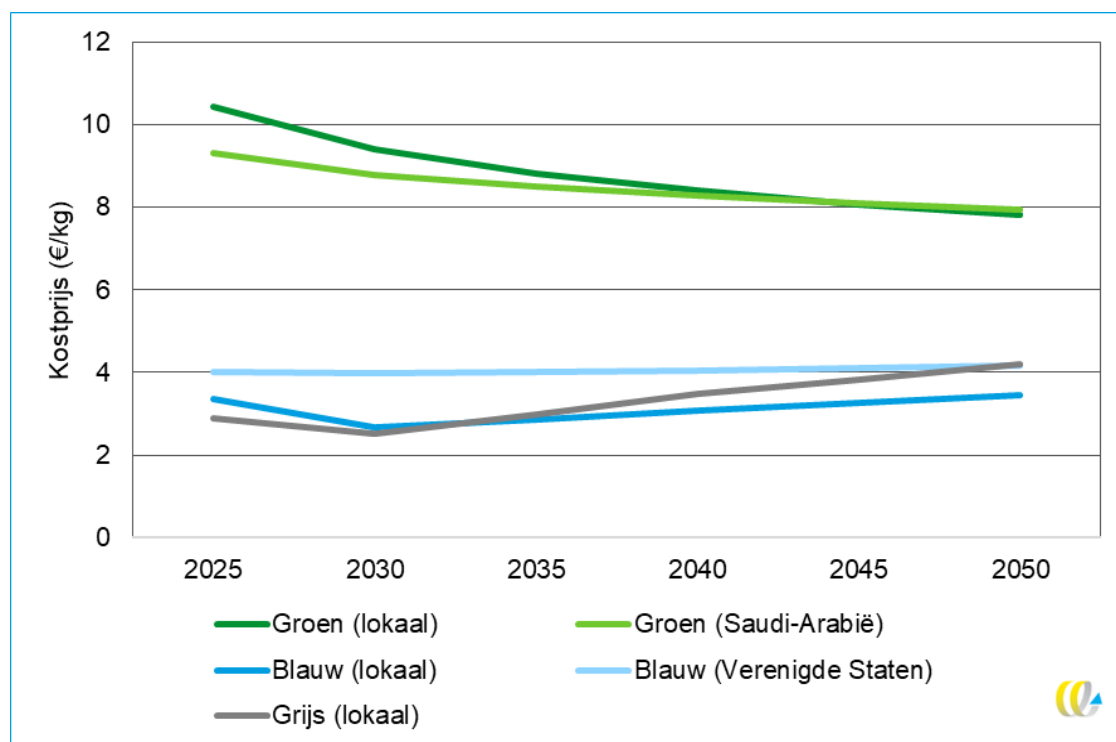
Grijze waterstof wordt in het scenario Snel verreweg het duurst vanwege de hoge aardgas en CO₂-prijs. In het scenario Gemiddeld komen de kostprijzen van grijze waterstof en groene waterstof bij elkaar in 2050. In het scenario Langzaam is blauwe waterstof wat goedkoper dan grijs, maar is groene waterstof nog steeds een stuk duurder.

Blauwe waterstof blijft in de scenario's Gemiddeld en Langzaam goedkoper dan groene waterstof richting 2050, maar in het scenario Snel zijn de kostprijzen van blauwe en groene waterstof naar elkaar toegegroeid in 2050.

¹² De kostprijs van lokale groene waterstof is in onze analyse berekend op 10,4 €/kg in het scenario Langzaam (waarin het elektriciteitsnettarief op 2 €/kg is gesteld). Deze kostprijs is 2,4 €/kg lager dan de kostprijs van 12,8 €/kg voor een 200 MW elektrolyser uit het RhyCEET-model TNO. (2024a). *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>. Dit verschil wordt veroorzaakt door toepassing van een lagere WACC voor Nederland in onze analyse van 2,5% (tegenover ca. 8% in RHyCEET).

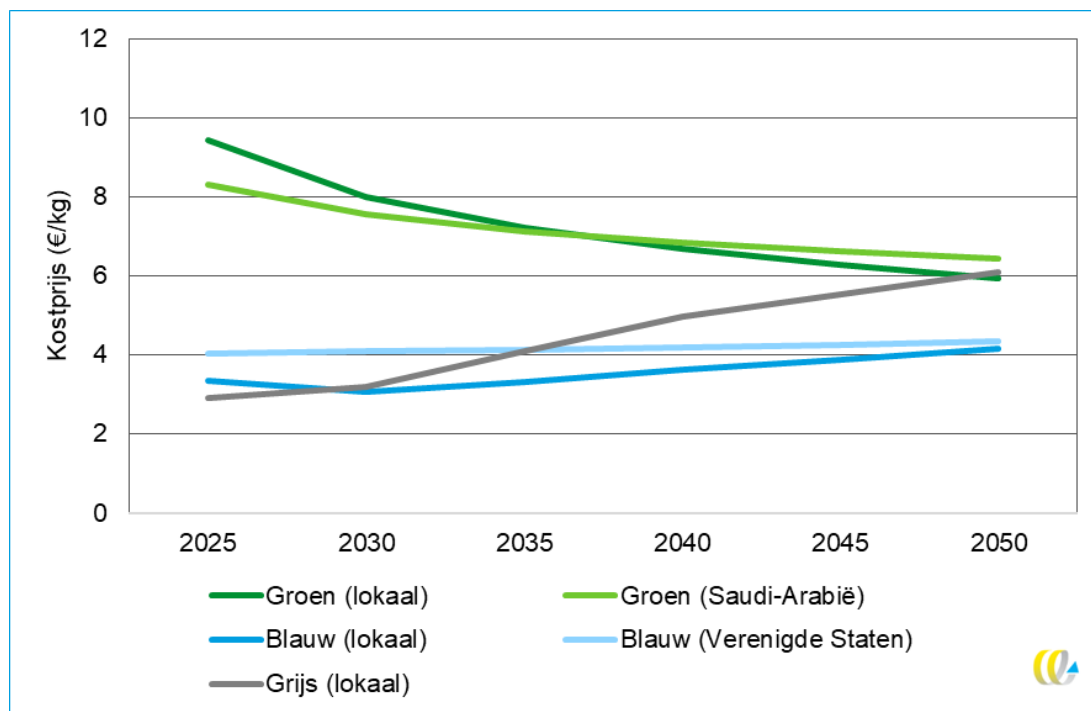
Groene waterstof blijft in het scenario Langzaam het duurst richting 2050, maar in het scenario Snel wordt het vergelijkbaar in prijs met blauwe waterstof. In dit laatste scenario daalt de kostprijs van groene waterstof van ~8 €/kg in 2025 naar 4 tot 5 €/kg in 2050. Lokale groene waterstof wordt mogelijk goedkoper dan geïmporteerde groene waterstof, maar de geschatte kostprijzen liggen dicht bij elkaar (binnen de marge van onzekerheid over de ontwikkeling van invloedrijke factoren, zoals lokale vs. buitenlandse elektriciteitskosten en nettarieven en lokale vs. buitenlandse WACC's). In geval van directe inzet van groenewaterstofdragers is import waarschijnlijk goedkoper dan lokale productie, omdat bij import de reconversiekosten wegvallen terwijl bij lokale productie de conversiekosten erbovenop komen.

Figuur 2 – Kostprijzen van verschillende productieroutes van waterstof, scenario Langzaam



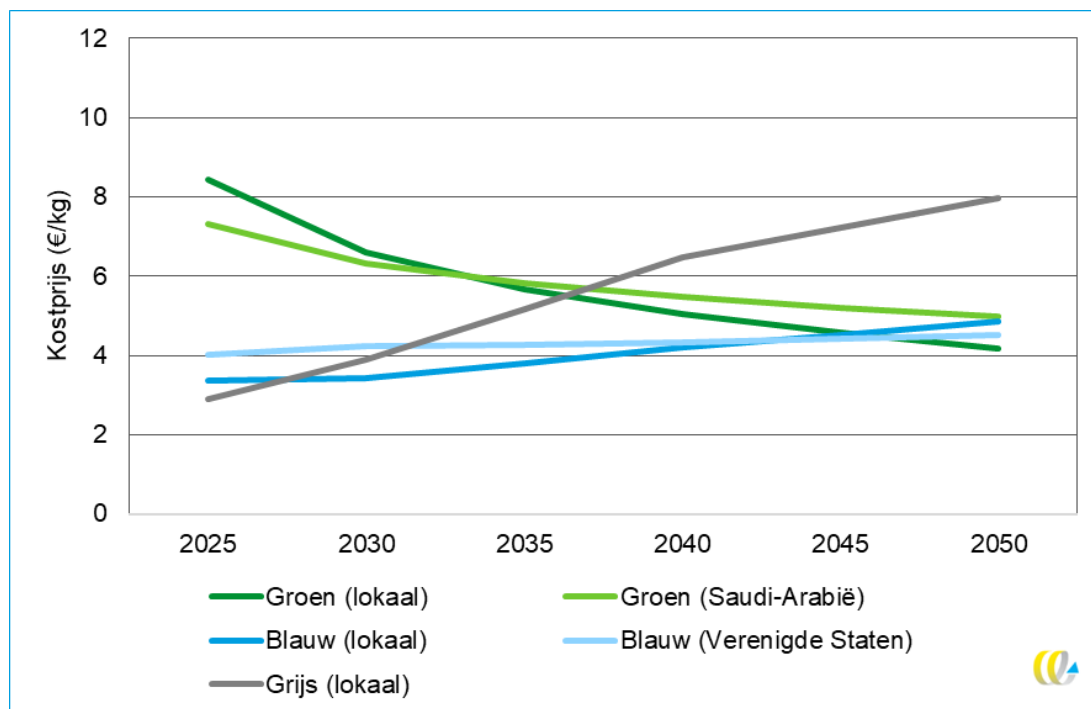
Noot: In het scenario Langzaam is aangenomen dat het elektriciteitsnettarief 2 €/kg bedraagt, zowel lokaal als in exportlanden. (Dit tarief is van toepassing op de elektriciteit benodigd voor groenewaterstofproductie.)

Figuur 3 – Kostprijzen van verschillende productieroutes van waterstof, scenario Gemiddeld



Noot: In het scenario Gemiddeld is aangenomen dat het elektriciteitsnettarief 1 €/kg bedraagt, zowel lokaal als in exportlanden. (Dit tarief is van toepassing op de elektriciteit benodigd voor groenewaterstofproductie.)

Figuur 4 – Kostprijzen van verschillende productieroutes van waterstof, scenario Snel



Noot: In het scenario Snel is aangenomen dat het elektriciteitsnettarief 0 €/kg bedraagt, zowel lokaal als in exportlanden. (Dit tarief is van toepassing op de elektriciteit benodigd voor groenewaterstofproductie.)

2.2.2 Grijs en blauwe waterstof

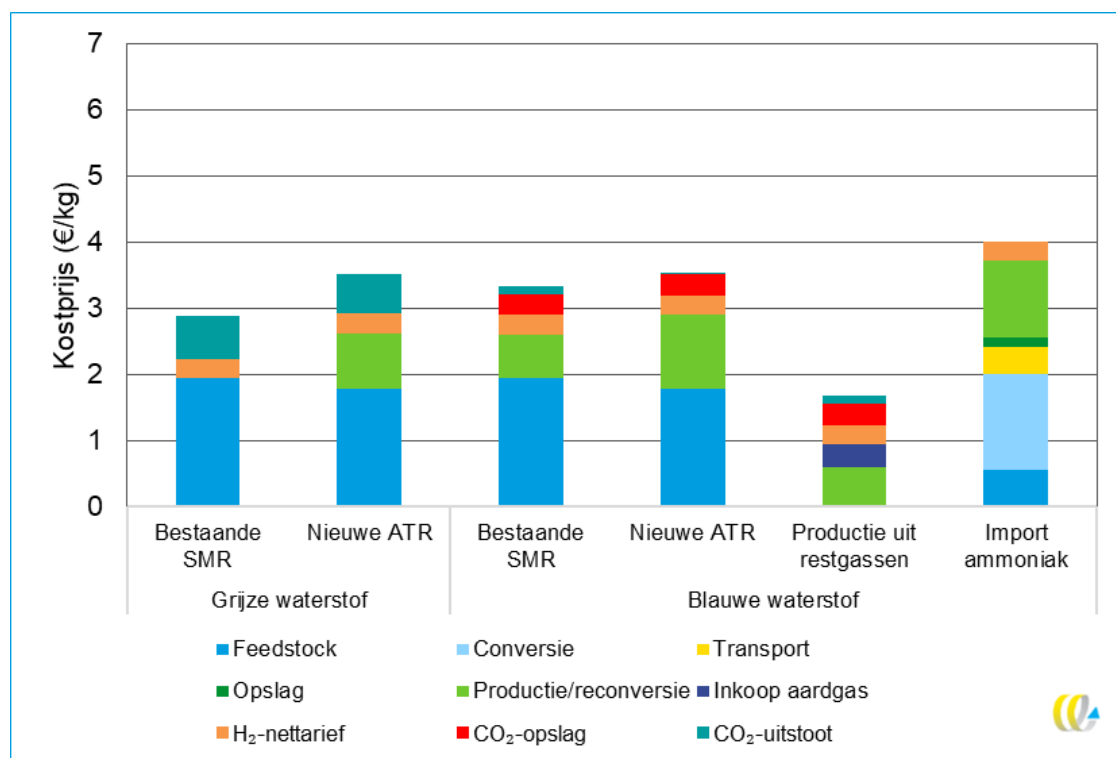
Huidig (2025)

In 2025 is grijze waterstof met een bestaande SMR goedkoper dan blauwe waterstof (2,9 €/kg tegenover 3,3 €/kg). Echter, in geval van de realisatie van een nieuwe ATR is de kostprijs van grijze waterstof vergelijkbaar met blauwe waterstof, omdat de kosten van CO₂-uitstoot bij grijze waterstof vergelijkbaar zijn met de CCS-kosten bij blauwe waterstof.

De goedkoopste vorm van blauwe waterstof is de productie uit restgassen (1,7 €/kg in het scenario Gemiddeld), omdat hier geen feedstockkosten hoeven te worden betaald. Blauwe waterstof geproduceerd met een bestaande SMR is net wat goedkoper dan met een nieuwe ATR (3,3 vs. 3,6 €/kg): De lagere investeringskosten (vanwege de al afgeschreven reformer) wegen iets zwaarder dan de wat hogere feedstockkosten en CO₂-kosten van de SMR (vanwege het lagere conversierendement en CO₂-afvangpercentage).

Bij de import van ammoniak wegen de hogere kosten van conversie, transport, opslag en reconversie ten opzichte van lokale blauwe waterstof net wat zwaarder dan de lagere feedkosten. Echter, vanuit het perspectief van energie-efficiëntie is dit geen logische route.

Figuur 5 – Kostprijzen productieroutes van grijs en blauwe waterstof in 2025, scenario Gemiddeld



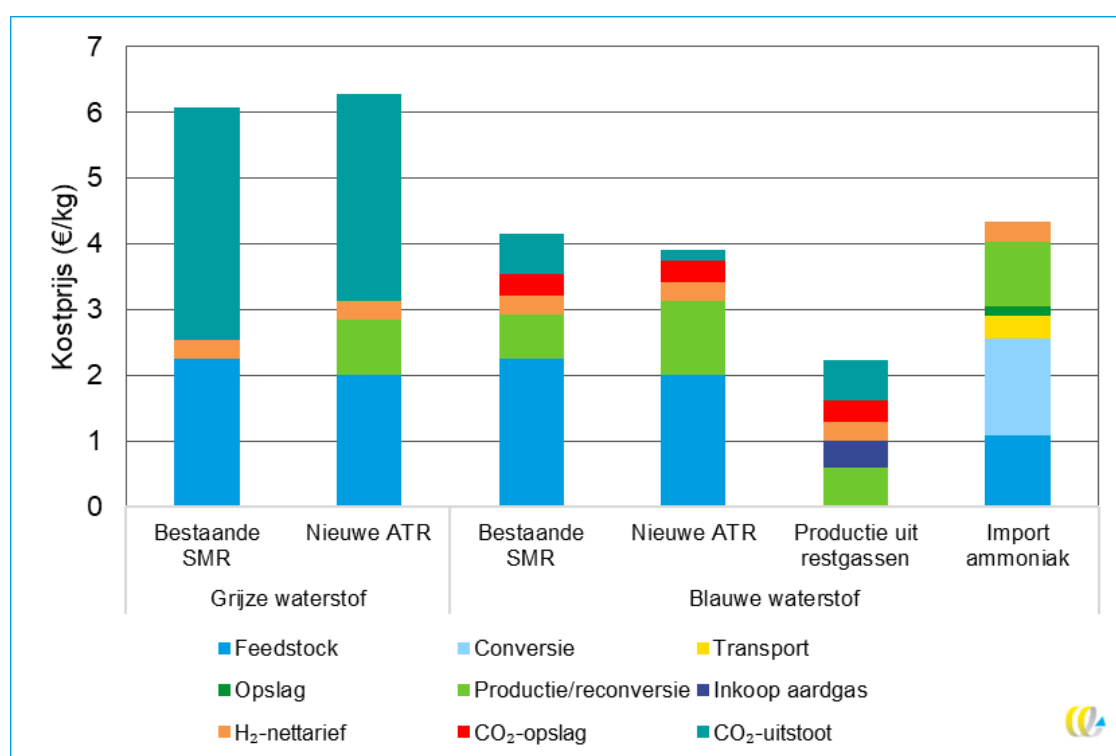
Noot: De laatste route omvat import van blauwe ammoniak uit de Verenigde Staten.

In 2050

In 2050 is de CO₂-prijs dusdanig gestegen dat grijze waterstof een stuk duurder is dan lokale blauwe waterstof (alleen de route van import van blauwe ammoniak in het scenario Langzaam leidt tot een net wat hogere kostprijs): ~6 €/kg tegenover ~4 €/kg voor blauwe waterstof geproduceerd met een bestaande SMR of nieuwe ATR.

Blauwe waterstof geproduceerd met een bestaande SMR is in 2050, in tegenstelling tot in de huidige situatie, wat duurder dan een nieuwe ATR (4,2 €/kg tegenover 3,9 €/kg, in het scenario Gemiddeld) vanwege de gestegen kosten van CO₂-uitstoot bij de SMR.

Figuur 6 – Kostprijzen productieroutes van grijze en blauwe waterstof in 2050, scenario Gemiddeld



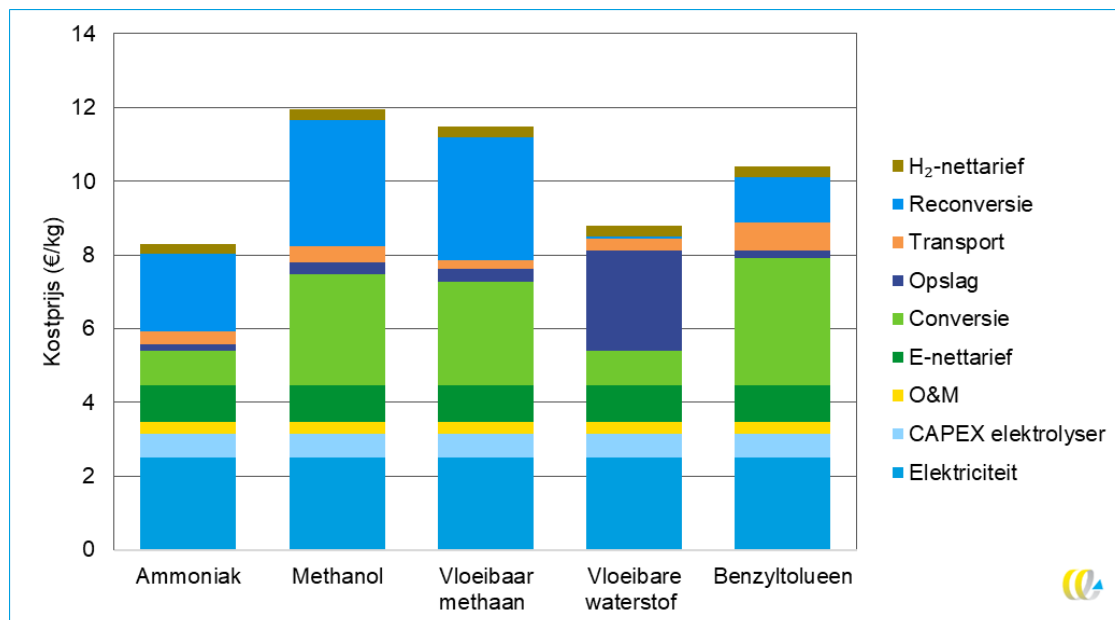
Noot: De laatste route omvat import van blauwe ammoniak uit de Verenigde Staten.

2.2.3 Waterstofdragers

Huidig (2025)

Van de meegenomen waterstofdragers voor import van groene waterstof is in 2025 ammoniak over het algemeen het goedkoopst (8,3 €/kg voor Saudi-Arabië). (Hierbij moet worden opgemerkt dat mogelijk hergebruik van bestaande infrastructuur niet is meegenomen in de analyse.) Vloeibare waterstof zit daar in de modelresultaten dicht tegenaan, maar aanloop- en innovatiekosten zijn niet meegenomen en deze optie valt in werkelijkheid hoger uit, zo geven marktexperts aan. Verder is in 2025 groene waterstof geïmporteerd via benzyltolueen goedkoper dan via methanol of vloeibaar methaan.

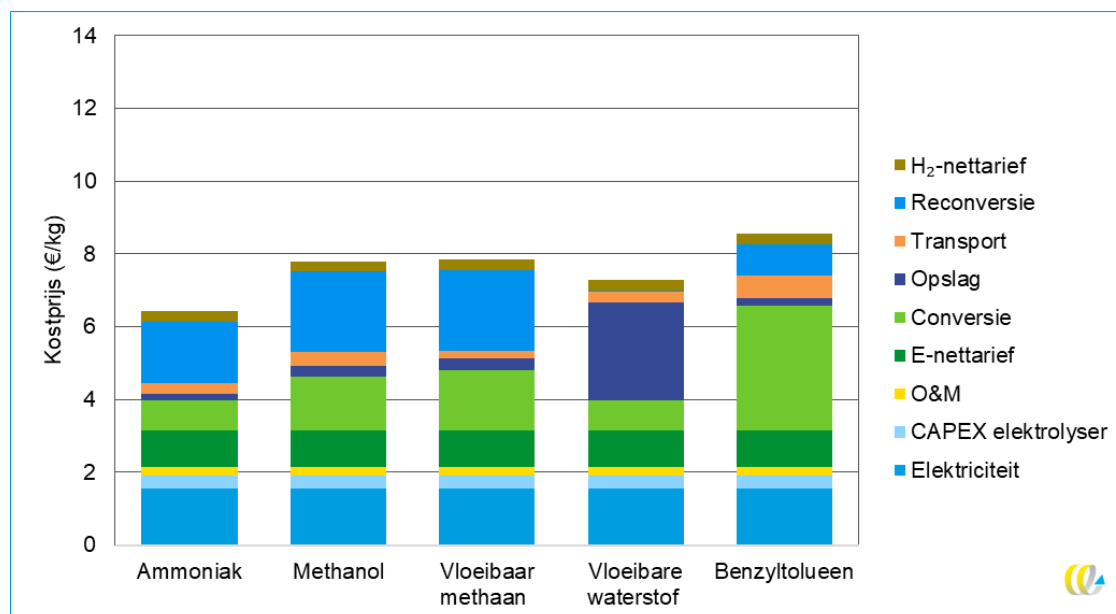
Figuur 7 – Kostprijzen import groene waterstof middels verschillende waterstofdragers in 2025, scenario Gemiddeld en import uit Saudi-Arabië



In 2050

In 2050 is de kostprijs bij alle waterstofdragers een stuk lager (17 tot 35% bij Saudi-Arabië in het scenario Gemiddeld). Dit heeft te maken met lagere CAPEX en OPEX van de elektrolyser, maar ook met lagere kosten van conversie- en reconversie van de waterstofdragers. De daling van de elektriciteitskosten is hier een belangrijke oorzaak. Verder leidt een daling van het elektriciteitsgebruik van de elektrolyser over de tijd tot lagere elektrolyserkosten. Bij de conversie tot methanol en vloeibaar methaan speelt ook de reductie van de CAPEX van direct air capture (dat wordt toegepast om CO₂ voor de productie van deze waterstofdragers te verkrijgen) een rol. De verhouding in de totale kostprijs tussen de waterstofdragers is in 2050 vergelijkbaar met die in 2025, maar de kostprijzen komen dichter bij elkaar te liggen.

Figuur 8 - Kostprijzen import groene waterstof middels verschillende waterstofdragers in 2050, scenario Gemiddeld en import uit Saudi-Arabië



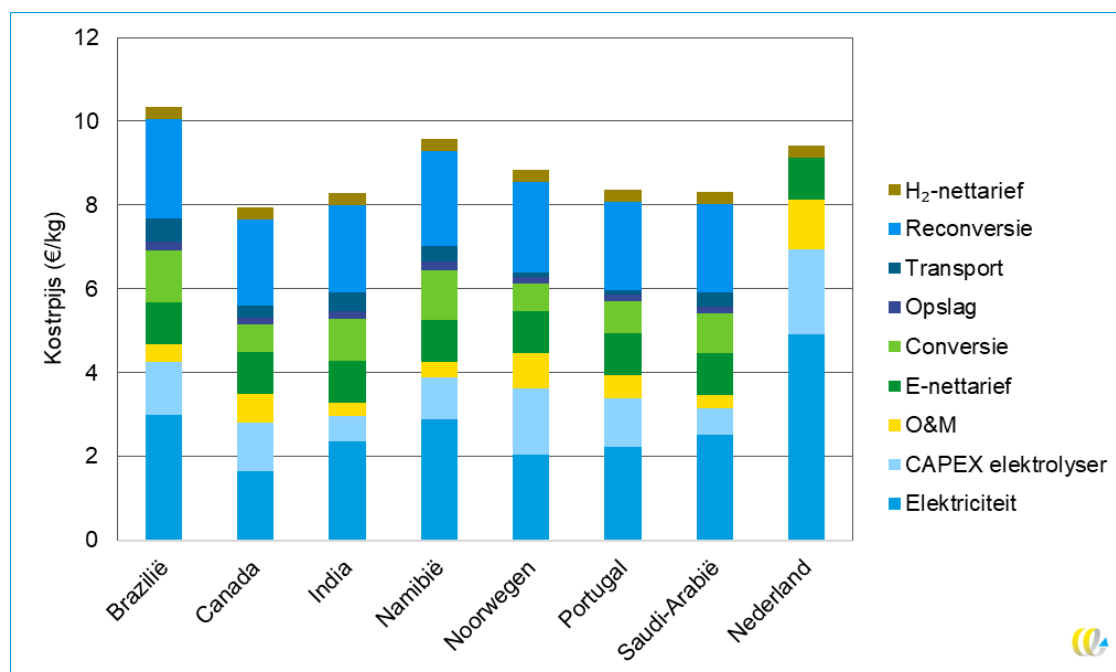
2.2.4 Exportlanden

Huidig (2025)

De kostprijs van geïmporteerde groene waterstof varieert tussen de verschillende exportlanden op de shortlist: De kostprijs van het 'goedkoopste' land in 2025 (Canada, met 7,9 €/kg voor import met ammoniak als waterstofdrager) is 23% lager dan die van het 'duurste' land (Brazilië, met 10,4 €/kg).¹³ Dit verschil vindt vooral zijn oorsprong in een verschillende WACC, verschillende elektriciteitskosten en verschillende CAPEX van de elektrolyser. De WACC beïnvloedt de hoogte van de investeringskosten van alle benodigde technische systemen (wind- en zonne-energie, elektrolyser, conversiefabriek, etc.). De elektriciteitskosten variëren als gevolg van verschillende wind- en zoncondities (vollasturen): Bij een hoger aantal vollasturen worden de CAPEX van wind- en zon uitgesmeerd over een groter waterstofproductievolume, waardoor de elektriciteitskosten per kilogram waterstof omlaag gaan. Dit gaat ook op voor de CAPEX van de elektrolyser, maar hier zijn ook verschillende CAPEX-waarden (in €/kW) aangenomen tussen de landen (zie Paragraaf 2.1).

¹³ Marktexperts geven aan dat de werkelijke kostprijs van groene waterstof uit Brazilië een stuk lager ligt dan berekend. In Aurora Energy Research Aurora Energy Research. (2025). *Green Hydrogen Corridor between Northeast Brazil and the Netherlands*. <https://www.government.nl/documents/reports/2025/01/24/green-hydrogen-corridor-between-northeast-brazil-and-the-netherlands> wordt een kostprijs van 5,2 €/kg waterstof voor 2030 genoemd, tegenover 7,8 €/kg in de analyse (scenario Snel, 2030, exclusief nettarieven). Dit verschil kan te maken hebben met het feit dat Aurora Energy Research ibid. ook biomassa en waterkracht als energiebronnen meeneemt en met de aanname van een 1 GW elektrolyser. Ook is mogelijk een lagere WACC gebruikt dan de 10,7% in onze analyse.

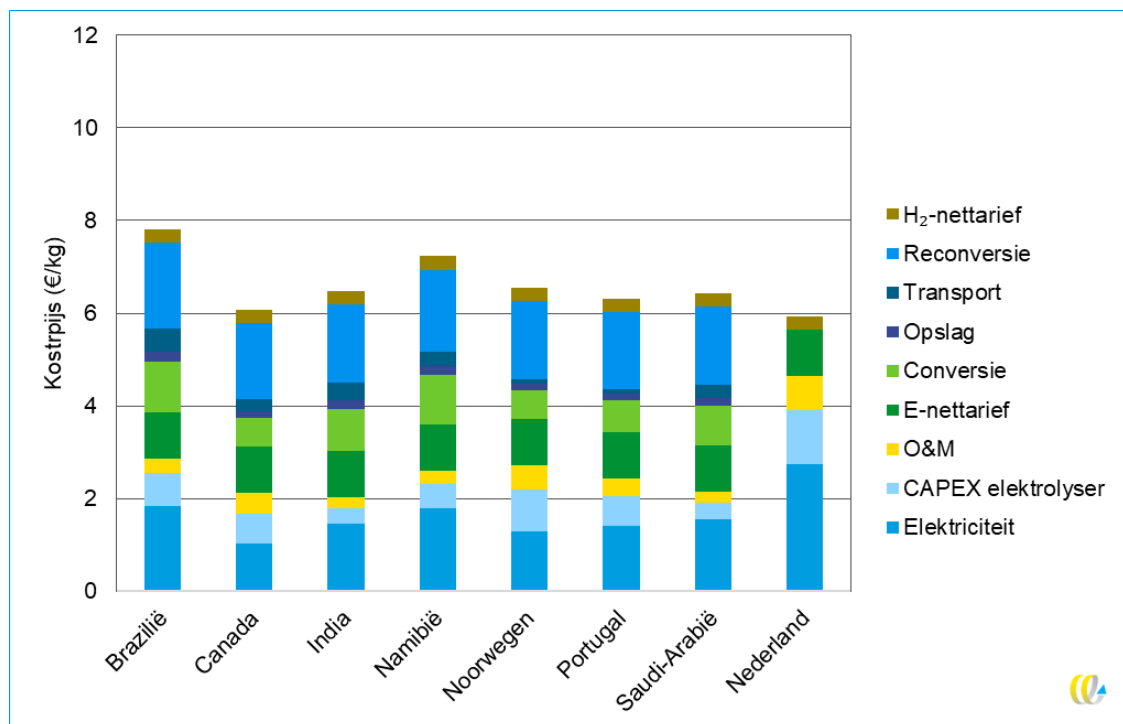
Figuur 9 – Kostprijzen van lokale en geïmporteerde groene waterstof in 2025, scenario Gemiddeld



In 2050

Richting 2050 daalt de gemiddelde kostprijs van geïmporteerde groene waterstof over de landen op de shortlist vanwege de reductie van de CAPEX van de benodigde technische systemen en van de elektriciteitskosten over de tijd. Deze kostprijsdaling tussen 2025 en 2050 verschilt sterk tussen de scenario's: 6,1% in Langzaam (van 8,8 naar 8,3 €/kg), 24% in Gemiddeld (naar 6,7 €/kg), en 41% in Snel (naar 5,2 €/kg). Dit wordt veroorzaakt door de verschillende aangenomen kostenreductiecurves voor zon, wind, elektrolyzers en direct air capture tussen de scenario's, en door verschillende reductiepaden van het elektriciteitsverbruik van de elektrolyser. Tot slot: De kostprijsverhouding tussen landen in 2050 is vergelijkbaar met die in 2025 in alle drie de scenario's. Door de algemene kostprijsdaling over de tijd komen de kostprijzen van verschillende landen dichterbij elkaar te liggen in absolute zin, maar niet in relatieve zin.

Figuur 10 - Kostprijzen van lokale en geïmporteerde groene waterstof in 2050, scenario Gemiddeld



3 Import en koolstofarme waterstof als marktvoorbereiders

3.1 Inleiding

Waterstof wordt in vele studies beschouwd als belangrijk onderdeel van de toekomstige klimaatneutrale energie- en grondstoffenvoorziening. De opbouw van de waterstofmarkten verloopt echter trager dan oorspronkelijk verwacht. De onderzoeksvraag van dit hoofdstuk is wat er aan beleid nodig is om de waterstofmarkten echt, en in tempo, op gang te krijgen. De focus van dit hoofdstuk ligt daarbij op het beleid voor de kortere termijn, tot circa 2035.

Het daarna volgende hoofdstuk, 'Vraagcreatie', gaat over een beleidsinstrument dat naar verwachting pas substantiële bijdrages zal leveren op de wat langere termijn, met de kanttekening daarbij dat daar nu al wel mee begonnen moet worden om dat als instrument te realiseren.

Om de transitiepaden voor de opschaling van de waterstofmarkt in kaart te brengen zijn gesprekken gevoerd met vele marktpartijen. De marktpartijen omvatten zowel partijen aan import-, productie-, afname-, als aan de beleidskant. Dit met als doel een evenwichtig beeld te krijgen van de ontwikkelingen in de waterstofmarkt. De lijst met interviewpartners is opgenomen in Bijlage A.

Tabel 2 – Methodische aanpak voor dit hoofdstuk

Paragraaf	Onderbouwing
3.2 Ambitieniveau voor waterstof	Marktinzichten uit interviews + Literatuur + Beleidsdocumenten
3.3 Rol van groene en koolstofarme waterstof in waterstoftransitie	Marktinzichten uit interviews + Literatuur + Beleidsdocumenten
3.4 Rol van import in waterstoftransitie	Marktinzichten uit interviews + Literatuur + Beleidsdocumenten
3.5 Afzet (inclusief factsheets)	Marktinzichten uit interviews + Literatuur + Beleidsdocumenten
3.6 Beleidsaanpak	Synthese van CE Delft op basis van eerdere analyse en factsheets

Focus van dit hoofdstuk

CE Delft heeft in een recente andere studie (de systeemstudie 'De waarde van waterstof voor Nederland' in opdracht van NLHydrogen (CE Delft, 2025b)) de maatschappelijke waarden van waterstof in kaart gebracht. Ook is daarin uitgebreid ingezoomd op beleids- hiaten en de noodzaak voor aanvullend beleid. In de NLHydrogen-studie is beperkt gekeken naar de rol van koolstofarme waterstof en import van waterstofdragers in de waterstoftransitie.

We maken daarom in deze studie een verdiepende analyse van de rol van koolstofarme waterstof en de import van waterstofdragers in de waterstoftransitie, inclusief een realistisch transitiepad.

NB: We gaan er in dit rapport niet op in (buiten scope), maar gaan ervan uit dat geïmporteerde waterstof(dragers) voldoet/voldoen aan regels voor Internationaal Maatschappelijk Verantwoord Ondernemen (IMVO). 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.

3.2 Ambitieniveau voor waterstof

Te hoog ambitieniveau vraagt om aanpassing van doelen en beleid

Op dit moment ligt het ambitieniveau voor de opbouw van de waterstofketen te hoog, gezien de hoge kostprijzen van groene waterstof en het huidige beleids- en investeringskader. Dit vraagt om realisme zowel op het gebied van de doelen als het beleid, waarbij voldoende flexibiliteit en duidelijkheid geboden moet worden aan de markt.

Hoewel er op papier veel plannen zijn voor de productie, import en toepassing van groene en koolstofarme waterstof, blijkt realisatie in de praktijk lastig. Veel projecten blijven hangen in de planfase of ondervinden vertraging, met name door beperkte vraag, financiële, infrastructurele en beleidsmatige onzekerheid. Het opbouwen van een functionerende volwassen waterstofketen (van productie en transport tot en met gebruik) is een complex proces dat tijd vergt. In dat licht ziet de markt sommige ambities uit eerdere beleidsplannen (lidstaatverplichting vanuit de RED art.22a, jaarverplichting industrie¹⁴, 4 GW doel in 2030 voor elektrolysecapaciteit in Nederland) als te optimistisch,

¹⁴ De jaarverplichting industrie is een doorvertaling om een deel van de lidstaatverplichting uit de RED art.22a bij de waterstofgebruikende industrie te leggen.

zeker gezien de hoge kostprijzen van groene waterstof en het huidige beleids- en investeringskader. De waterstoftransitie vraagt om aanzienlijke kapitaalinvesteringen met een lange looptijd, en vaak een (op dit moment) onzeker rendement, wat marktpartijen terughoudend maakt.

Bovendien geven enkele partijen aan dat waterstof vanuit het beleid reeds wordt benaderd als een volwassen en marktrijpe duurzame techniek. Dit maakt het lastiger om groene en/of koolstofarme waterstof op te schalen. De eisen rondom additionaliteit¹⁵ voor productie van groene waterstof werd genoemd als voorbeeld van een dergelijke barrière. Ook geldt er een strikte realisatietermijn voor waterstofproductie in subsidieregelingen. Het kabinet is voornemens om meer flexibiliteit in te bouwen in de subsidieregelingen, zodat deze regelingen kunnen omgaan met vertragingen in de oplevering van de waterstofinfrastructuur (Hermans, 2025). Een ander voorbeeld zijn de netkosten van het nationale waterstofnetwerk. De netkosten worden uitgesmeerd over alle gebruikers, waardoor voorlopers worden geconfronteerd met hogere kosten, terwijl latere toetreders profiteren van een dan reeds bestaand netwerk.

3.3 Rol van groene en koolstofarme waterstof in de waterstoftransitie

Koolstofarme waterstof belangrijke rol binnen klimaatbeleid en als marktvoorbereider

Groene waterstof en koolstofarme waterstof zijn allebei nodig om de klimaatdoelen te halen. Er lijkt voldoende vraag naar waterstof te bestaan voor beide waterstofopties. Koolstofarme waterstof kan daarnaast een rol spelen als marktvoorbereider voor groene waterstof. Het huidige beleidskader lijkt echter onvoldoende om grootschalige koolstofarme waterstofproductie te realiseren binnen Nederland. Hiervoor is aanvullend beleid nodig (zie onder andere ook (CE Delft, 2025b)).

De marktpartijen geven aan dat **groene waterstof en koolstofarme waterstof allebei nodig zijn om de klimaatdoelen te halen**. Groene waterstof, geproduceerd via elektrolyse op basis van hernieuwbare elektriciteit, is op termijn de duurzaamste oplossing en het einddoel van veel beleidsstrategieën. De markt ziet koolstofarme waterstof (vaak ook

¹⁵ De Europese Commissie heeft in 2023 een Delegated Act uitgebracht waarin voorwaarden gesteld worden voor wanneer groene waterstof en daarmee geproduceerde andere RFNBO's als groen mee kunnen tellen. Een belangrijke voorwaarde is dat de geproduceerde waterstof **additioneel** is, wat inhoudt dat de hernieuwbare elektriciteit die wordt gebruikt voor de productie van groene waterstof *extra* moet zijn ten opzichte van bestaande hernieuwbare elektriciteitsproductie en geen subsidie steun mag ontvangen. Daarnaast gelden er temporele en geografische restricties. EC. (2023). *Delegated Act on a methodology for renewable fuels of non-biological origin*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>

‘blauwe waterstof’ genoemd) geproduceerd uit aardgas met afvang en opslag van CO₂ (CCS), voor de korte termijn als een schaalbare tussenoplossing waarmee snel klimaatwinst kan worden geboekt in sectoren die nu nog afhankelijk zijn van grijze waterstof of aardgas. Koolstofarme waterstof helpt bij het opschalen van de eerste vraag naar duurzame waterstof(dragers), omdat het minder kosten met zich meebrengt voor de gebruikers.

Projecten voor productie van waterstof kennen een looptijd van tien tot twintig jaar, gerekend vanaf de planfase tot en met exploitatie en afschrijving. Om die reden is er vanuit investeerders behoefte aan stabiele beleidskaders en langetermijnzekerheid. Wanneer de uitfasering van koolstofarme waterstof te abrupt of onduidelijk wordt vormgegeven, kunnen investeringen uitblijven of projecten vroegtijdig stranden. Bij de marktpartijen is er geen breed gedragen consensus over het exacte moment waarop koolstofarme waterstof zou moeten worden uitgefaseerd. Sommige partijen stellen dat koolstofarme waterstof in 2050 geen rol meer zou moeten hebben, terwijl andere marktpartijen koolstofarme waterstof ook na 2050 nog een (aanzienlijke) rol zien hebben.

Partijen verwachten dat de markt voor groene waterstof in de komende decennia geleidelijk zal opschalen. Door technologische innovatie, schaalvergroting, lagere systeemkosten en dalende kosten van hernieuwbare elektriciteit zal groene waterstof naar verwachting steeds concurrerender worden met grijze en koolstofarme waterstof(dragers). Beleid op nationaal en Europees niveau, zoals de RED III-doelstellingen, de IPCEI-projecten, het Innovation Fund en nationale subsidieregelingen, versnellen deze ontwikkeling. Daarmee kan het aandeel van groene waterstof in het totale verbruik de komende jaren toenemen, met als uiktomst dat het richting 2040 de dominante vorm van waterstof wordt.

Partijen geven aan dat de uitfasering van koolstofarme waterstof geleidelijk zal moeten plaatsvinden, in samenhang met de opkomst van groene alternatieven.

Er bestaat een mogelijk risico op een lock-insituatie bij de inzet van koolstofarme waterstof, waarbij koolstofarme waterstof de opbouw van groene waterstof belemmert. Vrijwel alle marktpartijen zien dit ‘lock-inrisico’ niet als een groot probleem. Er lijkt voldoende vraag naar waterstof te bestaan voor beide waterstofopties. De marktpartijen benadrukken bovendien dat de koolstofarme waterstof additioneel moet zijn ten opzichte van de groene waterstofinzet. Idealiter concurreert koolstofarme waterstof dus niet met groene waterstof, maar vooral met aardgas.

De meeste marktpartijen zien koolstofarme waterstof vooral als decarbonisatieoptie voor het huidige aardgasgebruik. Inzet op elektrificatie is in beginsel energetisch efficiënter, dus waar mogelijk is inzet op elektriciteit verstandig, maar zal in veel gevallen bij hoogtemperatuurvraag op korte termijn nog niet realistisch zijn (Fraunhofer ISI, 2024; Rosenow et al., 2025). Vanaf 2035 lijkt er meer mogelijk op het gebied van elektrificatie van

industriële proceswarmte¹⁶, mits de huidige netcongestieproblematiek dan is opgelost. Groene of koolstofarme waterstof fungeert dan vooral als flexoptie voor het elektriciteitsnet, transportmedium van duurzame energie, als decarbonisatieoptie ten tijde van netcongestie of bij afhankelijkheid van moleculen (bijvoorbeeld hoogtemperatuurwarmte).

Waterstofproductie met CCS maakt het mogelijk om CO₂ af te vangen en deze op te slaan, waardoor de koolstof niet in de atmosfeer belandt. Bij CCS wordt echter niet alle koolstof afgevangen. Bij een SMR zijn afvangpercentages van 60 tot 90% mogelijk, terwijl bij ATRs 99% van alle koolstofemissies kunnen worden afgevangen. Afgevangen fossiele CO₂ is een mogelijke koolstofbron voor synthetische transportbrandstoffen en voor industriële toepassingen zoals chemie en staal, waar koolstof structureel nodig is. Het biedt daarmee een belangrijke tussenoplossing voor de industrie, zolang duurzamere alternatieven, zoals biogene koolstof of Direct Air Capture (DAC), nog beperkt beschikbaar zijn. Richting een klimaatneutrale wereld zullen deze fossiele koolstofbronnen langzamerhand worden uitgefaseerd.

Tekstkader 1 – Positieve spill-offs koolstofarme waterstof

Koolstofarme waterstof als marktvoorbereider

In de beginfase van de waterstoftransitie is het aanbod van groene waterstof beperkt door hoge kosten, beperkte elektrolysecapaciteit en schaarste aan hernieuwbare elektriciteit. Koolstofarme waterstof kan deze leemte tijdelijk opvullen. Daarmee kan vraag worden aangezwengeld in sectoren zoals industrie, mobiliteit en elektriciteitsopwekking, die op dit moment terughoudend zijn in het investeren in groene waterstof vanwege beschikbaarheid, betaalbaarheid en/of vermarktbaarheid van groene producten.

Tegelijkertijd stelt dit overheden en marktpartijen in staat om alvast te investeren in de benodigde infrastructuur (zoals pijpleidingen, terminals, opslagfaciliteiten en importketens) en standaarden, die ook bruikbaar zijn voor groene waterstof. Zo helpt koolstofarme waterstof volgens de markt om de zogenaamde 'kip-en-ei'-situatie te doorbreken: zonder infrastructuur geen vraag, zonder vraag geen investeringen. Een aanzienlijk deel van deze effecten treedt vooral op als koolstofarme waterstof wordt verhandeld als commodity (en dus niet dient ter verduurzaming van scope 1-emissies).

De markt ziet de volgende voordelen:

- **Betere benutting van infrastructuur:** Door nu al waterstofvolumes via koolstofarme bronnen beschikbaar te maken, kunnen pijpleidingen, terminals en opslagfaciliteiten eerder worden aangelegd en benut, waardoor vaste kosten over meer volume worden uitgesmeerd.

¹⁶ Directe elektrificatie kan in 2035 volgens een studie van Fraunhofer ISI in principe voorzien in 90% van de fossiele energiebehoefte van de industrie 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.

- **Versnellen van leercurves:** Toepassingen in industrie, mobiliteit of energiesystemen kunnen eerder ervaring opdoen met waterstoftechnologieën (zoals brandstofcellen, verbrandings-systemen, H₂-compatibele installaties). Hierdoor dalen kosten door leereffecten en schaalvoordelen, ook voor groene waterstof in de toekomst.
- **Spreiding van investeringskosten:** Door al eerder projecten te realiseren met koolstofarme waterstof, kunnen investeringen in de keten meer geleidelijk worden gedaan. Dit verlaagt de kapitaaldruk en voorkomt piekinvesteringen later, wanneer alles in één keer in korte tijd gerealiseerd moet worden.
- **Flexibiliteit en systeembalans:** Koolstofarme waterstofproductie is niet afhankelijk van variabele hernieuwbare bronnen. Daardoor kan deze een stabiele, voorspelbare basislast leveren terwijl het energiesysteem verder elektrificeert. Dit helpt om netcongestie en dure piekvoorzieningen te beperken.
- **Kosteneffectiviteit CO₂-reductie:** koolstofarme waterstof biedt een CO₂-reductieoptie voor industrie op korte termijn, waardoor maatschappelijke kosten van klimaatverandering gedrukt kunnen worden
- **Positie veroveren op wereldwijde commoditymarkt van waterstof.**

Deze positieve spill-offs gelden grotendeels ook voor het gebruik van geïmporteerde waterstofdragers op de korte termijn. De rol van import van waterstofdragers in de waterstoftransitie wordt besproken in Paragraaf 3.4.

3.3.1 Beleidsinzet van overheid voor koolstofarme waterstof

Het gebruik van koolstofarme waterstof wordt op dit moment vooral gestimuleerd vanuit subsidieregelingen (SDE++, IPCEI-subsidies) en door de CO₂-prijs (de nationale CO₂-heffing¹⁷ en EU ETS in combinatie met CBAM). Het kabinet is op de korte termijn niet voornemens om veel nieuw beleid te ontwikkelen voor koolstofarme waterstof. Het kabinet gaat vooral aan de slag met beleid gericht op restgassen bij de petrochemie (Ministerie van KGG, 2025b).

Het verduurzamen van restgassen biedt de grootste CO₂-reductiepotentie voor koolstofarme waterstof in de industrie. Verbranding van restgassen in de petrochemie veroorzaakt tot 12 megaton CO₂-uitstoot per jaar. Het kabinet zet daarom sterk in op het verduurzamen van deze restgassen via koolstofarme waterstof. Momenteel is in de SDE++ al een categorie beschikbaar voor het verduurzamen van restgassen. Het huidige instrumentarium is nog onvoldoende om projecten van de grond te tillen. Het kabinet is met PBL in gesprek over CCS bij restgassen categorie in de SDE++. Het kabinet komt in het eerste kwartaal van 2026 met een update over eventuele aanpassingen in de SDE++-regeling naar aanleiding van het PBL-advies.

¹⁷ Inmiddels ter discussie.

Het gebruik van restgassen wordt op dit moment beperkt gestimuleerd vanuit SDE++ (Sluifers, 2021). De regeling biedt voornamelijk subsidie voor de CO₂-afvangcomponent, niet voor de gehele waterstofproductie-installatie. Dit betekent dat projecten die restgassen omzetten in waterstof met CCS slechts gedeeltelijk in aanmerking komen voor subsidie. Het PBL adviseerde eerder tegen een subsidie voor het H-Vision-project, omdat de productie van waterstof uit restgassen als een bestaande commerciële activiteit werd beschouwd. Hiermee zou subsidiering kunnen leiden tot oversubsidiëring en marktverstoringen. Het H-Vision is uiteindelijk niet gerealiseerd volgens de oorspronkelijke plannen. Onder meer BP werkt onder de noemer H-Vision nog wel aan een alternatief.

Op dit moment passen nog niet alle koolstofarme waterstofprojecten goed in de bestaande subsidieregelingen. Zo wordt koolstofarme waterstof in stimuleringsregelingen aangemerkt als vervanger van grijze waterstof, en niet als vervanger van aardgas. Hierdoor wordt niet de volledige onrendabele top gedekt, omdat de onrendabele top vaak groter is als koolstofarme waterstof dient ter vervanging van aardgas.

Tabel 3 – Beleidsinzet van kabinet per type koolstofarme waterstof

Koolstofarme waterstof	Inzet kabinet
CCS bij bestaande productiecapaciteit grijze waterstof uit aardgas	Bestaande beleid is toereikend
Syngas uit niet-recyclebaar gemengd stedelijk afval en daarop gelijkend bedrijfsafval	Beleid toereikend door openstelling nieuwe categorie in SDE++ 2025
CCS bij reststromen petrochemie	Sterke inzet kabinet op verduurzamen reststromen petrochemie door verkenning aanpassing bestaand instrumentarium
Nieuwe productie koolstofarme waterstof uit aardgas met CCS	Geen extra stimulering nu voorzien vanwege achterblijven grootschalige binnenlandse vraag, onderzoek naar toekomstig potentieel
Productie van waterstof uit biograndstoffen	Het kabinet verkent nog of aanvullende beleidsinterventie wenselijk is
Productie koolstofarme waterstof uit kernenergie (elektrolyse of thermolyse)	Additioneel beleid voor nu niet noodzakelijk, gegeven dat nieuwe kerncentrales pas na 2035 beschikbaar komen

Bron: (Ministerie van KGG, 2025b).

3.3.2 Welke vorm van productie van koolstofarme waterstof zal dominant zijn?

Marktpartijen geven aan dat zowel koolstofarme waterstof als groene waterstof nodig is om de klimaat- en waterstofdoelen te halen. De marktpartijen voorzien echter niet dat er op korte termijn grote hoeveelheden koolstofarme waterstof zullen worden verhandeld op de markt. De koolstofarme waterstof zal in eerste instantie worden gebruikt om scope 1-emissies te reduceren bij bestaande grijze waterstofproductie, terwijl nieuwe lokale productie van koolstofarme waterstofproductie (via ATR met CCS) geen sluitende businesscase lijkt te kennen binnen het huidige beleidskader.

Op korte termijn is het gebruik van koolstofarme waterstof in Nederland volgens de markt vooral interessant bij bestaande productiefaciliteiten¹⁸ (gebruik van restgassen, CCS bij bestaande waterstofproductie). Gebruik van restgassen wordt gezien als de eenvoudigste optie om koolstofarme waterstof te produceren. Deze volumes betreden maar beperkt de markt én zijn vooral gericht op verduurzaming van scope 1-emissies. Dergelijk waterstofgebruik is onderhevig aan minder barrières, want er is wat betreft de waterstof geen afhankelijkheid van infrastructuur en/of hoge transportkosten.

Voor grootschalige productie van koolstofarme waterstof (via een bestaande SMR met CCS) bestaan ook beperkingen. Een SMR met CCS komt over het algemeen niet in aanmerking voor kwalificatie als koolstofarme waterstof.¹⁹ Het afvangpercentage is ongeveer 50 tot 60% bij afvang bij de watergas-shiftreactie. In potentie kan er meer CO₂ worden afgevangen (circa 90%) als ook verbrandingsgassen worden behandeld. Momenteel is dit echter niet economisch rendabel binnen het huidige beleidskader. Het **niet** kwalificeren als koolstofarme waterstof zorgt (al dan niet indirect) voor verschillende nadelen: hogere ETS-kosten, minder subsidiemogelijkheden, geen toegang tot certificering en ze tellen niet mee voor rapportageverplichtingen (zoals Fit for 55, RED).

Nieuwe lokale productie van koolstofarme waterstof (ATR in combinatie met CCS) zien verschillende partijen als lastig realiseerbaar in Nederland binnen het huidige beleidskader. Aardgas is op korte termijn nog goedkoper dan gebruik van koolstofarme waterstof en import van koolstofarme waterstof (bijv. uit Oman) is ook concurrent. Voor een ATR in combinatie met CCS is een grote productiecapaciteit nodig (EuropeanFiles, 2021): H2morrow kent bijvoorbeeld een geplande omvang van 800.000 Nm³/h waterstofgas (ongeveer 0,6 Mton per jaar) en H2BE een omvang van 0,2 Mton per jaar (ENGIE & Equinor, 2025). Schaal is nodig om deze grote volumes te kunnen draaien. Hierbij is de internationale handelsketen belangrijk. Denk bijvoorbeeld aan waterstofdoorvoer naar Duitsland.

Andere vormen van koolstofarme waterstof (vergassing biomassa, afval of waterstofproductie uit kernenergie) wordt een kleinere rol toegedicht, maar ze worden door marktpartijen niet volledig buiten beschouwing gelaten. Vergassing is al onderdeel van huidige projectplannen (bijv. Furec, maar er zijn ook anderen). De verwachting is dat waterstofproductie uit vergassing kleine volumes gaat invullen, ook vanwege beperkingen aan de aanbodzijdes van biomassa en afval. Ook kernenergie wordt een rol toegedicht voor koolstofarme waterstofproductie, maar het zal nog een lange tijd gaan duren voordat kernenergie op grote schaal²⁰ beschikbaar komt in Nederland. Desalniettemin pleit het

¹⁸ Dit gebeurt ook al in de praktijk, bijvoorbeeld plannen bij Yara en bij H-Vision, en inmiddels daadwerkelijk via Porthos.

¹⁹ Het belangrijkste criterium waar koolstofarme waterstof aan moet voldoen is dat het gebruik van deze waterstof leidt tot een reductie van broeikasgasemissies met minstens 70% ten opzichte van het gebruik van fossiele brandstoffen.

²⁰ De enige werkende kerncentrale in Nederland die voor productie aan het elektriciteitsnet is gekoppeld staat op dit moment in Borssele, met een elektrisch vermogen van 485 MW.

kabinet reeds bij de Europese Commissie voor gelijke behandeling van waterstof uit hernieuwbare bronnen en uit kernenergie.

Gezien de ambitieuze RED-verplichtingen voor industrie en mobiliteit voor groene waterstof (RFNBO) lijkt grootschalige invoering van koolstofarme waterstof niet realistisch op de korte termijn. Er lijkt vooral ruimte bij gas- en (in de toekomst) waterstofcentrales voor elektriciteitsproductie, omdat deze niet onder een 'groene' verbruiksverplichting vanuit de RED III vallen. Mogelijk bestaat er nog wel ruimte voor koolstofarme waterstofinzet bij cluster 6-bedrijven.

Voor sommige cluster 6-bedrijven is elektrificatie uitdagend en CCS-infrastructuur niet beschikbaar is, waardoor koolstofarme waterstof mogelijk een alternatief kan bieden voor huidige aardgasgebruik. De eventuele uitrol van regionale waterstofinfrastructuur met lange doorlooptijden vormt hier een belangrijke uitdaging. Daarnaast is de onrendabele top ten opzichte van aardgas nog hoog en zijn de kosten van het vervangen van aardgas via dit type koolstofarme waterstof hoog ten opzichte van alternatieven voor broeikasgasemissiereductie op de korte tot middellange termijn. Hierdoor wordt mogelijke substantiële vraag vanuit de industrie pas na circa 2035 realistisch geacht (Ministerie van KGG, 2025b). Met aanvullend beleid zou dit proces overigens bespoedigd kunnen worden.

Tekstkader 2 – Beperkte ruimte voor koolstofarme waterstof in de industrie

Ruimte voor koolstofarme waterstof in industrie waarschijnlijk beperkt zonder herziening RED

De Europese Commissie heeft in het kader van de Renewable Energy Directive II (RED II) en de latere herziening RED III bindende doelstellingen voor de lidstaten opgesteld voor het gebruik van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (RFNBO's). RFNBO's zijn synthetische brandstoffen, zoals waterstof of e-fuels, geproduceerd uit hernieuwbare elektriciteit. In RED III is vastgelegd dat in de industriële sector RFNBO's ten minste 42% van het totale gebruik van waterstof moeten uitmaken tegen 2030, oplopend tot 60% in 2035. Deze verplichting geldt ook voor eventuele nieuwe gebruikers van waterstof; zodra deze partijen waterstof gaan gebruiken vallen ze onder de verplichting.

Het is onwaarschijnlijk dat de industrie deze verplichting zal gaan invullen én daarnaast ook een groot deel koolstofarme waterstof zal gaan innemen. De zware industrie verkeert momenteel in zwaar weer, gezien de recente desinvesteringen bij de Nederlandse industrie. Het opwaartse potentieel van koolstofarme waterstof lijkt dus beperkt voor de bestaande en nieuwe industriële waterstofgebruikers, gezien de hoge verbruiksverplichtingen (op lidstaatniveau) voor groene waterstof.

Waar valt wel inzet van koolstofarme waterstof te verwachten?

Koolstofarme waterstof zal binnen het huidige beleidskader met name worden ingezet ter verduurzaming van de scope 1-emissies (klimaatbeleid, EU ETS). Dit zal bijvoorbeeld gaan om het gebruik van bijproduct-waterstof, en is vooral relevant voor de chemie, staalindustrie en raffinaderijen. Bij deze

productieprocessen komen ook koolstofhoudende stookgassen vrij. Deze stookgassen worden verbrand voor de stoomvoorziening van de processen, ter ondervuring van boilers en fornuizen.

Via een SMR in combinatie met CCS kan hiermee echter ook koolstofarme waterstof worden geproduceerd. Dit waterstofgebruik is vrijgesteld van RED III art.22a. Wij verwachten dat dit waterstofgebruik vooral wordt gebruikt voor de verduurzaming van interne processen en niet wordt verhandeld als commodity. In geval van een elektrische kraker kan in de toekomst wel een deel van de waterstof worden verhandeld.²¹ Dit wordt naar verwachting pas relevant op lange termijn (rond 2040 of wellicht 2050), omdat de grootschalige elektrische kraker nog ontwikkeld wordt.

De inzet van koolstofarme waterstof wordt tevens verwacht bij de ammoniaksector. Geïmporteerde ammoniak telt niet mee in de noemer van de genoemde lidstaatverplichting, wat de hoeveelheid benodigde RFNBO's kan verlagen (RED III art.22a). De impact van import van ammoniak op de hoogte van de RFNBO-opgave is eerder geanalyseerd in CE Delft and TNO (2023). Het huidige kabinet zet in op een uitzonderingspositie van 60% voor de ammoniaksector, waar naar verwachting voor Europese honorering van die uitzonderingspositie wel inspanningen op het gebied van reductie van broeikasgasemissies vergt. Voor de verduurzaming van dit uitgezonderde waterstofgebruik kan dus ook CCS bij de bestaande grijze waterstofproductie worden toegepast, waardoor koolstofarme waterstof c.q. ammoniak wordt geproduceerd. De verwachting is dat dit vooral dienend is aan de verduurzaming van scope 1- of 2-emissies, maar niet verhandeld zal worden als commodity.

Recentelijk is er een motie aangenomen, waarin gepleit wordt voor een volledige uitzondering van de ammoniakbedrijven. Een volledige uitzondering lijkt juridisch echter niet mogelijk, waardoor de uitzonderingspositie van 60% van kracht lijkt te worden voor de ammoniakbedrijven, in ieder geval in het nationaal beleid (Ministerie van KGG, 2025b).

Hoe gaan lidstaten om met art.22a? (ECA, 2024; KGG, 2025b)

Nederland is samen met Duitsland het meest gevorderd met de implementatie van het RED III-industriedoel. Nederland kiest er als een van de weinige lidstaten voor om een deel van de meerkosten neer te leggen bij de industrie. Alleen van Roemenië is bekend dat ze voornemens zijn om de lidstaatverplichting 1-op-1 door te leggen aan de industrie. De meeste andere lidstaten kunnen vanwege een lagere waterstofopgave gemakkelijker het RED III-industriedoel halen met subsidies.

Het is nog onzeker of in andere Europese landen de RED III-doelen voor de industrie worden gehaald. Recentelijk liet een onderzoek van de Europese rekenkamer zien dat Europa niet op koers ligt om de waterstofdoelen te halen. Lidstaten stellen onder meer nationale doelen op die niet in lijn liggen met de Europese ambities, ook is onvoldoende duidelijk op welke manier de lidstaten hun doelen willen verwezenlijken.

²¹ Ook bij een elektrische kraker komen er methaanhoudende restgassen vrij. De methaanhoudende restgassen, die nu worden ingezet als stookgas, zijn dan niet meer nodig ter ondervuring, want het kraakproces is geëlektrificeerd. De restgassen (die nu als stookgas worden ingezet) kunnen na het decarboniseren worden verkocht als koolstofarme waterstof.

Het is daarmee zeer onzeker op welk termijn de lidstaten (en de industriële bedrijven) zullen gaan voldoen aan de waterstofdoelen (voor de industrie). Ook zijn de sancties bij het niet behalen van de waterstofdoelen nog onbekend.

Beschikbaarheid van CO₂-opslagcapaciteit

Een belangrijke randvoorwaarde voor koolstofarme waterstof is de CO₂-opslagcapaciteit. Er zijn in Nederland meerdere initiatieven om via CCS ongeveer 60% van de CO₂ van bestaande SMR's af te vangen en op te slaan in lege gasvelden onder de Noordzee. Het gaat om Shell, ExxonMobil, Air Liquide en Air Products in het cluster Rotterdam/Moerdijk, Zeeland Refinery en Yara in de cluster Zeeland/West-Brabant. Een belangrijke voorwaarde voor koolstofarme waterstof is CO₂-opslagcapaciteit.

Nederland heeft ruim 200 gasvelden onder de Noordzee. Berekeningen, uitgevoerd door TNO, tonen dat tussen de 40 en 130 velden mogelijk geschikt zijn voor CO₂-opslag, en dat hierin zo'n 1.260 tot 1.750 miljoen ton CO₂ opgeslagen kan worden. Ook in aquifers kan CO₂ worden opgeslagen. Volgens een eerste schatting van TNO kan er in de Rotliegend gesteentelaag, die als aquifer geschikt is, maximaal 990 tot 3.650 miljoen ton CO₂ worden opgeslagen. De Rotliegend-aquifers bestaan voornamelijk uit zandsteen. Het heeft hierdoor als eigenschap dat het vloeistoffen en gasen kan doorlaten waardoor het geschikt is voor opslag. Hiermee ligt het totale realistische afvangpotentieel op circa 2.250 tot 5.400 miljoen ton CO₂ (TNO, 2025a).

In Nederland worden CO₂-opslagprojecten ontwikkeld zoals Porthos en Aramis. Bij Porthos ligt de transport- en opslagcapaciteit **op circa 2,5 miljoen ton CO₂ per jaar**. Een groot deel van de CO₂ wordt afgevangen bij de industrie in de Rotterdamse haven (bijvoorbeeld Air Liquide, Air Products, ExxonMobil en Shell). De opslagcapaciteit is echter al uitverkocht, en dus niet beschikbaar voor (nieuwe) koolstofarme waterstofprojecten (CCUS HUB, 2022). De afgevangen CO₂ kan worden getransporteerd naar opslaglocaties in het binnen- en buitenland. Zo wilt het H2M-project van Equinor de afgevangen CO₂ laten transporteren en opslaan in formaties onder de (Noorse) zeebodem.

Het Aramis-project voorziet in deze behoefte door een nieuwe transportleiding met een capaciteit (22 Mt CO₂/jaar) te realiseren voor het transport van CO₂. De transportleiding zal lopen van de haven van Rotterdam naar ondergrondse geologische opslaglocaties. De eerste fase van het Aramis-project zal worden ontworpen voor een minimale capaciteit van 7,5 Mt CO₂/jaar, met de mogelijkheid om stapsgewijs op te schalen tot een totale transport- en opslagcapaciteit van **22 Mt CO₂/jaar**.

Bij fossiele waterstofproductie via een SMR (Steam Methane Reformer) komt circa 9 kilogram CO₂ vrij per kilogram waterstof (PBL, 2021). Op basis van een higher heating value van 8,33 kton per PJ gaat dit om om circa 75 kton CO₂ per PJ (100% afvang) en 53 kton per PJ waterstof (bij 70% afvang). Stel dat koolstofarme waterstof een groot

deel van de markt invult, dan wordt er een aanzienlijke claim gedaan op de opslag- en transportcapaciteit van CO₂ (zie Tabel 4). Het gaat in deze tabel om illustratieve volumes, en niet zo zeer een verwachting.

Het is nog onduidelijk of de huidige CO₂-opslagcapaciteit voldoende is om grootschalige productie van koolstofarme waterstof te faciliteren, ook rekening houdend met vraag vanuit andere gebruikers.

Tabel 4 – Opslag- of transportcapaciteit

Koolstofarme waterstofproductie (illustratief)	Benodigde opslag- of transportcapaciteit
50 PJ	3 tot 4 Mt CO ₂ /jaar
100 PJ	5 tot 7,5 Mt CO ₂ /jaar
150 PJ	8 tot 11,5 Mt CO ₂ /jaar

3.4 Rol van import waterstofdragers in transitie

Import van waterstofdragers dominant in waterstofmarkt, maar opschaling verloopt langzaam

Import van waterstofdragers zal een belangrijke rol spelen om voldoende waterstof te kunnen faciliteren op zowel middel- als lange termijn (circa 40 tot 90% van de waterstofmix in Nederland), ook vanwege de beperkte ruimte in Nederland en de vertraagde uitrol van offshore elektrolyse.

Import kan als marktvoorbereider optreden voor groen, maar de infrastructuur en het beleidskader is nog niet gereed om deze rol op korte termijn te realiseren.

De marktpartijen verwachten dat import een aandeel van 40 tot 90% inneemt in de totale waterstofmix in Nederland. Het percentage zal lager uitvallen wanneer Nederland geen grote rol speelt als waterstofcorridor. Bij grote doorvoer naar omliggende landen zal dit percentage hoger uitvallen.

Import van waterstofdragers is belangrijk in de plannen van havenbedrijven als waterstofcorridor (Eemshaven, North Sea Port (NSP), Amsterdam en Rotterdam). De havenbedrijven zetten sterk in op import om te voldoen aan de vraag naar waterstof (ook bestemd voor doorvoer naar Noord Rhein Westfalen, maar ook België). Een belangrijke reden waarom de havenbedrijven sterk inzetten op de import van waterstof(dragers) is het ruimtegebrek voor grootschalige binnenlandse productie van hernieuwbare waterstof. De productie van groene waterstof vereist daarnaast grote hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit, en daarmee ook grote oppervlakten voor de opwekking via zon en wind.

In dichtbevolkte landen met intensief ruimtegebruik (zoals Nederland) is die fysieke ruimte maar in beperkte mate beschikbaar. Dit leidt tot spanningen met andere ruimtelijke vraagstukken, zoals natuurbescherming, landbouw, woningbouw, netcapaciteit en industriële ontwikkeling. Zelfs met maximale inzet op wind-op-zee, een speerpunt van het Nederlandse waterstofbeleid, lijkt het volgens marktpartijen vrijwel uitgesloten dat de volledige toekomstige waterstofvraag kan worden gedekt met lokale productie van groene of koolstofarme waterstof.

Ook is de uitrol van offshore elektrolyse vertraagd, waardoor de snelheid waarmee de productie van groene waterstof kan worden opgebouwd zal afnemen. Het kabinet heeft tevens besloten om de ambitie voor wind-op-zee voor 2040 omlaag bij te stellen van 50 GW naar 30 tot 40 GW (afhankelijk van vraagontwikkeling). De belangrijkste reden hiervoor is dat de vraag achterblijft, zowel naar elektriciteit (door achterblijven elektrificatie) als naar groene waterstof (een deel van die wind-op-zee werd voorzien voor elektrolyse op land of op zee). Daarnaast spelen ook uitdagingen in de uitrol van de windparken op zee mee. Hiermee is het de verwachting dat offshore elektrolyse voor 2040 niet haalbaar gaat zijn²² en ook voor elektriciteitskabels zijn er veel uitdagingen (KGG, 2025a)²³.

De rijksoverheid heeft de verwachting dat na 2030 ruwweg de helft van de totale vraag naar groene waterstof uit het buitenland wordt geïmporteerd. Vooralsnog is voor slechts één project met een omvang van 0,2 megaton waterstofequivalent (24 petajoule) een leveringscontract afgesloten. Ook treedt er vertraging op bij waterstofprojecten in het buitenland, waardoor de beschikbare volumes in het buitenland beperkt zijn. De opbouw van de importketen verloopt daarmee relatief langzaam (PBL, 2025a). Daarnaast is een groot deel van de importinfrastructuur nog in voorbereiding (en dus nog niet gereed). Denk hierbij aan opslagfaciliteiten, het waterstofnet, en krakers om waterstofdragers om te zetten naar waterstof. Het opbouwen van deze keten zal tijd in beslag nemen.

De verwachting is daarom dat de import van waterstofdragers op korte termijn een kleine rol zal spelen, en pas op de middellange termijn dominant zal worden. Hiervoor dient eerst de importinfrastructuur en de internationale waterstofketens te worden opgebouwd. De eerste ammoniakkrakers worden waarschijnlijk gerealiseerd vlak voor of rond 2030 (zie bijvoorbeeld (VTI, 2025)). Directe inzet van waterstofdragers is al wel eerder mogelijk, want hiervoor zijn geen krakers of reconversiestations nodig.

Import van koolstofarme waterstofdragers lijkt vooral interessant op korte termijn. Dit wordt momenteel al toegepast, denk bijvoorbeeld aan het importproject van OCI van blauwe ammoniak uit de VS. De import van koolstofarme waterstof lijkt vooral interessant bij de directe inzet van ammoniak of methanol (in bijv. scheepvaart, kunstmest) of als goedkope optie voor sectoren die niet onder RED art.22a vallen ter vervanging van aardgas

²² Er zijn pilots voor off-shore elektrolyse, maar die zijn pas gepland voor medio jaren '30 en daar is een deel van het budget voor weggehaald door dit kabinet.

²³ Denk bijvoorbeeld aan benodigde netuitbreidingen op land die pas in de loop van de jaren '30 klaar zijn, waardoor de elektriciteit niet ingepast kan worden in het net op land, en aan lange doorlooptijden voor nieuwe kabels op zee.

(flex, elektra, gebouwde omgeving). Het kabinet onderstreept deze toepassing en is voornemens om koolstofarme waterstof in stimuleringsregelingen niet alleen als vervanger van grijze waterstof te zien, maar ook als vervanger van aardgas.

Tekstkader 3 – Import en herkomst waterstofdragers

Herkomst waterstofdragers en leveringszekerheid

Het is nog onzeker waar de geïmporteerde waterstofdragers in de toekomst vandaan gaan komen. Ook in het buitenland zijn er genoeg plannen, maar is er vertraging door gebrek aan afnemers. Internationale vraag wordt momenteel aangezwengeld vanuit Azië (met name Japan en Korea). De marktpartijen zetten in op meerdere landen als toeleveranciers, vanwege voorzieningszekerheid. Veel landen zien waterstof als instrument om nieuwe markten van de grond te tillen. Brazilië en India zijn bijv. nu afhankelijk van import van ammoniak voor productie van kunstmest.

Kapitaal wordt gezien als belangrijke bottleneck. Kapitaal voor investeringen in waterstofproductie komt vaak niet uit eigen land. Marktpartijen zijn op zoek naar afnemers of financiers uit het buitenland.

Kapitaal en sterke vraag vanuit de interne markt naar waterstof is naar verwachting leidend voor de opbouw van productiecapaciteit. Kapitaalinvesteringen worden deels gefinancierd via Wereldbank en Invest International, denk bijvoorbeeld aan investering in infrastructuur in Marokko.

De marktpartijen zien de volgende landen als kansrijk c.q. interessant voor de toeleveringsketen: Zuid-Afrika, Noordelijke Sahara, Egypte, Namibië, Chili, Brazilië, China, Canada, Zweden en Finland.

Op langere termijn verwachten de meeste marktpartijen die we hebben gesproken voor deze studie dat import van groene waterstof uiteindelijk het grootste deel van de huidige waterstofvraag zal vervangen. Hierbij voorzien de marktpartijen dat import van groen op termijn kan concurreren met koolstofarme waterstof. Groen geniet dan voorkeur vanuit economische overwegingen – ook met het oog op RED III, ETS-kosten en de jaarverplichting industrie. Ook worden er nog leer- en schaafeffecten verwacht door de marktpartijen. Kijken we naar de verschillende nationale scenario's (zie paragraaf 2.2.2 in (CE Delft, 2025b)) dan ontstaat een wat breder spectrum, maar in alle scenario's wordt in 2050 een substantieel deel van de waterstofvraag in Nederland ingevuld met waterstof-import²⁴. Dit heeft in de scenario's 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.

²⁴ NB: 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.

Een belangrijk voorwaarde voor grootschalige import van waterstof is de **doorvoer** naar Duitsland via Delta Rhine Corridor en België. Op dit moment bestaat er meer concurrentie voor deze afzet (denk bijvoorbeeld aan initiatieven uit Antwerpen, Willemshaven, etc.). De hoeveelheid geïmporteerde waterstof zal dus sterk afhangen van de rol van Nederland als waterstofcorridor. Een andere belangrijke factor hierbij is het tempo waarin Nederland grootschalige waterstofvolumes voor een concurrerende prijs kan leveren. Dit zal sterk afhangen van de ondersteunende beleidsmix.

Huidige beleidsinzet import

Op dit moment bestaat er een beperkte stimulans voor import in het beleidskader. Op Europees niveau wordt deze infrastructuur momenteel gefaciliteerd via IPCEI, met name binnen de subsidiemogelijkheden van Hy2Infra en Hy2Move. Daarnaast worden ammoniakkrakers bijvoorbeeld gesubsidieerd vanuit Horizon Europe (EIC Accelerator), Connecting Europe Facility (Trans-European Networks for Energy (TEN-E)) en het Innovation Fund²⁵. In Nederland kan mogelijk subsidie voor infrastructuurvoorzieningen verkregen worden vanuit de VEKI, DEI+ (pilotprojecten) en het Klimaatfonds²⁶.

De budgetten van deze subsidies zijn (in tegenstelling tot de subsidieregelingen voor elektrolyse) algemeen en niet speciek gericht op het stimuleren van infrastructuurvoorzieningen voor waterstofdragers. Er zijn bijvoorbeeld nu geen nationale subsidie-regelingen die de bouw van ammoniakkrakers stimuleren (PBL, 2025a). Naast reguliere overheedinvesteringen bestaan er ook vrijwillige investeringsinitiatieven (Invest International, Wereldbank) om de infrastructuur voor de waterstofketen in het buitenland op te bouwen.

Ook subsidies voor de onrendabele top van geïmporteerde waterstofdragers zijn beperkt beschikbaar. Dit is geborgd in het H2Global-programma. H2Global organiseert tenders om (via een veilingstelsel) op basis van tienjarige contracten waterstof van derde landen in te kopen en door te verkopen aan de industrie in de vorm van éénjarige contracten. Er wordt daarbij waterstof via langetermijncontracten ingekocht tegen een zo laag mogelijke prijs en verkocht aan de hoogste bidder via kortetermijncontracten.

H2Global compenseert vervolgens het eventuele prijsverschil tussen grijze en groene waterstof. Duitsland levert een bijdrage van € 2,7 miljard en Nederland levert een bijdrage van € 300 miljoen. Nederland heeft (net als Duitsland) € 300 miljoen gereserveerd voor een deelname aan H2global. Naast deze samenwerking zet Duitsland zelf ook nog circa € 2,4 miljard in bij andere tenders binnen H2Global (EC, 2024). Dit subsidiebudget van

²⁵ Project Amplify Antwerpen (gericht op het importeren en kraken van ammoniak) ontving bijvoorbeeld in 2024 € 8 miljoen vanuit CEF, het Amplify project in Rotterdam ontving in 2024 € 11,6 miljoen aan CEF-subsidie. Beide projecten bevinden zich nog in de planfase.

²⁶ Voor de VEKI-regeling is in totaal in 2025 € 130 miljoen beschikbaar, de DEI+-regeling heeft een budget van € 175 miljoen in 2025. Beide regelingen staan open voor onder andere (test)infrastructuurvoorzieningen voor waterstof.

€ 2,4 miljard is niet bestemd voor de Nederlandse markt, maar zal uitsluitend ten dienste staan van Duitsland (Hintco, 2025).

Het PBL stelt dat er met het huidige subsidiebudget uit het H2Global-programma (€ 600 miljoen) 6 PJ waterstofequivalent per jaar in Nederland en Duitsland, gedurende 10 jaar, gesubsidieerd kan worden (PBL, 2025a). Hierbij maakt PBL de kanttekening dat voor Duitse raffinaderijen import mogelijk ook zonder subsidie rendabel kan zijn. In het NPE wordt in het eindbeeld ongeveer 200 PJ aan groene of koolstofarme waterstofdragers geïmporteerd. Met een subsidie voor 6 PJ is dus maar een relatief beperkt subsidiebudget beschikbaar ten opzichte van de totale waterstofopgave voor de importketen.

3.4.1 Welke waterstofdragers zullen dominant zijn?

De marktpartijen verwachten dat er uiteindelijk op grote schaal waterstofdragers geïmporteerd worden. Op de korte termijn zal dit vooral gaan om de import van koolstofarme waterstofdragers en groene ammoniak. Op lange termijn zullen groenewaterstofdragers een groot deel van de markt op zich gaan nemen. Qua invulling van de waterstofdragers merken marktpartijen op dat het belangrijk is voor de overheid om techniekneutraal te zijn in het beleid.

Er bestaan verschillende waterstofdragers waarmee waterstof getransporteerd kan worden: ammoniak, methanol, LOHC, vloeibare waterstof en E-methaan. Op korte termijn zien marktpartijen vooral ammoniak en methanol als dominante waterstofdragers, waarbij voor methanol de beschikbaarheid van een duurzame koolstofbron nog wel uitdagend kan zijn. Op langere termijn ontstaat er ook ruimte voor vloeibare waterstof en LOHC. Deze twee waterstofdragers dienen echter nog verder ontwikkeld te worden (zowel techniek als infra). E-methaan werd beperkt genoemd in de gesprekken met de marktpartijen.

Marktpartijen geven aan dat ze verwachten dat ammoniak zowel op korte als lange termijn de belangrijkste waterstofdrager zal zijn. De verwachting is dat ammoniak in 2050 ongeveer 50% van de markt zal invullen, en de rest wordt ingevuld door andere waterstofdragers.²⁷

Elke waterstofdrager zal zijn eigen specifieke toepassing kennen. Ammoniak leent zich bijvoorbeeld goed voor directe inzet in kunstmestsector en chemiebedrijven en mogelijk ook als transportbrandstof (scheepvaart), terwijl methanol goed ingezet kan worden in de scheepvaart. Vloeibare waterstof (LH₂) is vooral geschikt voor transport op korte tot middellange afstanden, vanwege het beperken van de energieverliezen. LOHC is vooral

²⁷ Met de kanttekening dat dit een zeer onzekere voorspelling betreft. De inzet van waterstofdragers zal sterk afhangen van de technische en infrastructurele ontwikkelingen bij de verschillende waterstofdragers.

geschikt voor langeafstandstransport, en heeft als transportmedium van waterstof het voordeel dat het veiliger is dan ammoniak²⁸.

Tekstkader 4 – Voor- en nadelen van verschillende waterstofdragers

Evaluatie van waterstofdragers door overheid (KGG, 2024)

1. **LH₂ (vloeibare waterstof)** scoort in de MCA (Multi Criteria Analysis) vanuit breed maatschappelijk perspectief het best. LH₂ kan na aankomst in Nederland relatief efficiënt, schoon en met beperkt ruimtelijk beslag worden omgezet naar waterstofgas. Inzet op grote schaal kent nog uitdagingen, zoals de vereiste koeling, de waterstof die ondanks goede isolatie verdampt (boil-off) en de doorvoer per binnenvaartschip, die op dit moment volgens internationale regelgeving niet is toegestaan.
2. **LOHC's (Liquid Organic Hydrogen Carriers)** zijn afgeleiden van aardolieproducten die op dit moment al worden gebruikt in de industrie. Dit biedt mogelijkheden voor hergebruik van bestaande infrastructuur. LOHC's scoren in de MCA hoog op de publieke belangen veilig en duurzaam. Waterstof kan aan LOHC's worden gebonden en bij aankomst op bestemming weer worden onttrokken. Hierbij is sprake van een retourstroom van de drager. Deze retourstroom vereist in Nederland extra opslagcapaciteit. De beschouwde LOHC's maken gebruik van zogenoemde Zeer Zorgwekkende Stoffen (ZZS). Dit is een aandachtspunt, al zijn de LOHC's op zichzelf geen ZZS. Er zijn momenteel verschillende typen van LOHC's in ontwikkeling, ook zonder ZZS-componenten.
3. **Methanol** hoeft niet gekoeld te worden, heeft geen retourstroom en wordt momenteel al veelvuldig gebruikt in de industrie. Het is een relatief makkelijke stof om op te slaan en te vervoeren. Methanol verschilt niet wezenlijk van andere brand- en grondstoffen die reeds op grote schaal door Nederland worden vervoerd en leidt daardoor minder tot nieuwe beleidsvragen. Wel wordt methanol geproduceerd op basis van koolstof. Duurzame koolstof is potentieel schaars. Methanol behoort in de MCA op alle publieke belangen tot de best scorende waterstofdragers, met uitzondering van duurzaamheid. Wanneer gebruik gemaakt wordt van hernieuwbare koolstof, komt methanol er over de hele linie als beste waterstofdrager uit. Methanol is een giftige stof, maar het eventueel vrijkomen in de omgeving leidt niet tot een gifwolk.
4. **LSM (e-methaan)** is het hernieuwbare equivalent van LNG (vloeibaar aardgas). LSM kan gebruik maken van bestaande infrastructuur, zoals LNG-terminals en in de vorm van methaangas van ondergrondse gasopslag en het aardgasnet en van alle bestaande apparatuur bij afnemers. Methaan wordt net als methanol geproduceerd op basis van potentieel schaarse duurzame koolstof. De productie van LSM op industriële schaal is nog in ontwikkeling (laag TRL-level).

²⁸ Ook bij vloeibare waterstof en LOHC is er een reconversiestap nodig, waarbij energieverliezen optreden. Bij LOHC gaat het om het vrijmaken van de waterstof; en bij vloeibare waterstof om het weer op te warmen/decomprimeren.

De productiekosten van LSM zijn momenteel hoger dan die van andere waterstofdragers. Daar staat tegenover dat er geen aanpassingskosten voor het transport (ten opzichte van LNG) en 'downstream' in de keten zijn. Methaanemissies in de toeleveringsketen dienen wel tot een minimum te worden beperkt aangezien methaan een sterk broeikasgas is. In de MCA heeft de toeleveringsketen met methaangas uit LSM de maatschappelijk hoogste score voor de opwekking van elektriciteit.

5. **Ammoniak** is relatief gemakkelijk op te slaan en te vervoeren. Uit de analyses blijkt dat ammoniak een geschikte waterstofdrager kan zijn voor eindgebruik of conversie naar waterstofgas in de importhaven. Eventuele doorvoer van ammoniak naar het binnenland of verder in Noordwest-Europa kan het beste plaatsvinden via een buisleiding, mits deze leiding aan specifieke voorwaarden voldoet. De overheidsvisie op waterstofdragers biedt daarom ruimte voor het tijdelijk stimuleren van ammoniakkrakers in de importhaven en voor het faciliteren van de totstandkoming van ammoniakbuisleidingen door de overheid. Vanwege het op korte termijn ontbreken van alternatieve waterstofdragers en vervoersmodaliteiten – biedt de visie ook ruimte om tijdelijk de ontwikkeling van decentrale (kleinschalige) toepassingen van ammoniak te accepteren. In het bijzonder decentrale conversie naar waterstofgas op plaatsen waar (nog) geen aansluiting op het waterstofnet beschikbaar is, mits de aanvoer plaatsvindt via binnenvaart.

Doorvoer van ammoniak via andere modaliteiten dan een buisleiding scoort in de MCA minder goed, onder andere vanwege risico's op het gebied van transportveiligheid, omgevingsveiligheid en ruimtebeslag. Als het gaat om decentrale toepassingen en fijnmazigere vervoersstromen door Nederland beoordeelt het kabinet ammoniak daarom over het algemeen minder positief dan andere waterstofdragers. Daarbij is meegewogen dat een versnippering van ammoniakactiviteiten door Nederland extra uitdagingen met zich meebrengt in termen van vergunningverlening, toezicht en handhaving, en risico- en crisisbeheersing. De veiligheidsregio's zullen zich moeten gaan voorbereiden op nieuwe typen en frequenties van risico's binnen de incidentbestrijding.

Op dit moment is ammoniak het meest marktrijp als waterstofdrager. Voor ammoniak bestaat er reeds infrastructuur. Echter zijn er ook veiligheidsissues, want ammoniak is giftig. Het risico op een ongeval is naar verwachting zeer klein, maar wordt door de overheid wel aangemerkt als een significant collectief veiligheidsrisico. Bij voorkeur wordt ammoniak daarom omgezet naar waterstofgas op de aanlandingslocatie (zoals in zeehavens) en niet verder landinwaarts vervoerd in ammoniakvorm. Ook is er meer fysieke ruimte nodig, bijvoorbeeld om (extra) ammoniakkrakers te realiseren bij aanlandingspunten in havengebieden (Port of Rotterdam, 2023)).

Het landinwaartse vervoer van ammoniak wordt tijdelijk toegestaan. Het is van belang dat er op tijd ammoniakkrakers worden gerealiseerd, zodat de uitfasering van het landinwaartse vervoer kan geschieden zonder de markt voor ammoniak te schaden.

3.5 Afzet

De marktpartijen verwachten dat de voorlopers vooral partijen zijn met grote afnamevolumes van waterstof of partijen die een premium kunnen doorleggen in hun respectievelijke keten. Partijen met grote afnamevolumes (zoals kunstmestbedrijven) kunnen kleine volumes groene of koolstofarme waterstof bijmengen, zonder geconfronteerd te worden met hoge kostenstijgingen. Daarnaast bestaan er ook partijen die een premium kunnen doorleggen omdat ze in gunstige positie in de markt bezitten en/of veel marktmacht hebben, bijvoorbeeld als marktleider. Voorbeelden van dergelijke bedrijven zijn grote verladers die gebruik kunnen laten maken van waterstof(dragers) voor transport, en de raffinaderijen.

Op korte termijn wordt verder nog afzet van groene waterstof verwacht bij de RFNBO-plichtige industrie en mobiliteit. Dit komt vooral door de afnameverplichtingen (RFNBO/HBE/SAFs) in deze markten. Daarnaast zijn de doorlegmogelijkheden van de meerkosten van het waterstofgebruik naar verwachting groter voor de mobiliteitssector, vanwege binnenlandse (non-exposed) afzetmarkten van transportbrandstoffen. Ook wordt in mindere mate de inzet van groene of koolstofarme waterstof in de elektriciteitssector (gascentrales) en vrachtwagens op korte termijn verwacht door de marktpartijen. In Bijlage B staan factsheets per afzetmarkt met extra toelichting over de verwachte waterstofinzet.

3.6 Beleidsaanpak

Beleidsaanpak met aandacht voor lokale productie van groen, maar ook koolstofarm en import

De mate en de manier waarop de waterstoftransitie zich zal voltrekken hangt sterk af van de ingezette beleidsmix. We stellen in deze paragraaf een gebalanceerde beleidsaanpak voor voor drie transitiefases, waarbij er onder meer aandacht is voor flexibiliteit en langjarige duidelijkheid. Aanvullend komen we met concrete beleidsvoorstellen om de ketens voor koolstofarme waterstof en de import van waterstofdragers op te bouwen.

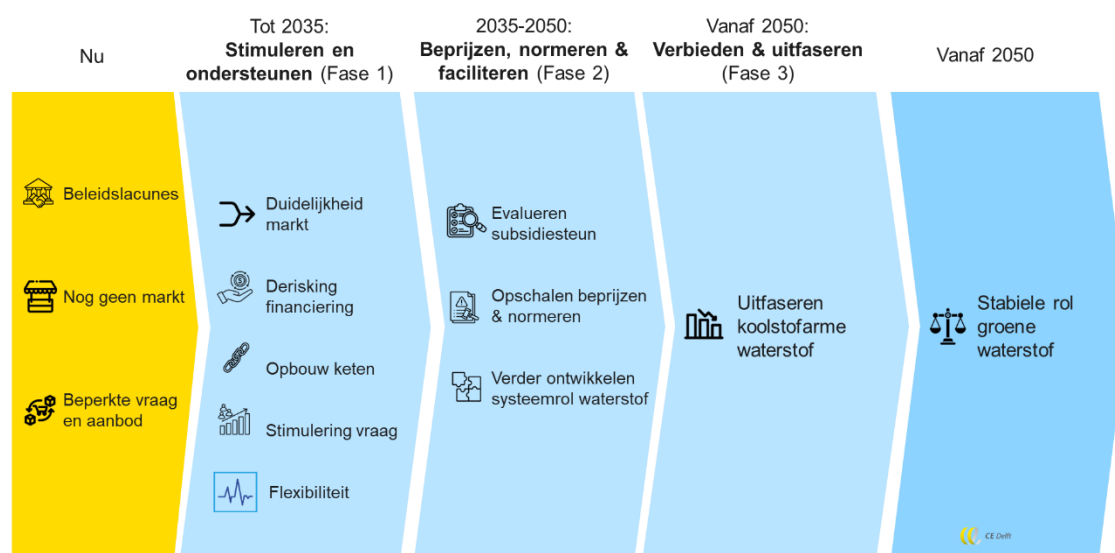
De opbouw van de waterstofeconomie, met als onderdeel daarvan de transitie van het huidige gebruik van grijze waterstof naar klimaatneutrale waterstof ('groene' en 'koolstofarme'), wordt aangestuurd door overheidsbeleid. Zonder dat beleid zou de economie tot in de verre toekomst fossiele brandstoffen zoals aardgas blijven gebruiken. Het beleid, zoals bijvoorbeeld het EU ETS, de lidstaatverplichtingen voor duurzame energie en voor hernieuwbare waterstof, en de SDE++ en andere subsidieregelingen, is de drijvende

kracht achter die transitie. De mate en de manier waarop de waterstoftransitie zich zal voltrekken hangt daardoor sterk af van de ingezette beleidsmix.

De waterstoftransitie komt alleen tot stand komen bij een succesvolle beleidsaanpak. In onze beleidsaanpak onderscheiden we drie fasen:

- Fase 1: Opbouw van markt en fysieke ketens met focus op stimuleren en ondersteunen.
- Fase 2: Markt is leidend. Meer ruimte voor opschalen van normerend en beprijsend beleid.
- Fase 3: Uitschakelen suboptimale oplossingen²⁹ in waterstofmarkt.

Figuur 11 – Basisprincipes van beleidsaanpak voor opschaling van waterstofmarkt



Fase 1: Opbouw van markt en fysieke keten (huidig tot 2035)

De eerste fase van de beleidsaanpak staat ten gunste van de opbouw van de markt van waterstof als een commodity en de opbouw van de fysieke ketens. We verdelen deze beleidsaanpak onder in vijf onderdelen: duidelijkheid, derisking financiering, opbouw fysieke ketens, stimulering vraag en flexibiliteit.

Ten eerste merken we op dat **duidelijkheid** essentieel is voor opschaling van de waterstofmarkt. Het zou helpen als er een document zou komen met een transparante overheidsvisie, en een strategie om deze waterstofvisie te verwezenlijken. Uit dit visie-document zou de rol van lokale productie van groene en koolstofarme waterstof en de import van waterstofdragers in het Nederlandse energie- en grondstofsysteem moeten

²⁹ Om kortetermijndoelen te halen zijn transitieoplossingen nodig, zoals koolstofarme waterstof. Op de lange termijn zorgen deze transitieoplossingen mogelijk voor een suboptimale situatie, bijvoorbeeld door een fossiele lock-in te realiseren. Het kan dan nuttig zijn om deze transitieoplossingen actief uit te faseren.

blijken.³⁰ Het is van belang dat de visie in lijn ligt met de geformuleerde doelen. Ook is er een langetermijnbeleidskader nodig, waarbij het beleid tenminste vastligt voor de komende tien jaar. De marktpartijen vragen tevens om meer coördinatie (bijv. via een waterstofafel). Op deze wijze kunnen belangrijke infrastructuurontwikkelingen optimaal worden gerealiseerd, bijvoorbeeld de uitrol waterstofnetwerk prioriteren, waar ook de eerste afname zal plaatsvinden. Tot slot, dienen de kwaliteitsnormen (bijv. ketenemissies, koolstofintensiteit, infrastructuurstandaarden, additionaliteit, waterstofkwaliteit) in deze fase te worden vastgesteld voor de korte- en middellange termijn. Deze kwaliteitsnormen dienen niet te ambitieus te zijn in de beginfase van de markt, maar dienen wel eventuele grote maatschappelijke problemen te voorkomen. In een later stadium is meer ruimte voor ambitieuzer normstellingen.

Een andere belangrijke pijler van de beleidsaanpak in de eerste fase is **derisking van de financiering van elektrolyseprojecten**. Het gaat vaak om grote kapitaalprojecten met hoge vermogenskosten en grote risico's. Marktpartijen zijn daarom terughoudend bij het nemen van investeringsbeslissingen. We zien in deze fase een rol voor financiële instrumenten, zoals een contract for difference, HWI-opkoopprogramma's, dubbelzijdige veiling en de OWE-uitbreiding. Hierbij is het van belang dat rekening wordt gehouden met de ROIs die gelden voor grote kapitaalprojecten vanuit private marktpartijen. Ook kan de overheid garant staan voor kredieten bij private waterstofprojecten. Op deze wijze nemen de banken genoegen met lagere risico-opslag op de rente, waardoor de vermogenskosten zullen dalen.

De derde pijler van de beleidsaanpak is de **opbouw van de fysieke ketens**. Allereerst is het zaak dat fysieke ketens zo snel mogelijk wordt gerealiseerd. Versnelde en versoepelde vergunningsprocedure en stimulering van wind-op-zee (bijv. aggregated tender in combinatie met subsidies of een contract for difference) kunnen helpen bij de opbouw van de keten. Daarnaast komt de importinfrastructuur op dit moment beperkt aan bod in het beleid. Hiervoor is gericht beleid nodig: 1) structurele borging van nationale investerings-subsidies voor krakers, import- en/of opslagterminals³¹, 2) Nederlandse deelname aan H2Global-platform uitbreiden, 3) Europees kapitaalfonds oprichten voor de mede-financiering van buitenlandse waterstofprojecten, en 4) gerichte ontwikkeling van import-corridors, bijvoorbeeld zoals die tussen Brazilië en Nederland, en beleidkeuzes daarop afstemmen.

De vierde pijler van de beleidsaanpak is het **stimuleren van de vraag** naar waterstof. Dit kan worden gestimuleerd door de onrendabele top van waterstof te verlagen. Denk hierbij aan subsidiëren van transportkosten of vraagsubsidies. Ook kan de overheid een sturende rol nemen en waterstof verplichten in het elektriciteitssysteem (via gas-

³⁰ Hierbij zou gedacht kunnen worden aan een flexibel subdoel in de Jaarverplichting. Ter voldoening van dit flexibele subdoel kunnen marktpartijen afwisselend gebruik maken van groene en koolstofarme waterstof.

³¹ De budgetten van deze subsidies zijn (in tegenstelling tot de subsidieregelingen voor elektrolyse) algemeen en niet speciek gericht op het stimuleren van infrastructuurvoorzieningen voor waterstofdragers. Er zijn bijvoorbeeld geen subsidieregelingen die de bouw van ammoniakkrakers stimuleren.

centrales³²), of waterstof inkopen voor een vaste prijs en verkopen aan afnemers. Aanvullend is het zaak dat de concurrentiepositie van afnemende partijen wordt verstevigd (zodat de vraag naar waterstof ook in de toekomst gecontinueerd zal blijven). Dit kan bijvoorbeeld door op Europees niveau het CBAM-instrument te verbeteren en uit te breiden naar de chemie.

Het is belangrijk dat marktpartijen de kosten van groene waterstof beter door kunnen leggen in de keten. Hiervoor kan gebruik gemaakt van een (vrijwillig of verplicht) certificatenstelsel voor groene eindproducten, ook wel bekend als 'vraagcreatie'. Dit concept behandelen we in Hoofdstuk 4. We zien daarnaast een rol voor een verbruiksverplichting van koolstofarme waterstof in het elektriciteitssysteem. Het gebruik van koolstofarme waterstof als brandstof voor de industrie en mobiliteit kan bespoedigd worden door ondersteunend subsiderend beleid (eventueel aangevuld met normerend beleid). Stimulering van koolstofarme waterstof kan dan worden gebaseerd op de zeefmethode³³.

De vijfde en laatste pijler van de beleidsaanpak is **flexibiliteit**. Gedacht kan worden aan soepeler eisen voor nieuwe waterstofgebruikers, zodat ze eerder de markt betreden en rol kunnen vervullen in het book- and claimssysteem. Een ander belangrijk aspect is de grandfathering timeline die opgeschoven kan worden. Waterstofprojecten worden dan langer vrijgesteld van de extra eisen rond *additionaliteit* (zoals de 36-maandenregel) en de voorwaarde dat de gekoppelde hernieuwbare energie-installatie geen staatssteun mag ontvangen. Ook kan er meer flexibiliteit in de jaarverplichtingen worden gebracht door één subdoel te ontwikkelen voor de industrie en mobiliteit, waarbij zowel groene als koolstofarme waterstof ingezet kunnen worden. Dit alles met de belangrijke kanttekening dat het aanpassing van Europese regels kan inhouden, hetgeen een tijdrovend proces kan zijn.³⁴

Fase 2: Markt is leidend (2035 tot 2050)

In de tweede fase van de beleidsaanpak van 2035-2050 wordt de waterstofmarkt langzamerhand volwassen. In deze fase kan het beleid worden uitgebreid, en is er naast stimulering ook ruimte voor aanvullend normerend en beprijzend beleid. We verdelen de beleidsaanpak in deze fase onder in drie pijlers: evalueren subsidiesteun voor koolstof-arm, opschalen beprijzend en normerend beleid, en verder ontwikkelen systeemrol waterstof.

³² De Rijksoverheid werkte aan een normstelling daarvoor inclusief een subsidiebudget, maar dit is recent weer verlaten.

³³ Bij de **zeefmethode** wordt in kaart gebracht of er aantoonbare kosteneffectieve alternatieven bestaan voor CCS. Als er kosteneffectieve alternatieven worden geïdentificeerd, dan wordt de betreffende SDE-categorie uitgesloten van subsidie.

³⁴ Huidige stimulans voor koolstofarme waterstof (ETS + subsidie) is onvoldoende om nieuwe koolstofarme waterstofproductie in Nederland op grote schaal te ontwikkelen, daarom ook subdoel om grotere vraag naar koolstofarme waterstofproductie te creëren.

De eerste pijler in de beleidsaanpak is het **evalueren en uitsfaseren van ondoelmatige subsidiesteun**. Nu de waterstofmarkt in deze fase reeds opgestart is zijn sommige subsidies wellicht ondoelmatig. De markt kan in veel gevallen een groter deel van de kosten dragen, met name door de gestage oploep van ETS-prijs waardoor koolstofarme en later groene waterstof rendabel gaat worden, maar ook door de ontwikkelende vraag naar groene-industrieproducten. Het zou bijvoorbeeld goed denkbaar kunnen zijn dat de subsidiesteun voor koolstofarme waterstof in deze fase wordt uitgefaseerd. In deze fase kan het ook nuttig zijn om andere subsidies te evalueren qua doelmatigheid. Mogelijk zijn ook andere subsidies overbodig geraakt. Denk bijvoorbeeld aan vraagsubsidies voor waterstofgebruik, kortingen op de transporttarieven voor waterstof en investerings-subsidies voor de opbouw van de importketen.

De tweede pijler in Fase 2 is het **opschalen van beprijzend en normerend beleid**. Nadat de markt is opgestart en de eerste coördinatieproblemen zijn verholpen kan het ambitieniveau worden verhoogd. Gedacht kan worden aan de implementatie van strengere kwaliteitsnormen (bijv. koolstofintensiteit, ketenemissies, additionaliteit)³⁵. Ook kunnen processen worden gestandaardiseerd én is er naar verwachting minder maatwerk nodig in het beleid. De markt zal zelf de meest efficiënte oplossing kiezen op basis van bestaande beleidskader (CO₂-prijs door het EU ETS en eventueel de nationale CO₂-heffing). Er is vooral toezicht nodig op vorming van marktconcentraties door het ACM.

De laatste pijler is het **verder ontwikkelen systeemrol waterstof**. De markt zal proberen voor te sorteren op de juiste hoeveelheid waterstofinzet, zodat het energiesysteem efficiënt kan draaien. Mogelijk wordt als gevolg van markt- en transitiefalen niet de juiste waterstofinzet in het energiesysteem bereikt. Vanuit het energiesysteem kan het voordelig zijn om meer waterstof te gebruiken. Met waterstof kan namelijk langdurige flexibiliteit worden geboden in het elektriciteitsnetwerk. Op weg naar een CO₂-vrij elektriciteits-systeem zal de vraag naar waterstof toenemen. Ook andere onderdelen van het energiesysteem zijn mogelijk suboptimaal ingericht. Denk bijvoorbeeld aan importafhankelijkheid van bepaalde landen en/of het ontbreken van een back-upenergiesysteem wanneer het elektriciteitssysteem uitvalt. De overheid moet in deze fase daarom bijsturen met gericht beleid, zodat het energie- en waterstofsysteem optimaal wordt ingericht.

Fase 3: Uitsfaseren transitieoplossingen in waterstofmarkt (in en na 2050)

In de laatste fase van de beleidsaanpak is het waterstofgebruik breed verdeeld over de gehele economie. Hetzelfde geldt voor de productie en import van waterstof(dragers). In deze fase zal de overheid zich vooral bezig houden met het **uitsfaseren van suboptimale oplossingen**, die er in de transitiefase onvermijdelijk bijkomen vanwege onzekerheden en kortetermijndoelen. Denk bijvoorbeeld aan het geleidelijk uitsfaseren

³⁵ NB: technische standaarden lenen zich hier niet goed voor, die worden bij voorkeur al vroeg in de opbouwfase bepaald en daarna niet meer gewijzigd.

van bestaande koolstofarme waterstofproductie in Nederland (en met name bij lage CO₂-afvangpercentages). Het gaat hierbij specifiek om waterstofproductie uit aardgas, het gebruik van restgassen met CCS blijft mogelijk na 2050 nog een rol van betekenis spelen, afhankelijk van de ontwikkeling in de betreffende industriële sectoren.

Beleidswensen vanuit de markt

Voor de opschaling van de waterstofmarkt is investeringszekerheid cruciaal volgens de marktpartijen. Marktpartijen zien kansen om sneller te groeien, maar wijzen ook op een aantal huidige barrières. Hun suggesties voor beleid zijn gericht op meer **flexibiliteit, internationale samenwerking en langjarige duidelijkheid**.

Een belangrijk aandachtspunt van de markt is dat subsidies niet te strikt gebonden moeten zijn aan landsgrenzen. Het benutten van Noorse gasvelden voor CO₂-opslag of het leveren van groene waterstof uit Nederlandse windparken aan Belgische industrie draagt bij aan de internationale waterstofmarkt. Uiteindelijk profiteert ook Nederland hiervan zodra waterstof(dragers) wereldwijd als commodity worden verhandeld. Tegelijkertijd telt buitenlandse inzet niet mee voor de nationale klimaatdoelen, waardoor Nederlandse subsidies op korte termijn minder bijdragen aan de nationale reductieverplichtingen.

Marktpartijen benadrukken daarnaast dat de overheid geen specifieke waterstofdragers zou moeten uitsluiten. Voor langjarige investeringsbeslissingen, zoals krakers en opslagterminals, is zekerheid noodzakelijk. Een te beperkte of tijdelijke toelating kan investeringen afremmen. Zij pleiten daarom voor een brede techniek-neutrale beleidsmix die niet alleen gericht is op lokale productie, maar ook import en infrastructuurontwikkeling ondersteunt, bijvoorbeeld via subsidies voor ammoniakkrakers en dekking (aan de vraagzijde) van de onrendabele top van geïmporteerde waterstofdragers.

Flexibiliteit is eveneens van belang bij de uitrol van een book-en-claimsysteem, waarin de fysieke stroom van waterstof wordt losgekoppeld van de duurzaamheidsclaim. In dit systeem zijn launching customers nodig die de fysieke stroom van waterstof kunnen innemen, en gelijktijdig het HWI-certificaat kunnen verhandelen. Omdat nieuwe industriële afnemers, al-dan-niet via de jaarverplichting, onder de grondslag op lidstaatsniveau van RED art.22a vallen, zullen zij minder snel geneigd zijn deel te nemen aan het book-en-claimsysteem. Dit kan de werking van het systeem belemmeren. Een gematigd ingroeipad voor nieuwe gebruikers of een tijdelijke uitzonderingen binnen Nederland voor de beoogde doorlegging via de industrie-jaarverplichting kunnen voorkomen dat de eerste toepassingen worden ontmoedigd.

Ook zien marktpartijen een rol voor koolstofarme waterstof als transitieoplossing. Omdat projecten vaak twintig jaar lopen, bestaat het risico dat productie die nu start in 2045 eindigt. Er blijft dan

weinig tijd over om nieuwe productie van koolstofarme waterstof toe te staan, uitgaande van het streven om in 2050 volledig hernieuwbaar te kunnen zijn. Een uitfaseerconstructie kan hier uitkomst bieden: bestaande projecten behouden hun rechten, maar na een bepaalde datum worden geen nieuwe koolstofarme projecten meer toegelaten.

Tot slot wordt gewezen op een algemener geldende beperking van de SDE++. Omdat investeringskosten ex-ante worden vastgesteld, sluiten subsidies niet altijd aan bij de actuele kostenontwikkeling. Stijgende materiaalprijzen, hogere financieringslasten of vertragingen in vergunningen kunnen leiden tot een mismatch tussen subsidie en werkelijke onrendabele top, met het risico dat projecten ondanks subsidie niet doorgaan.

3.6.1 Transitiepad

We laten in deze paragraaf zien hoe een mogelijk transitiepad er uit kan zien. Dit transitiepad sluit zo dicht mogelijk aan bij de verwachtingen van de markt over het verloop van de waterstoftransitie. Hierbij is rekening gehouden met de huidige beleidsinzet- en focus van het kabinet. Dit gaat dus niet per se om het preferentiële transitiepad.

Enkele belangrijke uitgangspunten bij dit transitiepad zijn dat:

- Koolstofarme waterstof een belangrijke rol kan spelen als marktvoorbereider voor groen, en daarmee als transitieoplossing kan fungeren. Hierbij is een langjarig perspectief nodig voor de businesscase zodat investeringen worden gedaan door marktpartijen, bijvoorbeeld in combinatie met een uitfaseerconstructie.
- De inzet van Nederland om te conformeren aan RED III art.22a is het uitgangspunt. Hierdoor is er beperkt ruimte voor nieuwe koolstofarme waterstofproductie (met ATR uit aardgas) in Nederland, want dit is voor een afgebakende afzetmarkt (vooral elektriciteitscentrales en later mogelijk cluster 6 en gebouwde omgeving).
- Import van waterstofdragers een grote rol gaat spelen in de aanbodzijde van waterstof, vooral als Nederland een rol gaat vervullen als waterstofcorridor voor Duitsland en België. Schattingen van marktpartijen variëren van 40 tot 90%. Dit is inclusief mogelijke doorvoer naar omliggende landen. De opbouw van de importketens verloopt geleidelijk, en komt pas richting 2035 echt op gang.
- Groene waterstof op langere termijn kan concurreren met koolstofarme waterstof in de merit order, omdat de marginale kosten van groene waterstof in de toekomst waarschijnlijk lager zullen uitvallen. Daarnaast vallen ook de integrale kosten lager uit voor groen waterstof, omdat door subsidies, de ETS-prijs, betalingsbereidheid voor groene moleculen en schaal- en leereffecten de businesscase voor groene waterstof richting 2040 sterk zal verbeteren. Hierdoor zal groene waterstof op de lange termijn de dominant worden ten opzichte van grijze en koolstofarme waterstof.

- Er zijn beperkt publieke middelen beschikbaar voor het stimuleren van koolstofarme waterstof en de grootschalige import van waterstofdragers. Hierbij gaan we uit van het huidige beleidskader.
- Kunstmestbedrijven vooral gebruik zullen maken van CCS en import van groene of blauwe ammoniak.
- In onze analyse van het transitiepad is aangenomen dat alle sectoren die op dit moment in Nederland gevestigd zijn ook actief zullen blijven. Daarnaast nemen we aan dat de industriële bedrijven zullen decarboniseren in lijn met het ETS-tijdpad, en dat het huidige afbouwpad (lineaire reductiefactor) ertoe leidt dat het aantal nieuwe emissierechten wordt afgebouwd tot nul in 2039.

De industriële warmtevraag zal deels worden geëlektrificeerd, vooral als dit gaat om laagtemperatuurwarmte, en deels ook voor hoogtemperatuurwarmte (en mits de huidige netcongestieproblemen zijn opgelost). Echter zal naar verwachting ook deels gebruik gemaakt worden van waterstof voor hoogtemperatuurwarmte.

Dit laatste biedt voordelen voor systeembalancering en biedt bij noodgevallen ook een back-up bij een onverhoopte uitval van het elektriciteitssysteem.

Figuur 12 – Aanbodzijde duurzame waterstofmarkt in Nederland

Sector	2025	2030	2035	2040	2050
Grijze waterstof in NL					
Blauw - Restgassen					
Blauw - Bestaande SMR + CCS					
Blauw - Nieuwe waterstofproductie (ATR met CCS)					
Blauw - Waterstof uit kernenergie en vergassing					
Groene waterstofproductie in NL					
Import - Groene Ammoniak					
Import - Blauwe Ammoniak					
Import - Methanol					
Import - Vloeibare waterstof					
Import - LOHC					

*Hoe donkerder hoe groter het verbruik in NL

Figuur 13 – Afnemerszijde groene of koolstofarme waterstof in Nederland³⁶

Sector	2025	2030	2035	2040	2050
Feedstock Kunstmest					
Feedstock - Raffinaderijen					
Feedstock - Chemie					
Feedstock - Staal					
Brandstof - Chemie					
Brandstof - Bouwmaterialen					
Mobiliteit - Vrachtwagens					
Mobiliteit - Schepen					
Mobiliteit - Luchtvaart					
Gebouwde Omgeving					
Flexvermogen Elektriciteit					

* Relatief: Duurzame waterstof / Totale energieverbruik

** Hoe donkerder hoe groter het verbruik in NL

We verwachten dat groene waterstof op de lange termijn concurrerend zal worden, omdat de marginale kosten naar verwachting lager zullen uitvallen voor groene waterstof. Om de waterstoftransitie te voltrekken zijn op het gebied van kosten twee aspecten van belang: de integrale kosten en de marginale kosten. Op korte termijn zal de opschaling van groene waterstof vooral afhangen van de businesscase van de elektrolyser. De opbrengsten versus de integrale kosten (ook wel CAPEX en OPEX) dienen een positieve waarde te vertegenwoordigen voor de producenten, en een vergoeding te bieden voor het geïnvesteerde kapitaal. Hierbij is ondersteunend beleid belangrijk. Ook zullen schaal- en leereffecten van belang zijn, om de integrale kosten te kunnen dekken.

Nadat de investering is gedaan worden de CAPEX-investeringen aangemerkt als verzonken kosten. In dit geval worden de marginale kosten (ook wel OPEX) leidend. Wij verwachten dat de marginale kosten van groene waterstof op termijn concurrerender zullen zijn dan koolstofarme waterstof. Koolstofarme waterstof kent een relatief lage CAPEX, maar hogere brandstofkosten (OPEX) ten opzichte van groene waterstof (de kosten zijn afhankelijk van aardgasprijs, CCS en de ETS-kosten). Groene waterstof vraagt hoge investeringen in elektrolyzers. De operationele kosten bestaan voor een groot deel uit de stroomprijs, bij lage stroomprijzen zullen de marginale kosten laag uitvallen. In dergelijke gevallen zal groene waterstof op de lange termijn kunnen concurreren met koolstofarme waterstof.

³⁶ Het gaat in deze figuur bij mobiliteit om directe inzet van waterstof, en niet om het gebruik van synthetische brandstoffen.

Tekstkader 5 – Schaal- en leereffecten elektrolyse

Ontwikkelingen van schaal- en leereffecten

Bij het vaststellen van de integrale kosten van waterstof zijn schaal- en leereffecten relevant. De mate in hoeverre en op welke manier deze schaal- en leereffecten zich zullen voltrekken zijn onbekend bij de marktpartijen, en worden gezien als onzeker. De verwachting is dat er veel winst behaald kan worden door productieprocessen van groene of koolstofarme waterstof te standaardiseren én automatiseren. Hierbij kunnen partijen zich specialiseren op specifieke onderdelen van de productieketen (bijv. stacks of balance of plant), wat zal leiden tot meer efficiënte productieprocessen.

De verwachting bestaat echter wel dat elektrolyse de leercurve niet zo snel zal doorlopen als bijvoorbeeld pv-panelen of batterijen. Dergelijke installaties zijn kleinschalig en reproduceerbaar, wat zorgt voor snelle leercurves. Elektrolyseprojecten vereisen vaak meer maatwerk en project-engineering, wat standaardisatie moeilijker maakt. Elektrolyse lijkt daarom meer op wind-op-zee: projectmatig, kapitaalintensief en locatieafhankelijk. Beide vereisen uitgebreide systeemintegratie (bijv. netaansluiting, vergunningen). De stacks zijn overigens wel kleinschalig. Een elektrolyser bevat veel stacks, en deze zijn mogelijk ook eenvoudiger reproduceerbaar. Het wel schaalvergroting (het streven naar grotere elektrolyzers en windturbines) kan volledige reproduceerbaarheid van bestaande projecten belemmeren.

De toekomstige kosten van elektrolyser kunnen worden geschat met behulp van een component-gewijze leercurvebenadering. De leercurve bedraagt naar schatting 18% voor elektrolyzers (uitgaande van de leercurve voor brandstofcellen die op dezelfde processen steunen) terwijl voor de andere componenten, die bijna de helft van de kosten van een elektrolyser vertegenwoordigen, de veronderstelde leercurve varieert tussen 7-13% (IEA, 2022). Dit ligt in dezelfde orde van grootte als de leercurve van wind-op-zee: 15% (IEA, 2019). De meeste studies vinden leereffecten van 16 tot 21%, met een middenwaarde van 18% (IRENA, 2020). Voor de elektrolyserstack verschilt de leercurve overigens sterk per techniek en kennen vaak grote bandbreedtes (Galletti et al., 2025). AEL is al relatief ver ontwikkeld, en kent daarom een lagere learning rate. De learning rates liggen hoger voor PEM en SOEC.

Rol van koolstofarme waterstof als marktvoorbereider

In het eerdere transitiepad zien we dat koolstofarme waterstof maar beperkt wordt verhandeld als 'commodity'. Er lijkt vooral ruimte voor koolstofarme waterstofinzet bij partijen die niet onder de (grondslag op lidstaatsniveau van de) RED-waterstofverplichtingen vallen, zoals de elektriciteitscentrales. Dit biedt echter een relatief beperkte, afgebakende, schaal voor grootschalige koolstofarme waterstofproductie met een ATR

plus CCS. De rol van koolstofarme waterstof als marktvoorbereider in de transitiefase zal daarom naar verwachting beperkt blijven.

De RED III geeft ambitieuze verbruiksverplichtingen voor groene waterstof (RFNBO) mee aan de mobiliteitssector en de huidige waterstofgebruikende industrie. Ervan uitgaande dat deze verplichtingen worden behaald lijkt er weinig ruimte over voor het gebruik van koolstofarme waterstof bij deze partijen. Het is echter nog onduidelijk of deze verplichtingen daadwerkelijk worden gehaald. Recentelijk concludeerde de European Court of Auditors dat de meeste lidstaten niet op koers liggen om de waterstofdoelen te halen (ECA, 2024), waardoor de doelen wellicht worden verruimd. Dit vergt aanpassing op EU-niveau. Op nationaal niveau is er ruimte doordat het een lidstaatverplichting op nationaal niveau betreft, in 2030 en 2035, met vrijheid per lidstaat hoe deze in te vullen. Door sterker in te zetten op koolstofarme waterstof kunnen de conformiteitskosten van de verbruiksverplichtingen op de korte termijn worden verlaagd, terwijl de koolstofintensiteit van de waterstof wel wordt verlaagd. Op deze manier kunnen grotere duurzame waterstofvolumes worden gerealiseerd met dezelfde subsidiebudgetten, wat positief bijdraagt aan het behalen van de klimaatdoelen. Hierbij dient wel gewaakt te worden voor mogelijke lock-in-risico's.

In dit 'wat-als'-scenario kiest Nederland ervoor om een deel van de RED III-verplichting in te vullen met koolstofarme waterstof. In een dergelijk geval kan de waterstoftransitie versnellen, omdat koolstofarme waterstof wel een belangrijke rol gaat spelen als marktvoorbereider. Het is hierbij van belang dat de koolstofarme waterstof additioneel is ten opzichte van de groene waterstofvolumes, zodat dit niet ten koste gaat van de groene waterstofinzet. Dit zou gerealiseerd kunnen worden door extra subdoel in de jaarverplichting. Het doel zou dan 6% kunnen bedragen voor 2030, additioneel aan de reeds bestaande verplichting van 4% voor groene waterstof. Ook andere instrumenten zijn mogelijk om het gebruik van koolstofarme waterstof verder aan te moedigen (zie Tabel 5).

Tabel 5 – Beleidsinstrumenten voor koolstofarme waterstof

Instrument	Omschrijving
Subdoel industrie en mobiliteit	Subdoel in de industrie en mobiliteit bovenop de bestaande verplichting. De partijen kunnen aan dit subdoel voldoen met groene en koolstofarme waterstof. Dit daagt partijen uit om meer waterstof in te nemen, zonder dat ze direct geconfronteerd worden met hoge kosten voor groene waterstof. Vooral interessant als er meer ruimte vanuit de RED III ontstaat.
Credits voor koolstofarme waterstof met lage koolstofintensiteit	Certificatiestelsel voor koolstofarme waterstof. Koolstofarme waterstof met een lage koolstofintensiteit wordt extra beloond, en telt zwaarder mee in het certificatiestelsel of krijgt extra subsidies. Op dit moment is CCS met hoge afvangpercentages tot 90% (bij SMR) nog niet rendabel. Hierdoor blijft het afvangpercentage vaak beperkt tot 60% bij bestaande SMRs.
SDE++ beschikbaar stellen voor waterstofproductie	Als er meer ruimte bestaat voor koolstofarme waterstof, dan zou SDE++ beschikbaar kunnen gesteld kunnen worden om (naast de kosten voor CCS) ook de



Instrument	Omschrijving
	meerkosten voor de productie van koolstofarme waterstof uit aardgas te subsidiëren. Dit zou met name nieuwe waterstofproductie met CCS stimuleren. De rijksoverheid onderzoekt op dit moment of de Europese staatssteunkaders voldoende ruimte bieden om de meerkosten voor de productie van koolstofarme waterstof uit aardgas te subsidiëren. Dit leidt immers niet direct tot additionele reductie van CO₂, wat doorgaans wel vereist is om staatssteun te geven.
SDE++ uitbreiden voor restgassen	Op dit moment wordt het gebruik van restgassen beperkt gestimuleerd vanuit SDE++ (Sluimers, 2021). De regeling biedt voornamelijk subsidie voor de CO ₂ -afvangcomponent, niet voor de gehele waterstofproductie-installatie. Dit betekent dat projecten die restgassen omzetten in waterstof met CCS slechts gedeeltelijk in aanmerking komen voor subsidie.
Verbruiksverplichting elektriciteitscentrales	Verbruiksverplichting bij sectoren die nu nog vooral aardgas verbruiken. Gedacht kan worden aan toepassing van koolstofarme waterstof als brandstof in elektriciteitscentrales en eventueel de gebouwde omgeving ³⁷ .
Verder opschaling van opslag- en transportcapaciteit voor CO ₂	De opslagcapaciteit binnen Porthos is reeds vergeven. Met realisatie van extra opslag- dan wel transportcapaciteit, kan de productie van koolstofarme waterstof ondersteund en gestimuleerd worden.
Koolstofarme waterstof uit laten sluiten van RED III art.22a voor nieuwe waterstofgebruikers	Als nieuwe partijen ervoor kiezen om te starten met de het gebruik van waterstof, en ervoor kiezen om koolstofarme waterstof in te nemen, dan vallen ze tijdelijk niet onder RED III art.22a. Dit zou tot 2050 kunnen duren, waarna de reguliere verbruiksverplichting in gaat voor deze nieuwe partijen.

Rol van import als marktvoorbereider

Net als koolstofarme waterstof kan import van waterstofdragers een rol vervullen als marktvoorbereider, met name door het aanbod van waterstof te vergroten, goedkope duurzame energie te importeren en voorzieningszekerheid te verbeteren door diversificatie van de energiebronnen.

We zien echter dat import nog beperkt volumes lostrekt in de waterstofmarkt. Dit heeft verschillende oorzaken:

- Infrastructuur is nog niet gereed. Opslagcapaciteit voor waterstof bevindt zich in pilotfase voor 2026 (Hystock), terwijl de eerste operationele ammoniakkraker pas in 2030 wordt verwacht (Amplifhy). Hierdoor is import alleen beschikbaar voor directe inzet van waterstofdragers bij ammoniakbedrijven, chemie en scheepvaart (ammoniak en methanol). De importinfrastructuur moet daarnaast voor verschillende waterstofdragers worden opgebouwd, denk ook aan vloeibare waterstof, LOHC en E-methaan.
- Ook waterstofprojecten in het buitenland lopen vertraging op. Op dit moment is Neom het enige actieve waterstofproject met significante exportvolumes.

³⁷ Bij de gebouwde omgeving wordt idealiter zo min mogelijk waterstof gebruikt, omdat waterstofinzet zorgt voor hoge lastenstijgingen. Als er voor waterstof wordt gekozen in de gebouwde omgeving wordt dit idealiter ingevuld met koolstofarme waterstof.

Ondanks dat er MOU's zijn afgesloten met verschillende landen, bestaan er nog weinig waterstofprojecten die daadwerkelijk in staat zijn op korte termijn waterstof te leveren. Dit komt met name door een gebrek aan kapitaal en afnamezekerheid.

- Er is maar beperkt subsidie beschikbaar vanuit de Nederlandse overheid om de onrendabele top van geïmporteerde waterstofdragers te dekken. In totaal gaat dit (vanuit het H2Global) naar verwachting om 6 PJ aan geïmporteerde waterstofdragers.

Om de rol van import als marktvoorbereider beter te benutten is er aanvullend beleid nodig. Voorbeelden van concrete beleidsinstrumenten staan in Tabel 6 vermeld.

Tabel 6 – Beleidsinstrumenten voor import

Instrument	Omschrijving
CAPEX-subsidies voor terminalontwikkeling	CAPEX-subsidies om nieuwe importterminals te ontwikkelen. Ook kan gedacht worden aan het ombouwen van bestaande LNG-terminals. Inclusief stimulering van ammoniakkrakers en reconversiestations voor andere waterstofdragers.
CAPEX-subsidies voor opslag	CAPEX-subsidies voor het ontwikkelen van opslagfaciliteiten in de havengebieden, zodat waterstof direct kan worden opgeslagen. Hiermee wordt buffercapaciteit geleverd, als directe invoeding in de backbone niet mogelijk is. In het bijzonder relevant in de eerste marktphase.
Inzetsubsidie groene waterstof	Door een afnamesubsidie te bieden voor lokale én geïmporteerde waterstofdragers wordt het waterstofgebruik aantrekkelijker, en kan een goedkopere verduurzamingsoptie geboden worden aan de Nederlandse industrie. Het nadeel hiervan is dat de subsidie niet direct bijdraagt aan de opbouw van lokaal productievermogen in Nederland, wel kan het het vestigingsklimaat voor partijen (bijvoorbeeld Tata) die afhankelijk zijn van waterstof verbeteren. In principe kunnen deze subsidie binnen H2Global worden vormgegeven. Hier ligt al een effectief instrument.
Uniforme certificering	Duidelijk certificaat dat wereldwijd de kwaliteit van waterstof garandeert. Naar voorbeeld van GVO's. Er kan bijvoorbeeld aangesloten worden op bestaande certificaten, zoals CertifHy. Idealiter sluit dit aan op de RED III-eisen.
Uitbreiding H2Global naar meer landen	H2Global uitbreiden naar meer landen, zodat er meer afsetzekerheid en een grotere kapitaalpool gecreëerd kan worden. Nu is dit een belangrijke belemmering voor de opbouw van waterstofketen in het buitenland. Dit draagt bij aan versnelde opbouw van de waterstofketen in het buitenland.
Gerichte ontwikkelingshulp	Ontwikkelingshulp om zodoende waterstofketen in landen verder te brengen. Prioritering kan worden aangebracht door te kijken naar landen, waarmee al een MOU is afgesloten.
Versnelde ontwikkeling van waterstofbackbone	Versnelde en vergunningsprocedure maakt snelle doorvoer van geïmporteerde waterstof mogelijk, waardoor een groter deel van de markt bedient kan worden.

Belang van evenwichtige beleidsmix

Het doel van dit beleidspakket is een evenwichtige beleidsmix te realiseren, waarbij zowel de groene en koolstofarme waterstofproductie in Nederland en de importketen worden gestimuleerd. Het is ook mogelijk om een specifieke focus aan te brengen in het beleid. Met bijvoorbeeld een zware focus op import van waterstofdragers, danwel lokale productie van duurzame waterstof in Nederland.

Wij kiezen hier bewust niet voor, omdat we verschillende voordelen zien van een brede beleidsaanpak:

- **Onzekerheid kosten op lange termijn:** In sommige regio's (Noord-Afrika, Midden-Oosten, Zuid-Amerika) zijn de productieomstandigheden (zon, wind) zo gunstig dat waterstof goedkoper geproduceerd kan worden dan in Nederland. Tegelijkertijd wordt waterstofproductie in Nederland mogelijk kosteneffectiever, zodra infrastructuur op gang komt, vooral voor toepassingen dichtbij productieclusters (bijv. industrie in Rotterdam of Zeeland). Door beleid te ontwikkelen voor zowel import als lokale productie kan een inefficiënte lock-in worden voorkomen.
- **Voorzieningszekerheid:** Door meerdere energiebronnen te benutten (binnenlands en buitenlands) vermindert Nederland zijn afhankelijkheid van één type aanvoerketen of regio. Bij lokale productie is de waterstofproductie onderhevig aan minder externe risico's, zoals politiek instabiliteit en geopolitieke risico's. Productie van waterstof in Nederland kan daarom de voorzieningszekerheid verbeteren.
- **Versnelde marktontwikkeling:** Combinatiebeleid stimuleert zowel de import als lokale productieketen, en kan daarmee leiden tot snellere schaalvergroting, innovatie en infrastructuurontwikkeling. Dit draagt ook bij aan een betere benutting van infrastructuren en vergroot de businesscase voor een goede exploitatie van de infrastructuur. Ook neemt bij de reconversie van waterstofdragers en invoeding in het waterstofnet de vulgraad van de backbone toe, waardoor de transportkosten over meerdere partijen kunnen worden uitgesmeerd.

We merken hierbij op dat beleidsmatige inzet op zowel import als lokale productie kan resulteren in versnippering van publieke middelen, en daarmee inefficiënte besteding. Zonder een duidelijke prioritering kan beleid inefficiënt worden vormgegeven, waardoor er te veel middelen besteed worden aan het verkeerde beleidsterrein (import versus lokale productie).

4 Vraagcreatie

Opbouw van dit hoofdstuk

In dit hoofdstuk gaan we in op het begrip vraagcreatie, ofwel het creëren van (Europese) markten voor duurzamere producten door normering richting het einde van de keten. We zien dat duurzame investeringen moeilijk van de grond komen als afnemers geen prikkel hebben om de meerkosten van een duurzaam product te betalen. Een beleidsinstrument verderop in de keten kan die prikkel geven. We verkennen deze beleidsoptie aan de hand van een voorbeeldstudie naar de mogelijkheden en mogelijke invulling van vraagcreatie voor het staal dat wordt gebruikt in auto's. Na een introductie van vraagcreatie in Paragraaf 4.1 leggen we in Paragraaf 4.2 uit dat we voor de auto-industrie hebben gekozen, omdat op basis van een snelle inventarisatie bleek dat deze industrie potentiëel kansrijk is. Vervolgens laten we in Paragraaf 4.3 de verschillende schakels in auto-industrie zien en geven inzicht in de mogelijkheden om het staalgebruik in auto's te vergroenen. In Paragraaf 4.4 laten we zien waar een norm in de auto-industrie neergelegd kan worden en hoe deze gehandhaafd kan worden. Ten slotte geven we in Paragraaf 4.5. een aantal lessen voor een bredere uitrol van vraagcreatie naar andere sectoren. De laatste paragraaf (4.6) geeft de conclusies.

4.1 Aanleiding

Onvoldoende marktvraag naar duurzaam geproduceerde producten remt de investeringen in verduurzaming van de Nederlandse (en breder Europese) industrie. Grote Europese producenten vallen onder het EU ETS en moeten hun CO₂-uitstoot afbouwen. De uitgifte van nieuwe emissierechten neemt jaarlijks af, en per 2040 worden er geen nieuwe emissierechten meer uitgegeven in het EU ETS. Deze afbouw vergt investeringen in verduurzaming (elektrificatie, waterstof, biograndstoffen, CCS), maar deze investeringen komen moeilijk van de grond als afnemers geen prikkel hebben om de meerkosten van een duurzaam product te betalen. Een beleidsinstrument verderop in de keten kan die prikkel geven.

Begin 2025 hebben 91 (Nederlandse) partijen een brief aan de Europese Commissie gestuurd met daarin een 'oproep tot vraagcreatie'. Met vraagcreatie wordt bedoeld op het creëren van Europese markten voor duurzamere Europese producten, richting het einde

van waardeketens. Dit geeft Europese bedrijven meer investeringszekerheid en kan bijdragen aan de groene transitie en strategische autonomie van Nederland en Europa.

Voorbeelden van bestaande vraagverplichtingen in de brandstoffenmarkt

In verschillende markten (met name brandstofmarkten) wordt al gewerkt met vraagverplichtingen om de marktvraag voor duurzamere producten op gang te krijgen. Voorbeelden zijn:

- De Jaarverplichting Energie voor Vervoer 2022-2030, uit de Renewable Energy Directive. Hierdoor zijn brandstofleveranciers verplicht om jaarlijks een bepaald percentage duurzame brandstoffen (zoals biobrandstoffen en elektriciteit) te leveren aan de Nederlandse markt (CE Delft, 2022). Dit aandeel wordt gemeten in hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's) en wordt geregistreerd in het Register Energie voor Vervoer (REV). Een HBE staat voor 1 gigajoule (GJ) hernieuwbare energie die is geleverd aan de Nederlandse vervoersmarkt. In Nederland is de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa) zowel de uitvoeringsorganisatie als de toezichthouder. Vanaf 2026 zal het HBE-systeem plaats maken voor het ERE-systeem, een ERE staat voor 1 kg CO₂-eq.-emissiereductie in de keten, ten opzichte van fossiel.
- De bijmengverplichting Sustainable Aviation Fuels (SAF), die is vastgelegd in ReFuelEU Luchtvaart. Brandstofleveranciers moeten hierdoor sinds 2025 elk jaar een percentage aan duurzame luchtvaartbrandstof bijmengen. Het percentage loopt op van 2% in 2025 tot 70% in 2050 (nea, 2025a).
- De Packaging and Packaging Waste Directive (PPWD) is begin 2025 in werking getreden en stelt een minimum aandeel aan gerecycled plastic in verpakkingen verplicht voor 2030 en 2040 (European Commission, 2025e).

4.2 Waarom de automotive industrie?

Recentelijk heeft Deloitte (2025b) onderzoek gedaan naar de rol van vraagcreatie voor het verduurzamen van de Europese industrie. Het invoeren van een vraagverplichting zou de ontwikkeling van groene waterstof stimuleren. In dat onderzoek wordt met name gekeken naar de mogelijkheden voor deze vraagverplichting bij de **staal- en de kunstmestketen**. Beide ketens voldoen aan een aantal karakteristieken die bij kunnen dragen aan het effectief invoeren van een vraagverplichting (Deloitte, 2025b). Het gaat daarbij om de volgende kenmerken:

- hoge productievolumes;
- hoog aandeel van productie in de totale CO₂-uitstoot;
- laag aandeel van productie in de kosten van het eindproduct;
- weinig aanbieders op de markt;
- weinig opties voor producenten om de verplichting te omzeilen;
- weinig mogelijkheden voor substitutie van het (basis)product.

Vanuit de bevindingen uit het Deloitte-onderzoek kiezen we ervoor om verder in te gaan op het staalgebruik in de automotive industrie. Deze industrie heeft op het eerste gezicht veel karakteristieken die aansluiten bij net genoemde geschetste kenmerken, zie Tabel 7.

Tabel 7 – Kenmerken met betrekking tot vraagcreatie automotive industrie

Kenmerken bevorderend voor vraagcreatie	Score auto-industrie	Kenmerken van de auto-industrie
Hoge productievolumes	+++	De automotive industrie is een grote afnemer van staal, zo'n 19% van het Europese staal wordt in de auto-industrie ingezet (Eurofer, 2024). Dit komt neer op circa 24 Mt in 2023. Zo'n 20% van de wereldwijde autoproductie vindt plaats in Europa (ACEA, 2025).
Hoog aandeel van productie in totale CO ₂ -uitstoot	+++	Zo'n 16-25% van de emissies in het productieproces van een auto worden verminderd door de inzet van groen staal.
Laag aandeel van productie in de kosten van het eindproduct	+++	De inzet van groen staal in personenwagens leidt tot circa 1% stijging in de kostprijs van een auto.
Weinig aanbieders op de markt	+++	De waardeketen van staal naar auto is relatief afgebakend ten opzichte van andere producten, zoals kunstmest.
Weinig opties voor het omzeilen van de verplichting	++	Er geldt al relatief veel Europees beleid voor de auto-industrie.
Weinig mogelijkheden voor de substitutie van het basisproduct	++	De inzet van staal is belangrijk in de auto-industrie. Zo bestaat de massa van een gemiddelde personenwagen voor circa 50-66% uit staal (CE Delft, 2020b). Wel zijn er enkele andere substitutiemogelijkheden zoals de inzet van plastics, aluminium of gerecycled staal.

Bron: CE Delft op basis van Deloitte (2025b).

In de staalindustrie liggen er al veel plannen voor de productie van groen staal (en andere vormen van lower-carbon staal) en worden deze in pilotprojecten getest (Leadit, 2025). Vanuit de automotive industrie is er al vraag naar deze producten. Zo zijn er 26 Europese autoproducenten die afspraken hebben gemaakt voor de afname van lower-carbon staal. In totaal gaat het om zo'n 1,8 Mt aan lower-carbon staal³⁸ in 2030, wat ongeveer 9% van de staalvraag in 2030 bedraagt (Ricardo, 2024). Zo'n 70% van deze lower-carbon staal afspraken zal naar verwachting ingevuld worden via groene H-DR. Zo heeft autoproducent Mercedes-Benz bijvoorbeeld een afspraak voor de jaarlijkse afname van 50.000 ton aan groen staal van de Zweedse staalproducent Stegra Boden (H2 Green Steel) (Mercedes Benz, 2024). Stegra Boden start in 2026 met productie, en zal naar verwachting vanaf 2030 5 miljoen ton groen staal produceren (Stegra, 2025). Ook andere autoproducenten, zoals Porsche en Volvo, hebben afspraken gemaakt met de staalproducent.

³⁸ Hierbij gaat het om drie typen lower-carbon staal: 1) Groene H-DR (staal geproduceerd met groene waterstof), 2) Blauwe H-DR (staal geproduceerd met blauwe waterstof), 3) grijze NG-DR (staal geproduceerd met aardgas).

Vanwege bovengenoemde kenmerken en het bestaande draagvlak voor duurzaam staal in de automotive industrie, lijkt deze een geschikte kandidaat voor het concretiseren van de invoering van een vraagverplichting op een praktisch niveau. In dit hoofdstuk schetsen we allereerst een beeld van de automotive industrie, hierbij onderzoeken we bijvoorbeeld de supply chain en het bestaande beleid. Vervolgens creëren we een 'blueprint' van de invoering van vraagcreatie in de automotive industrie. Deze 'blueprint' richt zich op het beantwoorden van de volgende vragen voor de automotive industrie:

- Hoe richten we de vraagverplichting in?
- Hoe voeren we de vraagverplichting in?

Met deze 'blueprint' schetsen we vervolgens een beeld van de mogelijkheden voor de invoering van een vraagverplichting op duurzaam staal, toekomstige onderzoeksrichtingen voor invoering op Europees niveau en onderzoeken we in hoeverre deze praktische uitwerking toepasbaar is op andere sectoren. We gebruiken de term duurzaam/duurzamer staal. Hiermee doelen we op staal met een lagere carbon footprint dan de huidige productie. We beperken het gebruik van de term 'groen' staal. Dit kan verwarrend zijn omdat het woord groen bij waterstof een nauwere definitie heeft dan bij staal.

4.3 Verkenning van de automotive industrie

In deze paragraaf verkennen we de huidige staat van de automotive sector. Hierbij onderzoeken we mogelijkheden tot verduurzaming in de automotive industrie, het staalgebruik in de automotive sector en de verschillende stappen in de supply chain.

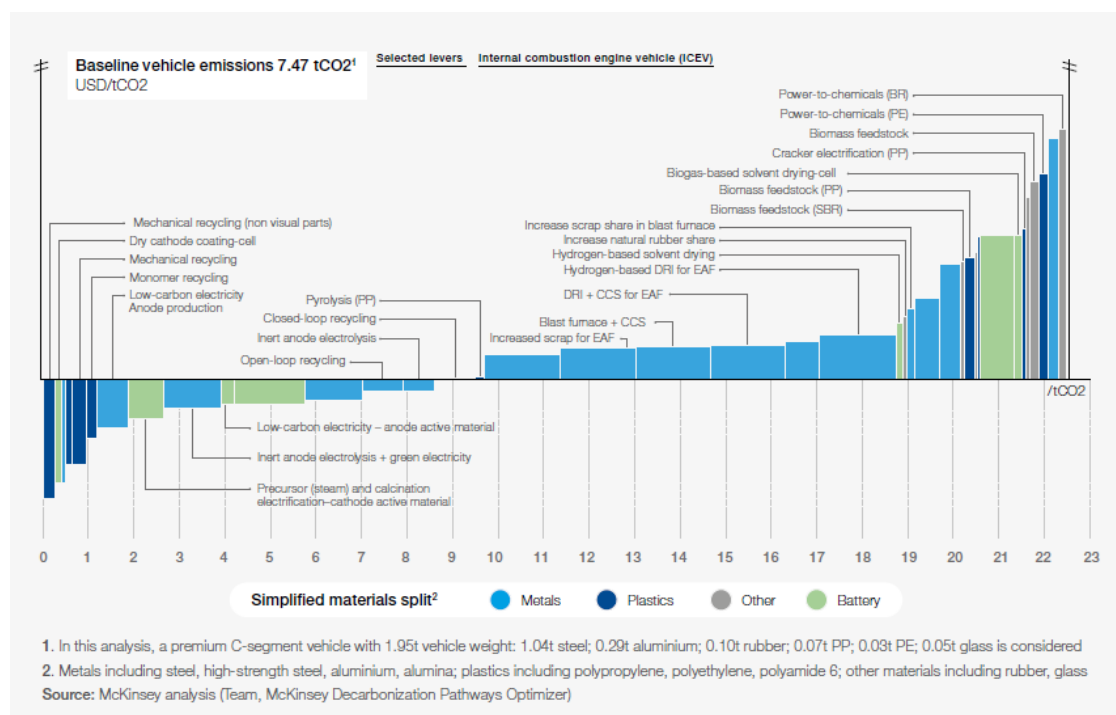
4.3.1 Verduurzaming van de automotive industrie: opties en beleid

De automotive industrie heeft verschillende mogelijkheden om te verduurzamen. Een aantal voorbeelden zijn:

- verduurzaming van productieprocessen en logistiek, bijvoorbeeld inzet hernieuwbare energie in productieprocessen of reduceren van CO₂-emissies van transportvoertuigen;
- verduurzaming van producten tijdens gebruikfase, bijvoorbeeld produceren van elektrische auto's in plaats van benzineauto's of het verminderen van CO₂-uitstoot door verbeteringen in het ontwerp van de auto;
- verduurzaming van materiaalgebruik voor productie, bijvoorbeeld inzet van gerecyclede materialen in personenwagens.

In het kader van het onderzoeken van de vraagverplichting richten we ons voornamelijk op de verduurzaming van het materiaalgebruik voor de productie van personenwagens. Naast staal bevat een personenauto veel andere materialen, zoals plastic, textiel, rubber en glas (CE Delft, 2020b). Om een beeld te krijgen van het reductiepotentieel van andere materialen in personenauto's kijken we naar de 'abatement cost curve' voor zowel benzine- als elektrische auto's. Deze curves geven aan in welke mate het verminderen van CO₂-emissies met bepaalde technieken kosteneffectief is. De abatement cost curve voor elektrische personenwagens is weergegeven in Figuur 14 (World Economic Forum, 2020). Hieruit blijkt bijvoorbeeld dat het verduurzamen van plastics door mechanische recycling toe te passen de meest kosteneffectieve reductieoptie is voor een elektrische personenwagen (donkerblauw). Over het algemeen valt er veel winst te behalen door staal en aluminium te decarboniseren (lichtblauw). Auto's bestaan voor zo'n 50-65% uit staal en veroorzaken ongeveer 35% van de CO₂-emissies als gevolg van materiaalgebruik (World Economic Forum, 2020). Een vraagverplichting op staal in personenauto's lijkt vanwege de CO₂-potentie en het volume een effectieve en realistische verduurzamingsoptie.

Figuur 14 – Cost Abatement Curve elektrische personenauto



Om de verduurzaming in de automotive industrie te versnellen bestaat er al veel wet- en regelgeving op Europees niveau die invloed heeft op de sector. Een overzicht van het huidige Europese beleidskader relevant voor de automotive industrie is weergegeven in Bijlage E.

4.3.2 Van staal tot auto: staalgebruik en de huidige waardeketen

Personenauto's bestaan voor een groot gedeelte uit 'flat steel'. Flat steel is één van de twee hoofdcategorieën van staalproductie. We lichten beide toe:

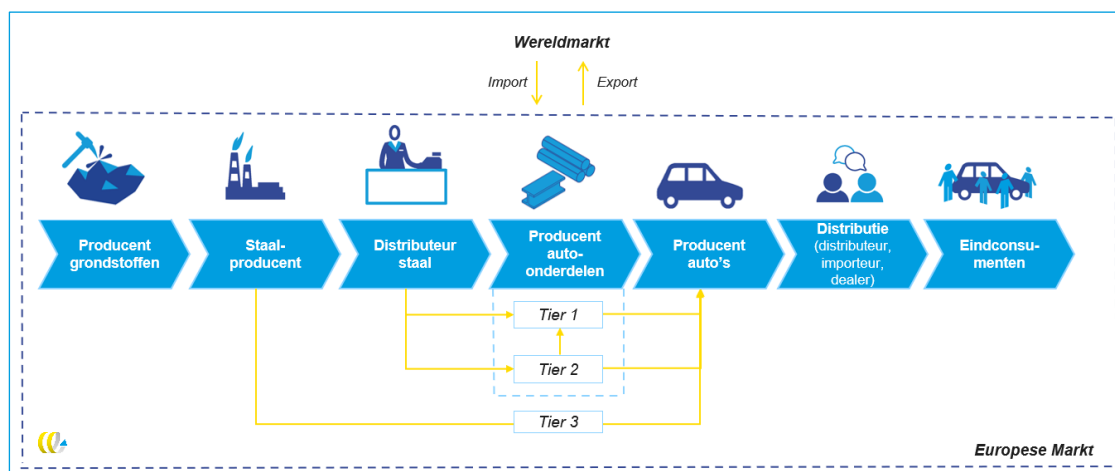
- Flat steel: dit zijn staalplaten en staalrollen (beide enkele millimeters tot centimeters dik en eventueel gecoat. Deze producten worden vooral geleverd aan producenten die het staal bewerken tot een eindproduct. Denk hierbij aan auto's, batterijen, blik en huishoudelijke apparaten. Flat steel is van hoge kwaliteit. In Europa is met name vraag naar flat steel. In de automotive industrie wordt flat steel bijvoorbeeld toegepast in de body-in-white (carrosserie), in deuren en in de wielen (European Commission, 2023).
- Long steel: Producten zoals constructie-onderdelen, staven, balken, wapening, rails en draad. Deze producten worden met name gebruikt in de bouwsector. Het staal is eenvoudiger te produceren en minder nauwkeurig samengesteld. China is een grote producent van long steel. In de automotive industrie wordt long steel bijvoorbeeld gebruikt voor onderdelen in het motorblok (European Commission, 2023).

Trends staalgebruik in de auto-industrie

Natuur & Milieu (2025) heeft onderzoek gedaan naar de ontwikkelingen van het staalgebruik in de automotive sector. Een van de trends is 'lightweighting', waarbij materiaal uit auto's vervangen wordt met lichter materiaal. Het doel hiervan is om de auto minder materiaal- en energie-intensief te maken. Het gevolg hiervan is dat de hoeveelheid staal per auto afneemt; staal wordt vervangen door alternatieven of een lichtere variant van staal (ultrasterk staal). Ook zal er vanwege de klimaatdoelstellingen op termijn staal ingezet worden met een lage CO₂-afdruk, denk aan staal geproduceerd met groene waterstof of gerecycled staal. Tenslotte zal de vraag naar nieuwe auto's vermoedelijk afnemen als gevolg van andere trends, zoals het verlengen van de levensduur en de opkomst van deelmobiliteit.

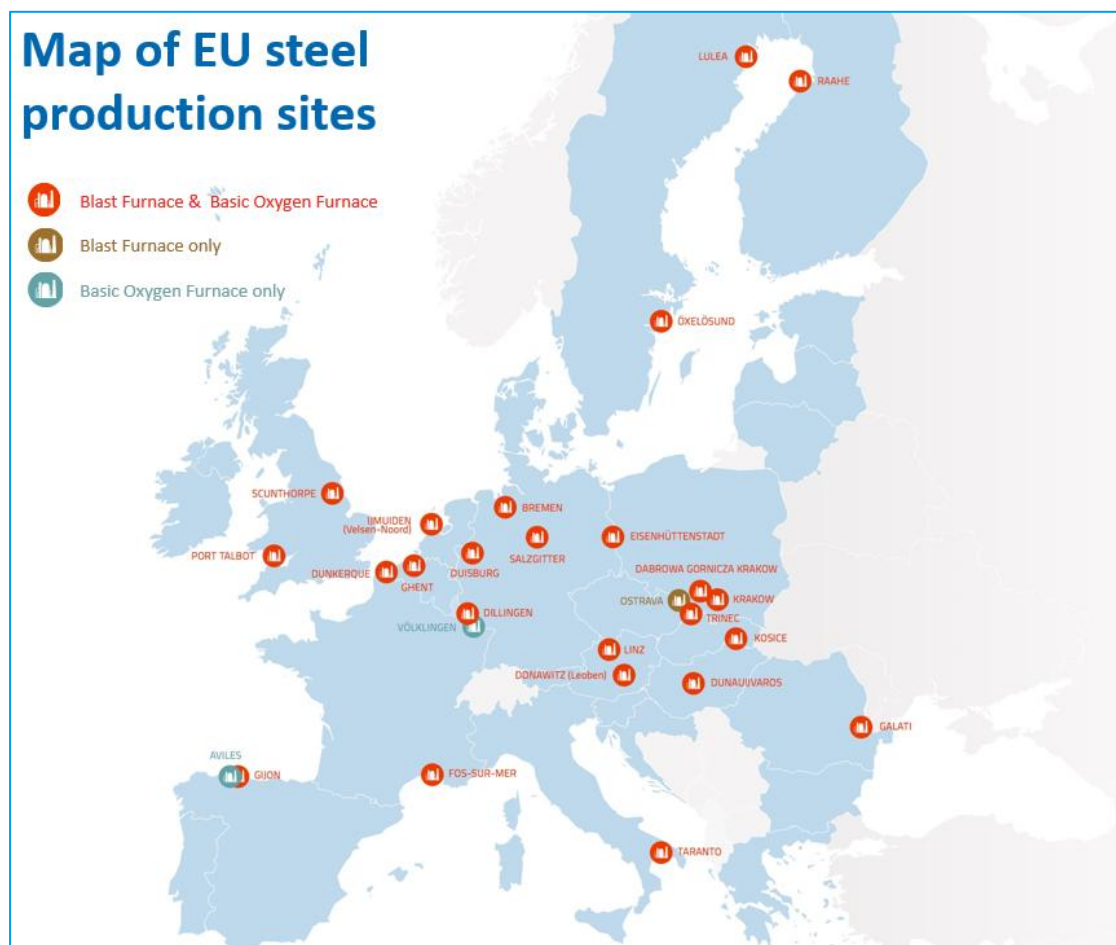
De waardeketen van de productie van staal tot de productie van auto's in Europa bestaat uit een aantal ketenstappen, zie Figuur 15. Hierna lichten we de verschillende ketenstappen verder toe.

Figuur 15 – Overzicht automotive keten



1. **Winning van grondstoffen.** Voor de productie van staal is ijzererts nodig. Dit wordt in mijnen in bijvoorbeeld Australië, Brazilië of China gewonnen en via schepen geïmporteerd naar staalproducenten (CE Delft, 2024b).
 - *Tata Steel haalt bijvoorbeeld ijzererts voor staalproductie uit twee ijzerertsmijnen in India (Tata Steel, 2025b).*
2. **Staalproducenten.** Het gewonnen ijzererts wordt in hoogovens omgesmolten tot ruwijzer. Dit ruwijzer wordt vervolgens verwerkt tot staal. Op dit moment is de standaard hiervoor BF-BOF (hoogoven gecombineerd met Oxystaalfabriek), in de toekomst wordt er gekeken naar andere productieprocessen, zoals schroot-EAF, BI-EAF en DRP-EAF (CE Delft, 2024b). Figuur 16 toont een overzicht van de Europese staalproducenten die de BF-BOF-techniek gebruiken. Na bewerking gaat een gedeelte van het geproduceerde staal direct naar de autofabrikant (hierbij is de staalproducent een Tier 3-leverancier van de autoproducent). In andere gevallen zit er nog een tussenstap in de keten, zoals staaldistributie via staalhandelaren voor verwerking tot een halffabricaat.

Figuur 16 – Overzicht Europese staalproducenten met BF-BOF-techniek



Bron: Eurofer (2020).

3. Distributiecentra staal. Het geproduceerde staal komt terecht bij tussenpersonen gericht op de distributie, en verwerking tot halffabricaten, van staal. In de meeste gevallen wordt er in deze stap nog extra bewerking uitgevoerd, bijvoorbeeld het buigen of snijden van staal (Eurofer, 2024). Partijen in deze ketenstap zijn bijvoorbeeld servicecentra en (groot)handelaren. Vanuit deze partijen gaat het staal richting staalgebruikers, zoals producenten van tussenproducten (auto-onderdelen) of direct richting autoproducenten.

- *Tata Steel heeft bijvoorbeeld in Maastricht (Feijen) een distributiecentrum gericht op de zware metaal- en plaatindustrie. Vanuit hier leveren ze op maat gesneden staal en warmgewalste rollen staal voor toepassingen zoals automobiel-oplossingen en scheepsbouw (Tata Steel, 2025a). Daarnaast heeft Tata Steel nog servicecentra in Duitsland, Frankrijk, Spanje, Noorwegen, Zweden en Finland.*

4. Producenten auto-onderdelen. Een gedeelte van het staal uit de distributiecentra komt terecht bij producenten van auto-onderdelen. Deze leveren vervolgens half-fabricaten aan de autofabrikanten. In de supply chain zitten verschillende niveaus van producenten (Knaufindustries, 2024):

- Tier 1-producenten/leveranciers leveren de geproduceerde auto-onderdelen direct aan de autofabrikant, deze hebben vaak langdurige contracten. Een voorbeeld van een Tier 1-supplier VDL Steelweld (onder andere in Breda), welke bijvoorbeeld carrosserieën (het stalen autoframe) levert aan autofabrikanten.
- Tier 2-producenten/leveranciers zijn producenten van (niche) onderdelen die in auto's belanden, maar leveren vaak aan de Tier 1-leverancier. Een voorbeeld hiervan is Nedschoef (onder andere in Helmond), welke bijvoorbeeld stalen bouten en schroeven levert aan Tier 1-leveranciers. Het kan ook voorkomen dat een leverancier zowel functioneert als een Tier 1-leverancier als een Tier 2-leverancier (levering aan zowel autoproducenten als producenten van auto-onderdelen), de niveaus zijn niet eenduidig.
- Tier 3-leveranciers, dit zijn bijvoorbeeld staalproducenten.

5. Autofabrikanten. De zogeheten 'Original Equipment Manufacturers' (OEM), zijn de eindproducenten van auto's. Deze partijen brengen na eindassemblage de auto's via dealers op de markt. In 2024 waren er gezamenlijk in Europa en het VK 255 autofabrieken, waarvan 98 gericht op de productie van personenwagens (ACEA, 2024a). Voorbeelden van OEM's zijn Volkswagen, Mercedes-Benz, Renault, etc.

Omvang Europese auto-industrie en -import

In 2024 zijn wereldwijd ruim 75 miljoen auto's geproduceerd. Hiervan werden er 11,4 miljoen in de EU geproduceerd, dit komt neer op een marktaandeel van 15%. Van deze productie werd bijna 40% geëxporteerd. Dit zijn ruim 4,5 miljoen auto's. In totaal werden er 3,4 miljoen auto's geïmporteerd. Van de nieuwe auto's uit 2024 die in de EU rondrijden wordt dus tweederde in Europa geproduceerd en wordt een derde geïmporteerd.

Bron: (ACEA, 2024b).

6. Importeurs en autodealers. Vanuit de autofabrikanten (of tijdelijke opslag van de autofabrikanten) worden de personenauto's via distributiecentra's getransporteerd naar importeurs via vrachtwagens, per trein of per schip. Vanuit de importeurs worden de auto's gedistribueerd naar verschillende autodealers, die de auto's vervolgens verkopen aan de consument. Zo wordt een auto bijvoorbeeld geproduceerd in Frankrijk, gaat deze via het distributiekanaal (bijvoorbeeld PON,

Louwman, etc.) naar verschillende Nederlandse dealers. Ook kan het voorkomen dat een partij vanuit de distributie zich ook in de retailmarkt positioneert.

Marktconcentratie van spelers in de automotive industrie

In elke stap van de keten bevinden zich verschillende marktspelers. Bij een hoge marktconcentratie, zijn er slechts een beperkt aantal (dominante) spelers in de ketenstap. Een lage marktconcentratie betekent dat er in een ketenstap relatief veel spelers met elkaar concurreren. Deloitte (2025b) heeft de marktconcentraties voor de verschillende stappen in de automotive supply chain bepaald, deze staan in de volgende tabel weergegeven.

Stap in de automotive supply chain	Marktconcentratie, o.b.v. Deloitte (2025b)
Winning van grondstoffen	Hoog
Staalproducenten	Hoog
Distributiecentra en (groot)handelaren	Medium
Producenten auto-onderdelen	Laag
Autofabrikanten	Medium
Distributiecentra en dealers	Medium – enkele grote marktspelers

4.4 Vraagcreatie in de automotive industrie

In deze paragraaf laten we zien hoe een vraagverplichting op praktische wijze in de automotive industrie georganiseerd kan worden. Hierbij kijken we onder andere naar de vormgeving, invoering en handhaving van een norm op duurzaam staal voor de automotive sector.

4.4.1 Mogelijkheden voor een norm op duurzaam staal in de automotive industrie

Allereerst verkennen we de mogelijkheden voor het inrichten van een norm op duurzaam staal in de automotive sector. Om een goed beeld te krijgen van de mogelijkheden, brengen we de volgende onderdelen in kaart:

- bestaande initiatieven en standaarden voor duurzaam staal;
- technische haalbaarheid duurzaam staal standaard;
- vormgeving van een norm op duurzaam staal in de automotive industrie.

Bestaande initiatieven en standaarden voor duurzaam staal

Er zijn verschillende initiatieven die zich richten op het stimuleren van de decarbonisatie van staal. Recentelijk is er een voorstel gedaan voor de Industrial Decarbonisation Accelerator Act voor een vrijwillig low-carbon label op producten (European Parliament, 2025a). De act maakt onderdeel uit van de Clean Industrial Deal. In eerste instantie wordt er gekeken naar een low-carbon label voor staal, later zal cement volgen. Door consumenten beter te informeren over de CO₂-intensiteit van de staalproducten kunnen bedrijven mogelijk een 'green premium' voor duurzamer staal ontvangen (European Parliament, 2025a).

Daarnaast wordt er binnen het werkprogramma voor de Ecodesign for Sustainable Products Regulation (ESPR) aangegeven dat er additieve maatregelen getroffen worden als aanvulling op het staal-label van de Clean Industrial Deal. Staal en aluminium zijn in het ESPR-werkplan gemarkeerd als prioriteit.

Ook zijn er een aantal andere initiatieven en standaarden specifiek voor groen staal, oftewel staal gemaakt uit groene waterstof. Naast voldoen aan de standaarden, kunnen staalproducenten de standaarden gebruiken om als benchmark voor de CO₂-intensiteit van het geproduceerde staal (CEPS, 2024). De standaarden hebben verschillende drempelwaarden, welke bijvoorbeeld worden uitgedrukt in *ton CO₂-equivalent/ton geproduceerd ruw staal*. Een overzicht van de bestaande vrijwillige Europese standaarden is opgenomen in Tabel 8. De tabel toont de vele verschillen tussen de initiatieven, zoals het type staal (bijvoorbeeld ruw of halffabrikaat hot-rolled staal) en in de drempelwaarden van de CO₂-intensiteit.

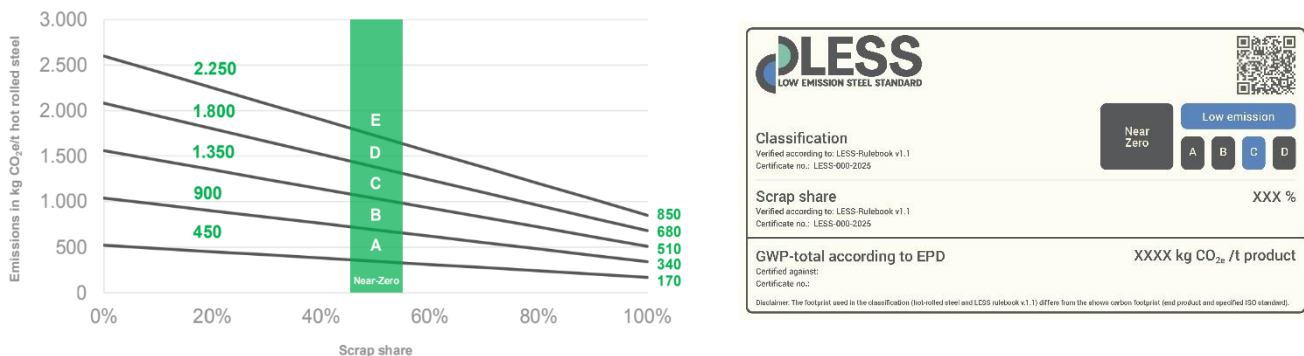
Tabel 8 – Initiatieven en standaarden duurzaam staal

Organisation/ Initiative	Product processing stage	Methodological Approach	Quantitative Threshold (t CO ₂ /t steel)	
			Iron ore-based steelmaking	Scrap-based steelmaking
IEA's definition of Near-Zero and Low-Carbon Steel	Crude steel	Sliding scale	0.4 t CO ₂ e/t crude steel (0% scrap use)	0.05 t CO ₂ e/t crude steel (100% scrap use)
ResponsibleSteel (Core Site Certification and Steel Certification)	Crude steel	Sliding scale	0.4 t CO ₂ e/t crude steel (0% scrap use)	0.05 t CO ₂ e/t crude steel (100% scrap use)
Low Emissions Steel Standard (LESS)	Hot rolled steel	Sliding scale	0.52 t CO ₂ /t hot rolled steel (quality steel - QST) 0.47 t CO ₂ /t hot rolled steel (reinforcing & structural) (0% scrap use)	0.17 t CO ₂ /t hot rolled steel (quality steel - QST) 0.12 t CO ₂ /t hot rolled steel (reinforcing & structural) (100% scrap use)
Climate Bonds Initiative	Crude steel	Pathway by technology route	1.81 t CO ₂ e/t steel by 2030 0.12 t CO ₂ e/t steel by 2050	0.32 t CO ₂ e/t steel by 2030 0.12 t CO ₂ e/t steel by 2050
Steel Climate Standard - Global Steel Climate Council (GSCC)	Hot rolled steel	Company-specific trajectory based on decarbonisation pathway for flat and long products	<u>Flat products:</u> 1.31 t CO ₂ e/t hot rolled steel by 2030 0.12 t CO ₂ e/t hot rolled steel by 2050 <u>Long products:</u> 1.11 t CO ₂ e/t hot rolled steel by 2030 0.12 t CO ₂ e/t hot rolled steel by 2050	
Chinese Method C2F Steel (CMC2FS)	Crude Steel or Hot rolled steel	Sliding scale	0.4 t CO ₂ /t crude steel or hot rolled steel (0% scrap use)	0.05 t CO ₂ /t crude steel or hot rolled steel (100% scrap use)

Bron: (JRC, 2025).

De meeste standaarden maken gebruik van een 'sliding scale', waarbij het staal van een fabrikant op basis van de CO₂-intensiteit een label ontvangt. Dit wordt bijvoorbeeld ook toegepast door de Low Emission Steel Standard (LESS). Een voorbeeld van de sliding scale en het bijbehorende label van LESS staan in Figuur 17.

Figuur 17 – LESS-classificatie en label voor de duurzaamheid van (kwaliteits)staal



Bron: LESS (2025).

In het geval van LESS loopt de schaal van Near-Zero tot E, waarbij E de hoogste CO₂-emissieintensiteit per kg staal heeft. In de LESS-classificatie wordt (net zoals bij andere initiatieven) ook gekeken naar het aandeel scrap staal. De reden hiervoor is mogelijk de beperkte beschikbaarheid van scrap staal; wanneer scrap staal voor één product wordt ingezet, is het voor een product elders niet meer beschikbaar (LESS, 2025). Staal wordt op dit moment al voor het grootste gedeelte gerecycled. Wanneer dit aandeel niet wordt meegenomen in de standaard, verplaatsen de emissies zich simpelweg naar het product zonder scrap staal; de netto emissiereductie is nul. Daardoor worden er bij een hogere inzet van scrap staal strengere CO₂-emissieintensiteitseisen gesteld (CEPS, 2024).

Ondanks de vele vrijwillige initiatieven en standaarden is er op dit moment nog geen universeel geaccepteerde definitie en standaard betreffende 'duurzaam staal' of 'low-carbon staal' (JRC, 2025).

Technische haalbaarheid duurzaam staal standaard

De primaire productieroute voor staal is BF-BOF. Hierbij wordt staal gemaakt door ijzererts te reduceren via koolstof en het tot staal te verwerken in een oxystaalfabriek. De inzet van kolen veroorzaakt het grootste deel van de CO₂-emissies. Op wereldwijde schaal veroorzaakt de BF-BOF-route gemiddeld 2,33 t CO₂/t staal³⁹, in Europa ligt dit gemiddelde echter lager (CE Delft, 2025c). Om staal te decarboniseren hebben staalproducenten een aantal verduurzamingsopties. Voorbeelden hiervan zijn:

- BF-BOF blauw staal, waarbij carbon capture en storage (CCS) wordt toegepast op de primaire productieroute. Dit levert ongeveer tussen de 20 tot 80% emissiereductie op ten opzichte van de reguliere BF-BOF-route (CEPS, 2024). Echter zijn er in Europa nog geen fabrieken bekend die op deze route inzetten (CE Delft, 2025c). Vanwege de hoge investeringskosten en de onzekerheden van het reductiepotentieel lijkt deze route vooralsnog niet realistisch om het staal voor de automotive industrie te decarboniseren (CEPS, 2024).
- De EAF-DRI-route, waarbij het primaire staal gemaakt wordt door aardgas of waterstof te reduceren (in plaats van kolen). Het ruwijzer kan in een elektrische boogoven samen met schrootstaal worden omgesmolten tot primair staal. Voorbeelden van het staal dat volgt uit deze route zijn:
 - *NG-DRI grijs staal*, dit levert ongeveer 50% reductie op ten opzichte van de BF-BOF-route (CEPS, 2024). Door binnen deze route CCS in te zetten neemt het reductiepotentieel toe (CE Delft, 2024b).
 - *H2-DRI blauw staal*, waarbij ongeveer 60% reductie ten opzichte van BF-BOF behaald kan worden (CEPS, 2024). Wel hangt dit percentage sterk af van de elektriciteitsmix.
 - *H2-DRI groen staal*, deze route levert ongeveer 97-99% reductie op ten opzichte van BF-BOF (CEPS, 2024). Hierbij wordt 100% hernieuwbare energie ingezet.

³⁹ Zowel directe als indirecte emissies.

Als we de huidige productiewijze naast de verschillende classificaties van LESS leggen (zie Figuur 17), vallen de meeste producenten in categorie E: de categorie met de hoogste CO₂-intensiteit voor staal (>2,25 t CO₂/t staal) of D. Met de NG-DRI-route zou een staalfabriek label C kunnen behalen. Voor het A-label (<0,9 t CO₂/t staal)⁴⁰, zou er staal geproduceerd moeten worden met groene waterstof (100% inzet hernieuwbare energie). Om het near-zero label voor staal te behalen, zouden óók scope 3-emissies (bijvoorbeeld emissies van de mijnbouw) gereduceerd moeten worden (Germanwatch, 2024). CCS zou daarnaast ook ingezet kunnen worden om een duurzamer staallabel te ontvangen, echter zijn er op dit moment nog geen Europese producenten die inzetten op deze route (CE Delft, 2025c).

Momenteel wordt in Zweden een fabriek gebouwd die inzet op de H2-DRI-route. Ook andere Europese staalfabrieken hebben plannen, met name gericht op H2-DRI. Voortgang van deze plannen is echter onzeker, onder meer vanwege hoge energieprijzen en onzekerheid over het toekomstige energiebeleid.

Vormgeving van een norm op duurzaam staal in de automotive industrie

Vanuit de staalindustrie wordt er ingezet op een standaard en label voor duurzaam staal, zoals eerder toegelicht. Door een duurzaam staal label te introduceren kunnen staalproducenten mogelijk een premium ontvangen voor duurzamere producten. Door vanuit het einde van de keten méér vraag naar de duurzame producten te creëren, kan de duurzame keten sneller tot stand komen.

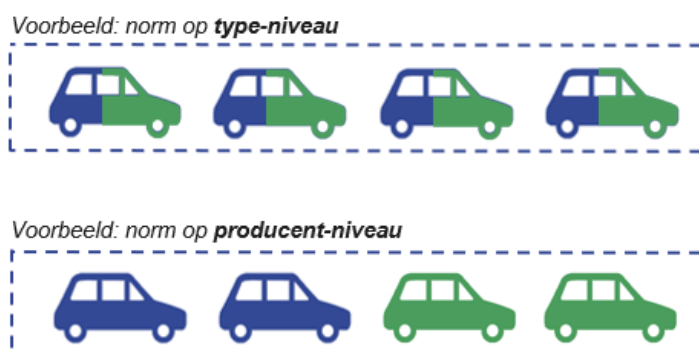
Een norm op duurzaam staal in de automotive industrie zou dezelfde vorm aan kunnen nemen als de bestaande standaarden vanuit de staalindustrie: een norm op basis van het CO₂-intensiteitsprofiel (*ton CO₂-equivalent/ton geproduceerd staal*). Er zouden bijvoorbeeld eisen gesteld kunnen worden aan het uitstootprofiel van het staal in de personen-auto: *voor de productie van één kg aan staal in een auto mag maximaal x ton aan CO₂ in het productieproces vrijkomen*. De norm kan dan op verschillende manieren ingericht worden, bijvoorbeeld:

- Norm op het staal dat per type auto wordt gebruikt, *voorbeeld: autotype x, mag (gemiddeld over de productielijn) maximaal een staal CO₂-intensiteit hebben van x ton CO₂-equivalent. Of: autotype x, moet (gemiddeld over de productielijn) minimaal duurzaam staal label x hebben.*
- Norm als gemiddelde staalinzet per fabrikant, *voorbeeld: autoproducent x mag (gemiddeld over de alle productielijnen) maximaal een staal CO₂-intensiteit hebben van x ton CO₂-equivalent. Of: autoproducent x, moet (gemiddeld over alle productielijnen) minimaal duurzaam staal label x hebben.*
- Mix van bovenstaande.

⁴⁰ In het geval er geen scrap staal wordt ingezet.

Een voorbeeld van hoe de norm er bij de autoproducent uit kan zien is weergegeven in Figuur 18. Wanneer de norm op typeniveau wordt ingevuld zou elke auto moeten voldoen aan de norm gebaseerd op de CO₂-intensiteit; elke auto bevat een aandeel 'duurzamer' staal. Bij een norm op producentniveau is er meer vrijheid om de norm in te vullen. Zo kan dit op vergelijkbare wijze als bij een norm op typeniveau, maar ook door een 'niet-duurzame' lijn aan auto's te compenseren met een 'duurzamere' lijn om aan het gemiddelde CO₂-intensiteitsprofiel van de norm te voldoen.

Figuur 18 – Voorbeeld duurzaam staal norm bij de autoproducent



Met een dergelijke norm wordt er vanuit de automotive industrie een haalbare standaard gesteld voor de staalindustrie en biedt dit trekkracht aan de investeringen in de verduurzaming van de staalsector. Door de norm op deze manier in te vullen, zou er ruimte overblijven voor het invoeren van een opbouwpad, waarbij de eisen aan het uitstootprofiel van het staal in de personenauto steeds strenger worden. Ter illustratie, in 2030 moet x% van het staal in auto's per fabrikant label C hebben, in 2040 moet x% label A hebben. Ook kan er variatie in de norm aangebracht worden, bijvoorbeeld minimaal x% van het staal in auto's moet label B bezitten en maximaal x% label D.

Door de norm op het CO₂-profiel van staal in de auto's te zetten, behoudt de staalindustrie de mogelijkheid om de standaard via verschillende verduurzamingstechnieken te behalen, bijvoorbeeld inzet van scrap steel, inzet van blauwe of groene waterstof of inzet van aardgas én mogelijk CCS. Afhankelijk van het type techniek dat toegepast wordt, zal het geproduceerde staal binnen een bepaalde classificatie (gebaseerd op het CO₂-intensiteitsprofiel) vallen, bijvoorbeeld label E tot near-zero. Door de norm aan het verderop in de keten te leggen, kunnen ook niet-Europese staalproducenten die aan de Europese automotivemarkt staal leveren onderhevig worden aan de norm. Hierdoor zal op termijn niet enkel de Europese staalproductie, maar ook staalproductie buiten Europa kunnen verduurzamen (CE Delft, 2025c).

Een norm op het CO₂-profiel van staal zal daarentegen niet altijd leiden tot directe investeringen in groene- of blauwewaterstofinstallaties, er zijn immers meer verduurzamingsmogelijkheden waarmee producenten binnen de norm vallen. Zo zijn er onder staalproducenten plannen om BF te vervangen door H₂, maar ook om BF te vervangen

voor NG-DRI (op basis van aardgas) (Leadit, 2025). Dit zal afhankelijk zijn van in hoeverre groene- en blauwewaterstoftransitiepaden rendabel zijn ten opzichte van bijvoorbeeld de inzet van aardgas. Hierin zal ook de EU ETS een bepalende rol spelen. Op dit moment ontvangt de staalsector vooralsnog gratis emissierechten om koolstoflekage naar het buitenland te voorkomen (CE Delft, 2025c). Vanaf 2034 zal de staalsector (vanwege het transitiepad en de invoering van CBAM) geen vrije rechten meer ontvangen (NEa, 2024). Hierdoor zal de businesscase van de inzet van aardgas minder voordelig worden ten opzichte van bijvoorbeeld blauwe en groene waterstof.

Een ander aandachtspunt is het productniveau waarop de norm van het CO₂-profiel wordt gelegd. Bestaande duurzaam staal-initiatieven richten zich voornamelijk op een standaard voor ruw staal óf hot-rolled staal. In Europa werd in 2024 bijna 130 miljoen ton aan ruw staal geproduceerd, in totaal werd er in 2024 ongeveer 118 miljoen ton⁴¹ aan hot-rolled-producten geproduceerd (Eurofer, 2025; Worldsteel Association, 2025). Om de CO₂-intensiteit van het staal te kunnen vergelijken zal er een uniforme methode moeten komen om deze te berekenen. Wanneer import onder de vraagverplichting zou vallen, is het belangrijk dat deze rekenmethode ook toepasbaar is op staalproducenten buiten Europa.

Tenslotte kunnen automotive producenten er ook voor kiezen om, indien technisch mogelijk, het staal te vervangen door bijvoorbeeld kunststof of aluminium. Door de norm enkel op het CO₂-profiel van staal te leggen, kunnen er via de norm geen additionele eisen gesteld worden aan het verduurzamen van andere onderdelen van een auto, bijvoorbeeld aan de duurzaamheid van de inzet van kunststof of textiel.

4.4.2 Invoering van een norm op duurzaam staal in de automotive industrie

Naast de mogelijkheden voor het inrichten van een norm op duurzaam staal, onderzoeken we hoe de norm op praktische wijze in de automotive keten ingepast kan worden.

Hierbij richten we ons op het beantwoorden van de volgende vragen:

- Waar in de keten moet de vraagverplichting neergelegd worden?
- Hoe kan duurzaam staal gecertificeerd worden?
- Hoe kan men de vraagverplichting monitoren en handhaven?
- In hoeverre kan er aangesloten worden bij bestaande wetgeving?

Verplichting voor auto's geproduceerd voor de Europese markt

Er zijn verschillende plaatsen in de automotive keten waar de vraagverplichting neergelegd kan worden (welke ketenpartij gaat voldoen aan de wetgeving?). Een logische plaats om de vraagverplichting neer te leggen zou zijn op het niveau van de productie van nieuwe auto's geproduceerd voor de Europese markt. De invoering op deze plaats in de keten lijkt het meest aan te sluiten bij bestaande normeringen en het behouden van het

⁴¹ Hiervan was ongeveer 61% flat steel en 39% long steel.

gelijke speelveld. Eerder in de keten, zoals bij de productie van auto-onderdelen, lijkt moeilijk handhaafbaar vanwege de lage marktconcentraties; de hoeveelheid marktpartijen maakt het monitoren van een dergelijk instrument lastig. Later in de keten, bijvoorbeeld bij de autodealers zou praktisch niet goed uitvoerbaar zijn; autodealers moeten dan een verplicht aandeel 'duurzame' auto's in hun showroom hebben staan.

Wanneer de vraagverplichting voor auto's geproduceerd voor de Europese markt geldt, betekent dit dat de producenten van deze auto's moeten voldoen aan de wetgeving. De autoproducent, zoals Volkswagen of BMW, wordt dan verantwoordelijk gesteld dat het staal in zijn auto's voldoet aan de norm. Autoproducent x zou dan bijvoorbeeld moeten aantonen dat van $x\%$ van de auto's die hij op de markt brengt het CO₂-profiel van het staal maximaal x óf gemiddeld x is. Om dit te bewerkstelligen zullen autoproducenten (vergelijkbaar als bij de CO₂-emissiestandaard) de keten aansturen om de benodigde materialen én/óf technologische ontwikkelingen te organiseren.

Door de verplichting op het niveau van de auto's geproduceerd voor de Europese markt te leggen, zal de Europese vloot verduurzamen. Van de auto's die op de markt gebracht worden, zal bijvoorbeeld 50% duurzaam zijn. Op deze plek in de keten wordt ook de import van auto's meegenomen in de vraagverplichting; ook geïmporteerde auto's moeten een aandeel duurzamer staal bevatten. Op deze wijze wordt een level-playing field gecreëerd. Wel kan dit mogelijk leiden tot hogere administratieve lasten in de keten. Niet alleen zal er binnen Europa een systeem nodig zijn om de CO₂-intensiteit van het staalprofiel in auto's te rapporteren en monitoren, ook bij het importeren van auto's zal men dit moeten handhaven.

Een ander aandachtspunt is de uitzondering van export. Door de norm bij het op de markt brengen te leggen kunnen Europese autoproducenten nog wel auto's zonder duurzaam staal exporteren; de vraagverplichting zou immers enkel voor auto's voor de Europese markt gelden. Dit geeft mogelijk minder stimulans voor de verduurzaming van de Europese industrie. Wel wordt hierdoor een gelijk speelveld behouden.

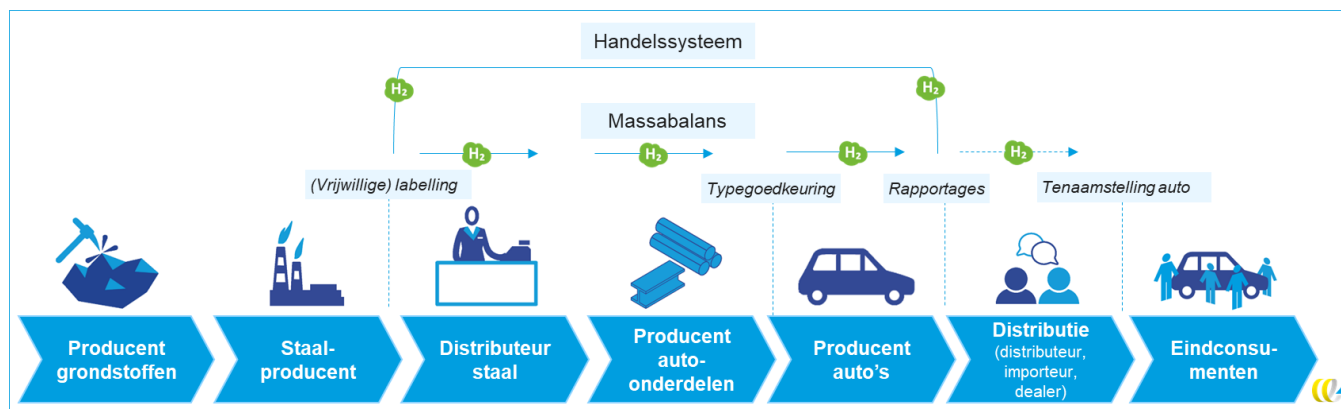
Certificering van duurzaam staal in de automotive keten

Om de duurzaamheid van staal vast te leggen door de keten heen, en producenten de mogelijkheid te geven om het aandeel duurzaam staal te traceren, is het noodzakelijk om een traceersysteem in te voeren. In deze paragraaf gaan we verder in op de mogelijkheden om een dergelijk systeem in te richten. Hierbij lichten we de mogelijkheden om certificaten voor duurzaam staal door te geven in de keten toe en onderzoeken we welke het meest van toepassing kan zijn op de automotive industrie.

Er zijn verschillende mogelijkheden om de certificaten van duurzaam staal in de keten door te geven. Om voort te bouwen op het onderzoek naar vraagcreatie voor waterstof van Deloitte (2025b), onderzoeken we twee traceersystemen (zogenoeten Chain of Custody (CoC)) in de context van de automotive industrie: Mass-Balance en Book-and-

Claim. Beide systemen (in de context van de automotive industrie) staan weergegeven in Figuur 19.

Figuur 19 – Book-and-Claim (handelssysteem) en Mass-Balance (massabalans)



Zoals weergegeven, bij het Mass-Balance-systeem reist een certificaat voor duurzaam staal fysiek mee met het staal in de keten, terwijl bij Book-and-Claim het certificaat los staat van het product. Het volgende tekstkader licht beide systemen aan de hand van voorbeelden verder toe.

Mass-Balance en Book-en-Claim

Mass-Balance-systeem

Bij dit systeem is het certificaat van duurzaam staal productgebonden; het certificaat reist mee met het stuk staal dat daadwerkelijk duurzaam geproduceerd is. Hierdoor bevat het eindproduct, zoals een auto, daadwerkelijk een aandeel duurzaam staal. Een voorbeeld van een bestaand systeem is het vrijwillige FSC-label voor duurzame bosbouw. Gecertificeerde bossen ontvangen het FSC-label, waarna het hout uit deze bossen het 100% FSC-label meedraagt (fysiek gemarkeerd). Bedrijven die het hout na verwerking met de FSC-claim door willen verkopen moeten zelf ook gecertificeerd zijn (FSC, lopend). Bedrijven die enkel een FSC product willen verkopen zonder bewerking hoeven in principe niet gecertificeerd te zijn, ze kunnen de FSC-certificering en licentiecode van de leverancier op de producten gebruiken (FSC, lopend). Op deze manier kan men het gecertificeerde hout onderscheiden van het niet-gecertificeerde hout. De Accreditation Services International (ASI) houdt via auditcontroles toezicht op gecertificeerde partijen.

Book-and-Claim systeem

Bij Book-and-Claim wordt het certificaat van duurzaam staal losgekoppeld van het staalproduct; het certificaat reist niet mee met het product. Met een overkoepelend handelssysteem kunnen norm-

plichtigen de juiste hoeveelheid certificaten van de staalproducent kopen. Het product kan daarentegen ook zonder duurzaam staal geproduceerd zijn. Book-and-Claim gebeurt bijvoorbeeld bij de Garantie van Oorsprong (GvO) op elektriciteit. Na levering van elektriciteit is de 'batch' niet meer fysiek traceerbaar; duurzame elektriciteit mengt met niet-duurzame elektriciteit op het net. Bij de productie van duurzame energie worden de GvO's aangemaakt, welke eindgebruikers vervolgens via een handelssysteem kunnen aanschaffen. In Europa wordt het GvO-systeem gereguleerd vanuit het European Energy Certificate System (EECS) (Pianoo, lopend). Op nationaal niveau worden daarnaast ook partijen aangewezen om toezicht te houden, in Nederland zijn dit CertiQ (onderdeel van Tennet) en Vertogas (onderdeel van Gasunie).

De staalketen (van staal tot auto) kenmerkt zich door hoge mate van transparantie. Zo moet het staal dat gebruikt wordt in de industrie traceerbaar zijn vanwege de hoge kwaliteitseisen en veiligheidseisen. Een voorbeeld van een dergelijke kwaliteitsstandaard is de IATF 16949, het wereldwijde Quality Management System Standard, specifiek voor de automotive industrie (International Automotive Task Force, 2025). Vanwege deze hoge mate van administratieve transparantie lijkt het voor de hand te liggen om met een massabalance-systeem te werken. Hierbij reist de garantie van oorsprong (chain of custody certificaat) mee met het staal, op vergelijkbare wijze als bij het FSC-label voor duurzame bosbouw. De staalfabrikant zal dan, bijvoorbeeld op basis van de gemiddelde CO₂-intensiteit van het geproduceerde staal, een label ontvangen. Via fysieke markering (en administratie) zal de informatie over het CO₂-profiel meereizen naar de producenten van auto-onderdelen tot uiteindelijk de autoproducent.

Certificering als optie tot 'green premium'

In principe worden hogere productiekosten bij automotive fabrikanten direct doorgelegd aan consumenten. Dit zou ook gelden voor de meerkosten als gevolg van de inzet van duurzamer staal. Met een certificeringssysteem voor duurzaam staal, zouden deze meerkosten aan het einde van de keten transparanter worden. Naast transparantie naar de consument, bijvoorbeeld via een label, zou de transparantie mogelijkheden bieden om op nationaal niveau de inzet van duurzaam staal in de automotive sector te stimuleren. Eén voorbeeld hiervan is de Franse subsidie voor nieuwe personenauto's met een lage CO₂-voetafdruk. Hierin zijn zowel de CO₂-emissies van de gebruiksfase als van de productiefase meegenomen (Ministère de l'économie, 2025). Daarnaast wordt de subsidie deels naar inkomen gedifferentieerd. Er zou nagedacht kunnen worden over een vergelijkbare subsidie gericht op personenwagens die een bepaald aandeel duurzaam staal bevatten.

Ook zou het in Nederland mogelijk kunnen zijn om auto's met duurzaam staal fiscaal te stimuleren. Een voorbeeld hiervan is de bijtelling voor zakelijke rijders. Voor elektrische voertuigen ligt de bijtelling momenteel lager dan voor benzinevoertuigen: 17 ten opzichte van 22%.

Monitoring en handhaving van een duurzaam staal norm in de automotive sector

De invoering van een vraagverplichting vereist gecompliceerde traceersystemen om het aandeel duurzaam staal in auto's te monitoren en handhaven. In deze paragraaf gaan we verder in op de mogelijkheden om het aandeel duurzaam staal in de nieuwe Europese auto's te monitoren en de betrokken ketenpartijen. Hierbij onderzoeken we zowel de monitoring van een norm op producentenniveau (gemiddelde van alle personenauto's) als de monitoring van een norm op één type personenauto (gemiddelde van type auto).

Monitoring op producentenniveau

Wanneer de norm voor duurzaam staal als gemiddelde per producent bepaald zou worden, zou men de monitoring boekhoudkundig kunnen organiseren. Toezicht zou dan via auditcontroles plaatsvinden, mogelijk op vergelijkbare wijze als bij het FSC-label voor duurzame bosbouw. Autoproducent x zou in dit geval verantwoordelijk zijn om de CO₂-intensiteit van al het staal gebruikt in de productieprocessen van personenauto's te rapporteren. Vanwege de hoge traceerbaarheid in de staalketen, zou verificatie via steekproeven kunnen plaatsvinden. Door een fysiek label, bijvoorbeeld via een massa-balanssysteem, aan het staal toe te voegen, zou de traceerbaarheid in het kader van duurzaamheid toenemen.

Monitoring op typeniveau

Op het moment dat de norm voor duurzaam staal per type voertuig zou gelden, zou men aan kunnen sluiten bij de huidige administratieve route van een voertuig. Er een aantal administratieve plekken in de keten waar personenauto's worden gecontroleerd op onder andere Europese standaarden. Een belangrijk controlepunt is de Europese typegoedkeuring. Hierbij worden auto's (per type) vóór productie gecontroleerd op de Europese standaarden. Het typegoedkeuringsproces wordt verder toegelicht in het volgende tekstkader.

Typegoedkeuring personenauto's voor Europese markten

In Europa zijn lidstaten verantwoordelijk gesteld voor de typegoedkeuring van (nog op de markt te brengen) voertuigen. Hierbij wordt bijvoorbeeld gecheckt of het voertuig voldoet aan de Europese

veiligheidseisen en de CO₂-emissiestandaarden. De typegoedkeuring wordt toegepast op een batch van nog te produceren auto's van de autofabrikant. Goedkeuring vindt plaats nadat de batch voldoet aan de eisen (>100 onderwerpen) en dit middels steekproeven is geverifieerd. Na goedkeuring mag de autofabrikant het type auto op de Europese markt aanbieden. In Nederland wordt deze goedkeuring geregeld door de RDW (European Commission, lopend). De technische gegevens van nieuwe passagierauto's worden vervolgens (via RDW) door lidstaten gerapporteerd. De European Environment Agency (EEA) houdt een centraal overzicht bij van alle data, die vervolgens gebruikt kan worden voor het opstellen van targets en het controleren van de CO₂-eisen voor individuele autoproducenten (JRC, 2023). Voor niet-Europese producenten geldt dat deze ook moeten voldoen aan de typegoedkeuringseisen. Over het algemeen wordt er dan voor de Europese markt geproduceerd, en houden producenten rekening met de eisen voor de Europese markt. De verantwoordelijkheid wordt dan gelegd bij een (in Europa gepositioneerde) afgevaardigde/rechtspersoon van de niet-Europese producent.

Door de duurzaamheid van staal een onderdeel te maken van de typegoedkeuring zou men de norm kunnen handhaven. Autoproducenten zouden dan vóór de productie van een type auto moeten bepalen én rapporteren wat het CO₂-profiel van het staal in dat type auto zal zijn. Bijvoorbeeld het staal van de 'Fiat 500' heeft een *maximale CO₂-intensiteit van x ton CO₂-equivalent*. Vergelijkbaar als bij de norm op producentenniveau zou men hier steekproeven uitvoeren om het aandeel duurzaam staal in het type personenauto te handhaven.

Een ander belangrijk administratief punt in de automotive keten is de tennaamstelling van een personenwagen. De autodealer, of importeur, zorgt in dit geval dat de auto op naam wordt gezet van de consument. Monitoring op dit moment in de keten lijkt vanwege de hoge technische complexiteit lastig en leidt hoogstwaarschijnlijk tot hoge administratieve lasten.

Mogelijke aansluiting duurzaam staal norm bij bestaande wetgeving

Zoals eerder toegelicht in Paragraaf 4.2 geldt er al veel beleid voor de Europese automotivesector. Mogelijk zou de vraagverplichting aan kunnen sluiten bij bestaande wetgeving, hierbij kijken we in het bijzonder naar de aansluiting met de CO₂-emissiestandaarden.

CO₂-emissiestandaarden voor personenauto's

De CO₂-emissiestandaarden zijn een Europese verordening waarbij autoproducenten bij de productie van nieuwe auto's en busjes moeten voldoen aan specifieke CO₂-emissietargets tijdens de gebruiksfase van een personenauto (gram CO₂/km). De CO₂-emissietargets worden steeds strenger, met als einddoel een CO₂-reductie van 100% in 2035.

Dit houdt in dat auto's met een fossiele verbrandingsmotor na 2035 niet meer verkocht worden.⁴²

Een mogelijkheid zou zijn om aan deze CO₂-standaarden een Life-Cycle Analysis (LCA) component toe te voegen. Op dit moment gelden de eisen enkel voor de CO₂-emissies die vrijkomen tijdens de gebruiksfase van de auto. Een LCA-component waarbij auto-producenten bijvoorbeeld een minimaal aandeel duurzaam staal in personenauto's moeten verwerken, zou bijdragen om naast de gebruiksfase, ook de productiefase te verduurzamen. Naast een minimaal aandeel duurzaam staal, zou een dergelijke constructie ook ruimte bieden voor normen voor een minimaal aandeel recycklaat of duurzaam aluminium in personenauto's. Het is dan de vraag of een LCA-component een aanvulling zou zijn op de CO₂-emissiestandaard óf dat autoproducenten een gedeelte van de bestaande standaard in kunnen vullen via de LCA-component. Hiervoor is aanvullend onderzoek wenselijk.

Autoproducenten lijken al relatief veel informatie te bezitten over de gebruikte materialen en productieprocessen eerder in de keten, zo bestaat er onder andere het International Material Data System (IMDS). Dit systeem wordt sinds 2000 gebruikt om de materialen uit bijvoorbeeld personenwagens bij te houden en te managen. Het systeem biedt onder andere uitkomst voor de informatie benodigd voor het voldoen aan de End-of-Life Vehicles Directive en de REACH verordening (AIAG, lopend). Ook wordt er in Duitsland bijvoorbeeld gewerkt aan een online ecosysteem om de automotive industrie en het materiaalgebruik gestructureerder in kaart te brengen: Catena-X (BMW Group, 2023). Het in kaart brengen van de keten is ook belangrijk in het kader van opkomende wetgeving omtrent duurzaamheidsrapportages. Onder de Corporate Sustainability Due Diligence Directive (CSDDD) die in 2024 in werking trad, zijn bedrijven onder andere verantwoordelijk om hun waardeketen in beeld te brengen (European Commission, 2025c).

Overig Europees beleid gericht op verduurzaming staal

Naast het laten aansluiten van de vraagverplichting bij bestaande wetgeving (zoals de CO₂-emissiestandaarden) is het belangrijk om het Europees beleid omtrent duurzaam staal te harmoniseren. Binnen verschillende takken van het Europese klimaatbeleid wordt er namelijk gekeken naar mogelijkheden om de verduurzaming van staal (in het algemeen, niet enkel binnen de automotive industrie) te stimuleren. Voorbeelden zijn:

- *End-of-Life Vehicles Directive & revision proposal*: De End-of-Life vehicle verordening zet targets voor het hergebruiken en recyclen van auto's aan het einde van hun levensduur. Recentelijk zijn er voorstellen gedaan om de wetgeving aan te passen in het kader van het Circulaire actieplan. Het gaat hierbij bijvoorbeeld om het verantwoordelijk maken van producenten voor de producten aan het einde van de levensduur, het beleid rondom circulair design aanscherpen en het stellen van

⁴² Er is een vergelijkbare wetgeving actief voor zware voertuigen, zoals vrachtwagens en bussen. We bespreken deze wetgeving echter niet, gezien deze niet van toepassing is op autoproducenten.

een verplicht aandeel van 25% aan gerecycled plastic in de productie van nieuwe auto's. Naast plastics wordt er op dit moment ook onderzocht of de commissie ook een verplicht aandeel gerecycled aluminium of staal in personenauto's kan stellen (European Parliament, 2025b). Zover bekend, is er op dit moment nog geen concrete uitwerking van hoe het verplichte aandeel plastic ingericht zal worden en hoe men dit via monitoringsystemen kan handhaven.

- *Ecodesign*: Sinds 2024 geldt de Ecodesign for Sustainable Products Regulation (ESPR), die zich richt op het verbeteren van de duurzaamheid van de producten op de Europese markt. Belangrijke onderdelen zijn (CE Delft, 2025d):
 - eisen voor productontwerpen (bijv. repareerbaar, recyclebaar);
 - duurzaamheidseisen (bijv. grondstofverbruik, energieverbruik);
 - circulariteit (bijv. ontwerp voor tweede leven, modulair);
 - beschikbaarheid van reserveonderdelen;
 - informatie en transparantie over duurzaamheid op producten.In het werkplan ESPR 2025-2030 zijn onder andere staal en ijzer opgenomen als 'priority products' gezien de circulaire potentie (European Commission, 2025f)
- *Clean industrial Deal*: Recentelijk is er een voorstel gedaan voor de Industrial Decarbonisation Accelerator Act voor een vrijwillig low-carbon label op producten, zoals eerder toegelicht in Paragraaf 4.4.1 (European Parliament, 2025a).

4.5 Vraagcreatie in andere sectoren: lessen uit de automotive industrie

In deze casestudy is onderzocht of en hoe een verplichting voor het gebruik van duurzaam staal in de auto-industrie kan worden geïmplementeerd, om zo meer investeringszekerheid te geven voor duurzame technologieën, waaronder groene waterstof. In deze paragraaf delen we een aantal lessen uit deze casestudy met betrekking tot de toepasbaarheid in andere sectoren.

Vraagcreatie is maatwerk; er is geen 'one size fits all'. De auto-industrie is een complexe industrie met een specifieke keten. We zien dat deze industrie een aantal kenmerken heeft die voordelig zijn voor het introduceren van normering op materiaal-niveau. Bij een verdere uitrol van het idee van 'vraagcreatie' bij andere sectoren is het van belang om te realiseren dat er geen blauwdruk is voor alle sectoren en dat maatwerk vereist is.

Sluit zoveel mogelijk aan bij bestaande systemen en regelgeving en betrek de sector hierbij. In de auto-industrie is al veel regelgeving gericht op onder meer veiligheid en duurzaamheid tijdens het gebruik van de auto. Er zijn systemen ingericht om deze regelgeving te kunnen uitvoeren en handhaven, denk hierbij aan de Europese type-goedkeuring. Ook de sector zelf heeft onder meer normen ontwikkeld (IATF 16949).

Aansluiting zoeken bij bestaande systemen beperkt de extra administratieve lasten en voorkomt dat (onnodige) nieuwe systemen moeten worden ontwikkeld.

Het is meer kansrijk als de sector een belang heeft en de rest van de keten kan aansturen. Experts uit de auto-industrie geven aan dat er in de auto-industrie behoefte is aan traceerbaarheid van materialen. Autoproducenten hebben behoefte aan transparantie in de keten, zodat ze inzicht hebben in de kwaliteit van de onderdelen en bij problemen kunnen achterhalen waar hun producten vandaan komen. Sommige partijen hebben eigen duurzaamheidsdoelstellingen of doen mee aan vrijwillige initiatieven (denk aan SBTi). Ook zijn er al contracten afgesloten voor de afname van duurzaam staal. Normering in de keten kan bijdragen aan het behalen van die doelstellingen en verplichte labelling vergroot de traceerbaarheid van materialen. Ook voor andere sectoren geldt dat vraagcreatie meer kansrijk is als de sector een belang heeft bij normering en labelling. Hierbij is het wel van belang dat de sector die de normering krijgt, wel enige marktmacht heeft en de upstream-keten kan aansturen.

Zorg dat import ook meedoet en er geen andere sluiproutes zijn. Vraagcreatie kan verduurzaming van de Europese industrie stimuleren, maar er bestaat ook een risico dat het effect beperkt is doordat het met name leidt tot de weglek van productie naar buiten Europa. Dit kan het draagvlak sterk doen afnemen. Normering kan worden opgelegd bij de productie in Europa en bij het produceren voor de Europese markt. In de casestudy voor de auto-industrie zien we dat vraagcreatie bij het produceren voor de Europese markt de meest kansrijke route lijkt. Dit sluit aan bij bestaande systemen, en hiermee wordt weglek via import voorkomen. Nu al wordt een derde van de auto's op de Europese markt buiten de EU geproduceerd, dus import is relevant. In het geval van de auto-industrie wordt ook import al gereguleerd en moet deze voldoen aan Europese eisen. Ook voor andere sectoren is dit wenselijk. Alternatief kan vraagcreatie interessant zijn in sectoren waar import juist een beperkte rol speelt. Denk hierbij aan sectoren zoals de bouw.

4.6 Conclusie

We zien dat duurzame investeringen moeilijk van de grond komen als afnemers geen prikkel hebben om de meerkosten van een 'duurzamer product te betalen. Een beleidsinstrument verderop in de keten kan die prikkel geven. Dit noemen we vraagcreatie. Dit kan leiden tot het 'lostrekken' van duurzame investeringen, onder meer in waterstof. We hebben verkend hoe vraagcreatie kan worden geïmplementeerd op staal in de auto-industrie. De auto-industrie is een logische kandidaat voor een vraagverplichting op duurzaam staal omdat zij voldoet aan de belangrijkste kenmerken die een effectieve vraagcreatie mogelijk maken: hoge productievolumes, aanzienlijke bijdrage aan CO₂-uitstoot, lage kostenimpact van staal op de eindprijs van auto's, en beperkte substitutiemogelijkheden. Daarnaast bestaat er in de sector al een aanzienlijk draagvlak: meerdere autoproducenten hebben langjarige contracten afgesloten voor de afname van groen of

low-carbon staal. Ook sluit een vraagverplichting goed aan bij de bestaande structuur en regelgeving in de auto-industrie.

Voor een werkbare inrichting van een norm zien we de volgende mogelijkheden:

- De norm kan worden neergelegd bij de productie van auto's voor de Europese markt. Zo worden zowel Europese als geïmporteerde voertuigen onder dezelfde regels gebracht. Dit voorkomt weglek van productie naar landen buiten de EU en stimuleert dat ook niet-Europese staalproducenten zich aanpassen aan hogere duurzaamheidsstandaarden. Ook sluit het aan bij de bestaande structuur en regelgeving van de auto-industrie.
- Er kan een norm worden gesteld op basis van de CO₂-intensiteit van het gebruikte staal, met een gefaseerd opbouwpad. Gezien de huidige beperkte productiecapaciteit van duurzamer staal concluderen we dat het verstandig is om te starten met een bescheiden norm. Door op lange termijn een ambitieus doel te stellen wordt wel de nodige investeringszekerheid geboden.
- Handhaving en monitoring kunnen aansluiten bij bestaande processen: óf op producentgemiddelde (boekhoudkundig, steekproeven) óf op typeniveau via de Europese typegoedkeuring; in beide gevallen ondersteunt een mass-balance chain-of-custody de traceerbaarheid.

Een belangrijke conclusie voor de toepassing in andere sectoren is dat de ervaringen uit de auto-industrie duidelijk maken dat vraagcreatie alleen kansrijk is wanneer wordt uitgegaan van sectorspecifiek maatwerk, zo veel mogelijk ingebed in bestaande regelgeving en systemen, en ondersteund door een concreet belang en handelingsperspectief binnen de sector zelf. Dit betekent dat in elke sector eerst goed gekeken moet worden naar de ketenstructuur, de mate van bestaande regulering en de marktdynamiek. De aanpak in de auto-industrie biedt daarmee geen blauwdruk, maar wel een praktisch referentiekader voor hoe vraagverplichting ook in andere sectoren kan worden vormgegeven. Dit referentiekader kan verder worden uitgewerkt en kan de 'oproep tot vraagcreatie' verder kracht bijzetten.

5 Conclusies en aanbevelingen

De conclusies zijn in dit hoofdstuk gegroepeerd per hoofdvraag van de studie en, waar relevant, voorzien van (beleids)aanbevelingen.

Kostprijsanalyse

In 2025 is grijze waterstof het goedkoopst (2,9 €/kg). Low carbon ('blauwe') waterstof wordt lokaal geproduceerd met geïmporteerd aardgas. De CCS-kosten maken blauwe waterstof wat duurder (3,4 €/kg, voor bestaande SMR) dan grijze waterstof. Groene waterstof is in de huidige situatie (2025) twee tot drie keer zo duur als blauwe waterstof, waarbij geïmporteerde groene waterstof uit de goedkoopste landen goedkoper is dan lokale groene waterstof (7,3-9,3 €/kg voor Saudi-Arabië, vs. 8,4-10,4 €/kg voor Nederland).

In 2050 zijn de kostprijzen van groene waterstof sterk gedaald. In het scenario Snel daalt de kostprijs van groene waterstof van ~8 €/kg in 2025 naar 4 tot 5 €/kg in 2050. Alleen in dit scenario wordt groene waterstof vergelijkbaar in kostprijs als blauwe waterstof (~4 tot 5 €/kg); in de andere twee scenario's blijft groene waterstof duurder dan blauwe waterstof (~6 €/kg groene waterstof vs. ~4 €/kg blauwe waterstof in het scenario Gemiddeld).

De kostprijzen van lokale groene waterstof en geïmporteerde groene waterstof liggen dicht bij elkaar in 2050. De onzekerheid over de ontwikkeling van invloedrijke factoren is te groot om een conclusie te kunnen trekken over de verhouding tussen beide. Daarnaast zorgen hoge CO₂-prijzen ervoor dat grijze waterstof een stuk duurder is dan lokale blauwe waterstof: ~6 €/kg tegenover ~4 €/kg voor blauwe waterstof geproduceerd met een bestaande SMR of nieuwe ATR.

Van de meegenomen waterstofdragers voor import van groene waterstof is in 2025 ammoniak over het algemeen het goedkoopst (8,3 €/kg voor Saudi-Arabië). In 2050 is de kostprijs bij alle waterstofdragers een stuk lager (17 tot 35% bij Saudi-Arabië in het scenario Gemiddeld). Dit wordt veroorzaakt door lagere investeringskosten van de benodigde technische systemen en lagere elektriciteitskosten.

De kostprijs van geïmporteerde groene waterstof varieert tussen de verschillende exportlanden: De kostprijs voor het ‘goedkoopste’ land op de shortlist (Canada, met 7,9 €/kg in voor import met ammoniak als waterstofdrager in 2025) is 23% lager dan die van het ‘duurste’ land (Brazilië, met 10,4 €/kg). Het verschil tussen landen wordt veroorzaakt door een verschil in WACC, elektriciteitskosten en CAPEX van de elektrolyser. Tussen 2025 en 2050 daalt de gemiddelde kostprijs over de exportlanden met 6% in het scenario Langzaam (van 8,8 naar 8,3 €/kg), met 24% in Gemiddeld (naar 6,7 €/kg) en met 41% in Snel (naar 5,2 €/kg).

Rol van import en koolstofarme waterstof als marktvoorbereiders

De productie van groene waterstof blijft voorlopig duur, terwijl de EU-doelen vragen om een snelle opschaling van het waterstofverbruik met hoge conformiteitskosten. In de praktijk loopt de ontwikkeling van waterstof achter bij de oorspronkelijke verwachtingen en doelen/ambities: de kostprijs van elektrolyse blijft hoog, investeringsrisico's zijn groot en de afzetmarkt groeit trager dan gehoopt. De Europese Rekenkamer waarschuwt bovendien dat de huidige doelstellingen niet realistisch zijn en dat de lidstaten niet op koers ligt om ze te halen. Het opschuiven van de waterstofambities ligt daarom voor de hand, maar het is mogelijk om ook resultaten te boeken via andere waterstofroutes.

Een kans ligt bij koolstofarme waterstof en bij de import van waterstofdragers zoals ammoniak en methanol. Deze opties zijn op korte termijn (nog) goedkoper en kunnen al structureel bijdragen aan het behalen van de klimaatdoelen. Door nu ruimte te maken voor deze vormen en tijdig de infrastructuur op te bouwen, wordt de markt voorbereid op een latere grootschalige inzet van groene waterstof. Bovendien verstevigt Nederland hiermee zijn positie als toekomstige hub in de internationale commoditymarkt voor waterstof(dragers).

Tegelijkertijd heeft lokale productie van groene waterstof intrinsieke waarde. Lokale productie kan bijdragen aan energiezekerheid, seizoensopslag van elektriciteit en strategische autonomie. Om die reden is het van belang beide ketens (groen én koolstof-arm/import) parallel te ontwikkelen. Dit vraagt om aanvullend stimulerend beleid dat niet alleen productie stimuleert, maar ook import en infrastructuur voor koolstofarme varianten ondersteunt. Op deze manier kan de opschaling voldoende tempo krijgen en kan Nederland zijn klimaat- én marktpositie veiligstellen.

Vraagcreatie

We zien dat duurzame investeringen moeilijk van de grond komen als afnemers geen prikkel hebben om de meerkosten van een duurzamer product te betalen. Een beleidsinstrument verderop in de keten kan die prikkel geven. Dit noemen we vraagcreatie.

Dit kan leiden tot het 'lostrekken' van duurzame investeringen, onder meer in watestof. We hebben verkend hoe vraagcreatie kan worden geïmplementeerd op staal in de auto-industrie. De auto-industrie is een logische kandidaat voor een vraagverplichting op duurzaam staal omdat zij voldoet aan de belangrijkste kenmerken die een effectieve vraagcreatie mogelijk maken: hoge productievolumes, aanzienlijke bijdrage aan CO₂-uitstoot, lage kostenimpact van staal op de eindprijs van auto's, en beperkte substitutiemogelijkheden. Daarnaast bestaat er in de sector al een aanzienlijk draagvlak: meerdere autoproducenten hebben langjarige contracten afgesloten voor de afname van groen of low-carbon staal. Ook sluit een vraagverplichting goed aan bij de bestaande structuur en regelgeving in de auto-industrie.

Voor een werkbare inrichting van een norm zien we de volgende mogelijkheden:

- De norm kan worden neergelegd bij de productie van auto's voor de Europese markt. Zo worden zowel Europese als geïmporteerde voertuigen onder dezelfde regels gebracht. Dit voorkomt weglek van productie naar landen buiten de EU en stimuleert dat ook niet-Europese staalproducenten zich aanpassen aan hogere duurzaamheidsstandaarden. Ook sluit het aan bij de bestaande structuur en regelgeving van de auto-industrie.
- Er kan een prestatiestandaard worden gesteld op basis van de CO₂-intensiteit van het gebruikte staal, met een gefaseerd aanscherpingspad. Gezien de huidige beperkte productiecapaciteit van duurzamer staal concluderen we dat het verstandig is om te starten met een bescheiden norm. Door op lange termijn een ambitieus doel te stellen wordt wel de nodige investeringszekerheid geboden.
- Handhaving en monitoring kunnen aansluiten bij bestaande processen: óf op producentgemiddelde (boekhoudkundig, steekproeven) óf op typeniveau via de Europese typegoedkeuring; in beide gevallen ondersteunt een mass-balance chain-of-custody de traceerbaarheid.

Een belangrijke conclusie voor de toepassing in andere sectoren is dat de ervaringen uit de auto-industrie duidelijk maken dat vraagcreatie alleen kansrijk is wanneer wordt uitgegaan van sectorspecifiek maatwerk, zo veel mogelijk ingebed in bestaande regelgeving en systemen, en ondersteund door een concreet belang en handelingsperspectief binnen de sector zelf. Dit betekent dat in elke sector eerst goed gekeken moet worden naar de ketenstructuur, de mate van bestaande regulering en de marktdynamiek. De aanpak in de auto-industrie biedt daarmee geen blauwdruk, maar wel een praktisch referentiekader voor hoe vraagverplichting ook in andere sectoren kan worden vormgegeven. Dit referentiekader kan verder worden uitgewerkt en kan de 'oproep tot vraagcreatie' verder kracht bijzetten.

Referenties

- Aakko-Saksa, P.T., Vehkamäki, M., Kemell, M., Keskiäli, L., Simell, P., Reinikainen, M., Tapper, U., & Repo, T. (2020). *Hydrogen release from liquid organic hydrogen carriers catalysed by platinum on rutile-anatase structured titania*. https://www.researchgate.net/publication/338631530_Hydrogen_release_from_liquid_organic_hydrogen_carriers_catalysed_by_platinum_on_rutile-anatase_structured_titania
- Abdin, Z., Tang, C., Liu, Y., & Catchpole, K. (2021). Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers. *iScience*.
- ACEA. (2024a). *Interactive map – Automobile assembly and production plants in Europe*.
- ACEA. (2024b). *Vehicles on European Roads 2024*.
- ACEA. (2025). *Fact sheet: cars*.
- AIAG. (lopend). *IMDS*. [https://www.aiag.org/expertise-areas/corporate-responsibility/chemical-management/international-material-data-system-\(imds\)](https://www.aiag.org/expertise-areas/corporate-responsibility/chemical-management/international-material-data-system-(imds))
- Airbus. (2025). *ZEROe: our hydrogen-powered aircraft*. <https://www.airbus.com/en/innovation/energy-transition/hydrogen/zeroe-our-hydrogen-powered-aircraft>
- Aurora Energy Research. (2025). *Green Hydrogen Corridor between Northeast Brazil and the Netherlands*.
- BASF. (2018). *Yara and BASF open world-scale ammonia plant in Freeport, Texas*. <https://www.basf.com/global/en/media/news-releases/2018/04/P-US-18-044>
- BMW Group. (2023). *Catena-X: innovation through cooperation*. <https://www.bmwgroup.com/en/news/general/2023/catenax.html>
- Boretti, A., & Banik, B.K. (2021). Advances in hydrogen production from natural gas reforming. *Advanced Energy and Sustainability Research*, 2100097. <https://advanced.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/aesr.202100097>
- Brown, T. (2017). *Round-trip efficiency of ammonia as a renewable energy transportation media*. Ammonia Energy Association. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media>
- Buck Consultants International, & CE Delft. (2022). *Potentieel voor een waterstofhub Schelde-Deltaregio ; Management samenvatting*.
- CCUS HUB. (2022). *Porthos - Hubs in action - Lessons from OGCI's kickstarter hubs*. <https://ccushub.ogci.com/wp-content/uploads/2022/03/Hub3.pdf>
- CE Delft. (2020a). *Kennisdocument waterstof voor de gebouwde omgeving*.
- CE Delft. (2020b). *LCA drie typen personenauto's - Een vergelijking van een benzineauto, batterij-elektrische auto en een waterstofauto*.
- CE Delft. (2022). *Bijmengverplichting groen gas. Ontwerpopties en effectenanalyse*.
- CE Delft. (2024a). *Analyse toekomstplannen Tata Steel*.
- CE Delft. (2024b). *Analyse toekomstplannen Tata Steel*.
- CE Delft. (2024c). *Bunkerafzet in Nederland van de internationale scheepvaart*.
- CE Delft. (2024d). *Instrumentarium opschaling groene waterstof (niet openbaar)*.
- CE Delft. (2025a). *Climate Change Impact Analysis of Electric Aviation*.
- CE Delft. (2025b). *De waarde van waterstof voor Nederland - Systeemstudie*.
- CE Delft. (2025c). *Groene bijmengverplichting Europese basisindustrie - mogelijkheden en effecten*.
- CE Delft. (2025d). *Levensduurverlenging loont*.

- CE Delft, & TNO. (2023). *Afnameverplichting groene waterstof*.
- CE Delft, & Witteveen+Bos. (2024). *Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO2-vrij elektriciteitssysteem*.
- CEPS. (2024). *A POLICY FRAMEWORK FOR BOOSTING THE DEMAND FOR GREEN STEEL IN THE AUTOMOTIVE INDUSTRY*.
- CMB.TECH. (2024). *CMB.TECH bouwt 's werelds eerste containerschip door ammoniak aangedreven in samenwerking met NCL en Yara*. <https://cmb.tech/nl/nieuws/cmbtech-bouwt-s-werelds-eerste-containerschip-door-ammoniak-aangedreven-in-samenwerking-met-ncl-en-yara>
- Council of the European Union. (2022). *EU climate action: provisional agreement reached on Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)*. Council of the European Union,. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/13/eu-climate-action-provisional-agreement-reached-on-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam/>
- Damodaran, A. (2025). *Damodaran Online*. <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- Deloitte. (2025a). *Energy, oil, and gas price forecast: Impact of tariffs on oil and gas prices*.
- Deloitte. (2025b). *Mobilizing consumer demand for green hydrogen-based products*.
- Dokso, A. (2025). *BP Pulls Out as HyCC Repositions Rotterdam Hydrogen Ambitions with H2Next*.
- EC. (2023). *Delegated Act on a methodology for renewable fuels on non-biological origin*.
- EC. (2024). *Commissie keurt Duits-Nederlandse staatssteunregeling ter waarde van 3 miljard EUR goed voor de ondersteuning van de productie van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/nl/ip_24_6433
- EC. (n.d.). *Renewable Energy Directive*. European Commission. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
- ECA. (2024). *The EU's industrial policy on renewable hydrogen*. https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_EN.pdf
- Enerdata. (2024). *Evolution of the Wind Turbine Manufacturers' Market Share*. <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/wind-market-share.html>
- Engie. (2025). *ENGIE investeert nog eens 40 miljoen in waterstoftechnologie Maxima-centrale*. <https://www.engie.nl/over-ons/kennisbank/nieuws/250429-engie-investeert-nog-eens-veertig-miljoen-in-waterstoftechnologie-maxima-centrale>
- ENGIE, & Equinor. (2025). *H2BE*. <https://www.h2be.eu/>
- EP. (2023). *Regulation (EU) 2023/1804 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU*.
- Estrada, A. (2025, 17 januari 2025). *De groene waterstoffabriek van Shell: een zonnepaneel op een benzinepomp*. *De Correspondent*. <https://decorrespondent.nl/15823/de-groene-waterstoffabriek-van-shell-een-zonnepaneel-op-een-benzinepomp/bae9ad7f-81f8-0887-1910-81a3e93c36dd>
- Eurofer. (2020). *Where is steel made in Europe?*
- Eurofer. (2024). *European steel in figures 2024*.
- Eurofer. (2025). *European steel in figures 2025*.
- European Commission. (2023). *Study to support the impact assessment for the review of Directive 2000/53/EC on end-of-life vehicles*.
- European Commission. (2025a). *Batteries*. https://environment.ec.europa.eu/topics/waste-and-recycling/batteries_en
- European Commission. (2025b). *Clean Industrial Deal*. https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_en
- European Commission. (2025c). *Corporate sustainability due diligence*.

- European Commission. (2025d). *Critical Raw Materials Act*. https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials/critical-raw-materials-act_en?prefLang=nl
- European Commission. (2025e). *Packaging waste*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L_202500040&pk_campaign=todays_OJ&pk_source=EUR-Lex&pk_medium=X&pk_content=Environment&pk_keyword=Regulation
- European Commission. (2025f). *Plan to boost circular and efficient products on the European market*. https://green-forum.ec.europa.eu/news/2025-2030-working-plan-2025-07-11_en
- European Energy. (2025). *Kassø e-methanol facility officially inaugurated*. <https://europeanenergy.com/2025/05/13/kasso-e-methanol-facility-officially-inaugurated/>
- European Parliament. (2025a). *Industrial Decarbonisation Accelerator Act*. In “A new plan for Europe's sustainable prosperity and competitiveness”. .
- European Parliament. (2025b). *Legislative Train 05.2025 - Circularity requirements for vehicle design and management of End-of-Life Vehicles*.
- 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)*.
- EuropeanFiles. (2021). *Towards greater hydrogen production capacity in Europe*. <https://www.europeanfiles.eu/energy/towards-greater-hydrogen-production-capacity-in-europe?>
- 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*.
- Galletti, A., Pasimeni, F., Melideo, D., Desideri, U., & Alkemade, F. (2025). *Learning in green hydrogen production: Insights from a novel European dataset*.
- Gasunie. (2025). *Waterstofnetwerk Nederland*. Gasunie. .
- Germanwatch. (2024). *Lead markets for a resilient and climate-friendly steel industry*.
- GlobalHydrogenReview. (2022). *OCI N.V. to expand port of Rotterdam import terminal to meet emerging large-scale low-carbon hydrogen demand*. <https://www.globalhydrogenreview.com/hydrogen/17062022/oci-nv-to-expand-port-of-rotterdam-import-terminal-to-meet-emerging-large-scale-low-carbon-hydrogen-and-ammonia-demand/>
- Groenemorgen Hoogeveen. (2024). *Groenemorgen Hoogeveen | Eerste waterstof geleverd in Hoogeveen*. <https://groenemorgenhoogeveen.nl/nieuws/eerste-groene-waterstof-geleverd-in-waterstofwijk-hoogeveen>
- Hermans, S. (2025). *Reactie op de motie van het lid Bontenbal c.s. over maatregelen om de waterstofeconomie sneller van de grond te laten komen (Kamerstuk 31239-415) en toelichting op het kabinetsstandpunt inzake waterstof uit kernenergie*. https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2025Z11576&id=2025D26576
- Hintco. (2025). *Hintco starts second H2Global tender worth EUR 2.5 billion*. <https://www.hintco.eu/news/hintco-starts-second-h2global-auction-worth-eur-25-billion>
- Hopman, H. (2022). *Verduurzaming scheepvaart*.
- Hydrogen Insight. (2024). *Cost of electrolyzers for green hydrogen production is rising instead of falling: BNEF*. <https://www.hydrogeninsight.com/electrolyzers/cost-of-electrolyzers-for-green-hydrogen-production-is-rising-instead-of-falling-bnef/2-1-1607220>
- HydrogenInsights. (2023). *Linde to invest \$1.8bn in new blue hydrogen plant in Texas, with start-up in 2025*. <https://www.hydrogeninsight.com/production/linde-to-invest-1-8bn-in-new-blue-hydrogen-plant-in-texas-with-start-up-in-2025/2-1-1399822>
- IEA. (2019). *Offshore Wind Outlook 2019*.
- IEA. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*.

- IEA. (2024). *Global Hydrogen Review 2024*.
- IMO. (2025). *IMO approves net-zero regulations for global shipping*.
<https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/IMO-approves-netzero-regulations.aspx>
- Industrielinqs. (2024). *Gunvor niet van plan Rotterdamse raffinaderij opnieuw op te starten*.
<https://www.industrielinqs.nl/olie-en-gas/2024/12/gunvor-niet-van-plan-rotterdamse-raffinaderij-opnieuw-op-te-starten/>
- International Automotive Task Force. (2025). *About*.
- IRENA. (2020). *Green hydrogen cost reduction : Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C Climate Goal*, .
- JRC. (2025). *Defining low-carbon emissions steel: A comparative analysis of international initiatives and standards*.
- K. Visser. (2022). *Verduurzaming Binnenvaart*.
- Kalavasta. (2019). *HyChain 2: Cost implications of importing renewable electricity, hydrogen and hydrogen carriers into the Netherlands from a 2050 perspective*.
- Kenniscentrum Gasnetbeheer. (2021). *Het afscheiden van waterstof uit aardgas/waterstofmengsels*.
- KGG. (2024). *Verdiepingsdocument beoordeling waterstofdragers*.
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/11/22/bijlage-2-minvkgg-verdiepingsdocument-beoordeling-waterstofdragers-rapport-november-2024>
- KGG. (2025a). *Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee*.
<https://open.overheid.nl/documenten/ba00ff64-b775-4309-9d05-dfdbb35e1fcc/file>
- KGG. (2025b). *Stimulering duurzame energieproductie Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*.
- Knaufindustries. (2024). *The role of OEMs and Tier suppliers in the automotive industry*.
<https://knaufautomotive.com/the-role-of-oems-and-tier-supplier-automotive-industry/>
- Leadit. (2025). *Green Steel Tracker*. <https://www.industrytransition.org/green-steel-tracker/>
- LESS. (2025). *The Steel Decarbonisation Scale*.
<https://lowemissionsteelstandard.org/downloads>
- 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>
- MAN. (2025). *MAN Waterstof Vrachtwagen*. <https://man-nederland.nl/man-truck/truck-modellen/man-waterstoftruck?utm.com>
- Maysun Solar. (2023). *Solar Power News Update (Dec 2023)*.
<https://www.maysunsolar.com/blog-solar-power-news-update-dec-2023/>
- Mercedes Benz. (2024). *Mercedes-Benz and H2 Green Steel secure supply deal*. .
- Ministerie van EZK. (2024). *Kamerbrief aanpassingen bijmengverplichting groen gas*.
- Ministerie van KGG. (2025a). *Toelichting op besluitvorming en overzicht klimaat- en energiemaatregelen*.
- Ministerie van KGG. (2025b). *Voortgang waterstofbeleid 32813-1529*.
https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2025Z14689&id=2025D33738
- Nationaal Waterstof Programma. (lopend). *Gebouwde Omgeving*.
<https://nationaalwaterstofprogramma.nl/themas/thema+gebouwde+omgeving/default.aspx>
- Natuur & Milieu. (2025). *Trends in staalgebruik voor auto's en bouw*.
- NEa. (2024). *CBAM vanaf 2026*.).
- nea. (2025a). *Bijmengverplichting ReFuelEU Luchtvaart*.
<https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/bijmengverplichting-refueleu-luchtvaart>

- NEA. (2025b). *RFNBO-deelsessie*.
<https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/2025/06/23/red3-vervoer-breakout-4-subdoel-rfnbo>
- NEa. (2025c). *Subdoel RFNBO's in vervoer*.
<https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/hernieuwbare-energie-voor-vervoer/ontwikkelingen-red3-in-nederland/subdoel-rfnbos-vervoer>
- Netbeheer Nederland. (2025). *Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025*.
- NL Hydrogen. (2025). *Waterstoftruck Paul PH2P Atego beschikbaar in Nederland via Louwman Trucks*. <https://nlhydrogen.nl/waterstoftruck-paul-ph2p-atego-beschikbaar-in-nederland-via-louwman-trucks/?com>
- NU.nl. (2025). *Opnieuw sluiten twee industriële bedrijven de deuren in Nederland*.
<https://www.nu.nl/economie/6361869/opnieuw-sluiten-twee-industriele-bedrijven-de-deuren-in-nederland.html?referrer=https%3A%2F%2Fwww.bing.com%2F>
- NVI-GO. (2023). *Waterstof in de gebouwde omgeving: kansrijke optie*.
- Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2013). *WACC the Dog: The Effect of Financing Costs on the Levelized Cost of Solar PV Power*.
- PBL. (2021). *Decarbonisation options for the Dutch industrial gases production*.
- PBL. (2024a). *Klimaat- en Energieverkenning 2024*.
- PBL. (2024b). *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2024*.
- PBL. (2024c). *Klimaatneutrale luchtvaart in 2050*.
- PBL. (2024d). *Klimaatneutrale mobiliteit in 2050*.
- PBL. (2025a). *Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid*.
- PBL. (2025b). *Toekomstverkenning WLO 2025: Cahier Klimaat en Energie*.
- PBL, & TNO. (2020). *Decarbonisation options for the Dutch refinery sector*.
- Port of Rotterdam. (2023). *LARGE-SCALE INDUSTRIAL AMMONIA CRACKING PLANT*.
<https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2023-05/large-scale-industrial-ammonia-cracking-plant.pdf>
- Reiner Lemoine Institute. (2023). *H2-Ready Gas-fired Power Plants*.
- Ricardo. (2024). *The use of Green Steel in the Automotive Industry*.
- Rosenow, J., Arpagaus, C., Lechtenböhmer, S., Oxenaar, S., & Pusceddu, E. (2025). *The heat is on: Policy solutions for industrial electrification*. *Energy Research & Social Science*.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629625003081>
- RVO. (2024a). *Brandstoftransitie in de Zeevaart*.
- RVO. (2024b). *Pilotprojecten waterstof in de gebouwde omgeving*.
- RVO. (2025). *Subsidieregeling Waterstof in mobiliteit (SWIM)*. In.
- Sajjadi, M., & Ibrahim, H. (2025). *Case Study of a Greenfield Blue Hydrogen Plant: A Comparative Analysis of Production Methods*. *Energies*, 3272.
- Samskip. (2023). *Samskip Launches its Next- Generation Zero-Emission Short Sea Container Vessels*. <https://www.samskip.com/samskip-launches-its-next-generation-zero-emission-short-sea-container-vessels/>
- Schuttevaer. (2024). *Tweede waterstofschip Future Proof Shipping als H2 Barge 2 in de vaart*.
<https://www.schuttevaer.nl/nieuws/actueel/2024/02/08/tweede-waterstofschip-future-proof-shipping-als-h2-barge-2-in-de-vaart/>
- Sluiter, S. (2021). *Geen overheidssteun voor waterstofproject Rotterdamse haven*.
<https://www.change.inc/energie/geen-overheidssteun-voor-waterstofproject-rotterdamse-haven-35697>
- Stegra. (2025). *Our Boden plant*. <https://stegra.com/the-boden-plant>
- Strategy&. (2023). *Speelveldtoets 2023*.
- Tata Steel. (2023). *Duurzaamheidsverslag 2022/2023*.
- Tata Steel. (2025a). *Servicecentrum Benelux - Feijen - Heavy Gauge*.
https://products.tatasteelnederland.com/nl/service-centres/feijen?_gl=1*1vosdka*_up*MQ..*_ga*MTEyMzQ0MDcyNS4xNzQ3MDQwNDg

[4* ga_VPFYRERXND*czE3NDcwNDA0ODgkbzEkZzEkdDE3NDcwNDA3ODMkajAkbDAkaDA.](#)

- Tata Steel. (2025b). *Sustainable Mining*.
<https://www.tatasteel.com/sustainability/environment/sustainable-mining/>
- TNO. (2024a). *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in The Netherlands: Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool (RHyCEET)*.
- TNO. (2024b). *Hydrogen use in Dutch industry: Inventory of small- and medium-sized users in the context of the RFNBO industry obligation in the REDIII*.
- TNO. (2024c). *Inzet van groene waterstof in de vervoerssector*.
- TNO. (2025a). *CO2 storage capacity in depleted gas fields offshore the Netherlands*.
- TNO. (2025b). *Een raffinageroute met toekomstwaarde voor groene waterstof in Nederland*.
- TNO, & PBL. (2024a). *Klimaatneutraal wegverkeer in 2050 - Een verkenning van beelden en paden daar naartoe*.
- TNO, & PBL. (2024b). *Klimaatneutrale binnenvaart in 2050*.
- Trinomics, & BlueTerra. (2024). *HyRegions: Onderzoek naar de aanpak voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofnetwerkinfrastructuur*.
- VTTI. (2025). Project Amplify Europe. <https://www.vtti.com/our-business/hydrogen/amplify/>
- World Economic Forum. (2020). *Forging Ahead: A materials roadmap for the zero-carbon car*.
- Worldsteel Association. (2025). *December 2024 crude steel production and 2024 global crude steel production totals*. <https://worldsteel.org/media/press-releases/2025/december-2024-crude-steel-production-and-2024-global-totals/>
- Yara. (2022). *Climate Roadmap 2030*. <https://www.yara.nl/globalassets/2220875-yara-climate-roadmap-brochure-juni-2022-lr.pdf>
- Zhang, R., Huang, C., Zong, L., Lu, K., Wang, X., & Cai, J. (2018). Hydrogen production from methanol steam reforming over TiO₂ and CeO₂ pillared clay supported Au catalysts. *Applied Sciences*, 176. <https://doi.org/10.3390/app8020176>

A Interviewpartners

Tabel 9 – Gesprekspartners voor validatie van de kostprijsanalyse

Organisatie	
Air Products	LBC Tank Terminals
Evos	VTI

Tabel 10 – Interviewpartners waterstoftransitie (ten behoeve van Hoofdstuk 3)

Organisatie	
Airliquide	Ministerie van KGG (industrie)
Airproducts	NLHydrogen
Ammonia Energy Association	North Sea Port (NSP)
Equinor	RWE
Gasunie	Shell
Havenbedrijf Rotterdam	Vemobin
Ministerie van KGG (import)	Yara

Tabel 11 – Interviewpartners en deelnemers expertsessie vraagcreatie

Organisatie	
BOVAG	RAI Vereniging
CE Delft	RDW
Deloitte	RVO
Energie Nederland	Tata Steel
LESS Green Steel	VNO-NCW
Ministerie van KGG	VOTOB

B Factsheets

B.1 Industrie

B.1.1 Kunstmest

Ammoniakfabrieken zijn sterk afhankelijk van groene of koolstofarme waterstof voor haar verduurzaming. Ammoniak (NH_3) wordt conventioneel geproduceerd via het **Haber-Boschproces**, waarbij **waterstof (H_2)** wordt gecombineerd met stikstof (N_2). Een van de cruciale grondstoffen in het proces om ammoniak te produceren is dus waterstof. De ammoniak wordt vervolgens gebruikt om kunstmest en ureum te vervaardigen, maar kan ook direct worden verhandeld.

Verwachte volumes en beleid

Ammoniakproductiebedrijven in Nederland (Yara en OCI) verbruiken op dit moment 59 PJ aan waterstof. Op dit moment zet het kabinet in op vrijstelling van 60% voor de ammoniakfabrieken. Een uitzondering van het waterstofgebruik in de ammoniakproductie van 60% leidt tot een RFNBO-grondslag van de jaarverplichting van ongeveer 24 PJ. De lidstaatverplichting bedraagt bij een verplichting van 42% in 2030 ongeveer 10 PJ aan groene waterstof en 14,4 PJ bij een verplichting van 60% in 2035.

De Nederlandse overheid heeft deze lidstaatverplichting doorvertaald naar een jaarverplichting voor de industrie van 4%. Dit staat gelijk aan 1 PJ groenewaterstofverbruik binnen de ammoniakfabrieken. De ammoniakfabrieken vallen overigens wel onder het EU ETS en krijgen zo een prikkel om te verduurzamen. In 2040 worden er geen nieuwe emissierechten meer uitgekeerd. Om te conformeren aan het EU ETS hebben de ammoniakfabrieken ook andere opties, bijvoorbeeld het toepassen van CCS en import van groene of blauwe ammoniak.

Yara (Yara, 2022)

Yara is een grote waterstofproducent. Deze waterstof is met name bestemd voor eigen verbruik. Yara zal naast productie ook waterstof afnemen. Yara verwacht voor het behalen van de klimaatdoelen in 2030 met name in te zetten op import van waterstofdragers, verbeteringen van bestaande installaties, CCS en waterstofproductie on site.

Yara vangt op dit moment al ruim 2,2 miljoen ton CO₂ per jaar af bij de ammoniakproductie:

- 1,4 Mt wordt hergebruikt als grondstof (voor ureum en CO₂-markten);
- 0,8 Mt wordt nu nog afgeblazen maar is beschikbaar voor CCS, er is bijvoorbeeld door Yara een project gestart om CO₂ op te slaan in het Northern Lights-project in Noorwegen.

Ook zet Yara in op lokale waterstofproductie. In het Haddock-project wordt toegewerkt naar een capaciteit van 100 MW met een productievolume van productie van **14,5 kt H₂/jaar**, goed voor **70.000 ton groene ammoniak/jaar**. Hiermee kan ca. 4% van de ammoniakcapaciteit in Sluiskil vergroend worden. Sinds 2018 ontvangt Yara **rest-waterstof** uit Dow Terneuzen via een omgebouwde aardgasleiding (12 km), beheerd door Gasunie/Hynetwork. Dit gaat om minder dan 4 kton koolstofarme waterstof per jaar. Yara ook waterstof innemen via de backbone of kiezen voor de import van groene of blauwe ammoniak.

OCI

Het handelingsperspectief van OCI in grote lijnen hetzelfde, maar we zien dat OCI kiest voor een andere handels- en verduurzamingsstrategie. Voor bedrijven als OCI, zonder eigen low-costproductie, wordt de handels- en terminalpositie strategisch belangrijk. De importterminal van OCI in Rotterdam kan dienen als meng- en distributieknooppunt voor verschillende ammoniakstromen (groen, blauw of conventioneel) afhankelijk van prijs, beschikbaarheid en beleidskaders.

OCI lijkt een sterke focus te hebben op import van blauwe ammoniak uit de VS om te verduurzamen. In het kader van het Amerikaanse **Beaumont-project** laat OCI zich voorzien van blauwe waterstof door **Linde**, via een nieuwe ATR-installatie inclusief CO₂-afvang (95% efficiëntie). Deze installatie voorziet in de productie van 1,1 miljoen ton blauwe ammoniak per jaar, met opslag van 1,7 miljoen ton CO₂/jaar; operationeel in 2025 en OCI blijft betrokken bij bouw en opstart, hoewel het project later is verkocht aan Woodside (HydrogenInsights, 2023).

OCI investeert daarnaast in Rotterdam in de uitbreiding van de **ammoniakimport-terminal**, die de capaciteit vergroot tot 1,2 Mt/jaar (bij eerste fase). Deze infrastructuur is gericht op ontvangst van zowel blauwe als groene ammoniak uit Noord-Afrika, het Midden-Oosten en de VS en fungeert als hub voor toekomstige importketens (GlobalHydrogenReview, 2022).

Voor een ander deel van de ammoniakproductie wil OCI de benodigde waterstof betrekken van het door RWE geplande FUREC-project op Chemelot. Daarbij zal via vergassing van huisvuil waterstof worden geproduceerd. De fabriek kan jaarlijks ongeveer 54 kiloton oftewel 6,5 petajoule waterstof produceren, ongeveer de helft van de benodigde hoeveelheid voor de ammoniakfabriek (PBL, 2025a).

Ontwikkeling markt en belemmeringen

De ammoniakbedrijven zien het invoeren van ammoniak als waterstofdrager als een strategische aanvulling op hun huidige bedrijfsmodel. Zo kunnen ze ammoniak verhandelen als commodity op de wereldmarkt, en daarnaast ook systeemflexibiliteit bieden aan het Nederlandse energiesysteem.

Er bestaan ook belemmeringen bij de verduurzaming van de ammoniakfabrieken. De ammoniakfabrieken kunnen tot circa 20% van de waterstofinname vervangen door zuivere groene waterstof zonder grootschalige aanpassingen; een volledige overschakeling op waterstof (ca. 340 kt/jaar) vereist aanzienlijke technische ingrepen. Denk bijvoorbeeld aan investeringen in een nieuwe ammoniaksynthese, luchtsplitser, compressoren, en de inkoop van externe warmte.

De kunstmestsector is daarnaast sterk internationaal georiënteerd en uiterst prijsgevoelig, mede door het karakter van kunstmest als bulkgoed. Door seizoensgebonden vraag en jaarrond productie bestaan er hoge import- én exportvolumes. Vanwege beperkte mogelijkheden om kostenstijgingen door te berekenen en de internationale concurrentie, geldt de kunstmestsector als risicosector voor koolstoflekkage onder het CBAM-mechanisme (Council of the European Union, 2022; Strategy&, 2023). Er is bijvoorbeeld veel concurrentie in de kunstmestmarkt vanuit Rusland.

B.1.2 Raffinaderijen

De raffinaderijen kennen een waterstofverbruik van 4 PJ binnen het industriedomein. Dit bedraagt circa 6% van het totale waterstofgebruik in raffinaderijen en behoort tot de vraagsector industrie; de rest (circa 94%) behoort tot de vraagsector mobiliteit. Het totale waterstofgebruik komt hiermee terecht op 66 PJ, waarbij de vraagsector mobiliteit ongeveer 62 PJ aan waterstofverbruik vertegenwoordigt (CE Delft & TNO, 2023).

Waterstof als bijproduct komt ook vrij bij raffinageprocessen, maar deze waterstof is vrijgesteld van RED III art.22a en telt dus niet mee binnen de industrieverplichting. De waterstofhoudende restgassen kunnen direct worden gebruikt in de raffinageprocessen. Ook de methaanhoudende restgassen kunnen worden omgezet in koolstofarme waterstof via een SMR of ATR, en worden gebruikt in de raffinageprocessen.

Tabel 12 – Waterstofverbruik raffinaderijen

Bedrijven ⁴³ (Industrielinqs, 2024)	SMR/ATR-productie	Gasification	Waterstof als bijproduct van nafta reforming
BP			38
ESSO	26		50
Shell	49	104	58
Zeeland	92		38
Totaal	167 kt/H² per jaar	104 kt/H² per jaar	184 kt/H² per jaar

Bron: (PBL & TNO, 2020).

Verwachte volumes en beleid

De raffinaderijen kennen een verplichtingen vanuit het waterstofgebruik wat onder de industrie valt (4 PJ) en het waterstofverbruik wat toebehoort aan mobiliteit (62 PJ). Bij een industrieverplichting van 42% in 2030 en 60% in 2035 gaat het om respectievelijk 1,7 en 2,4 PJ. In Nederland is industrieverplichting door vertaald naar een jaarverplichting voor de industrie van 4%, wat gelijk staat 0,16 PJ in 2030. Riching 2040 zal het waterstofverbruik verder toenemen, omdat er binnen het EU ETS geen gratis emissierechten meer worden uitgekeerd.

In Nederland zijn ook de mobiliteitsdoelen uit de RED doorgelegd in de Jaarverplichting Energie Vervoer. Aan de verplichting kan voldaan worden met leveringen van waterstof aan vervoer (directe inzet) of via inzet in raffinaderijen (raffinageroute).

Figuur 20 – Subdoelen RFNBO's mobiliteit

	2026	2027	2028	2029	2030
 Land	0,05%	0,06%	0,36%	0,77%	1,07%
 Binnenvaart	0,02%	0,04%	0,09%	0,17%	0,34%
 Zeevaart	-	0,02%	0,08%	0,16%	0,32%

Bron: (NEA, 2025b).

⁴³ De traditionele raffinage-activiteiten van Gunvor werden in november 2024 stilgelegd door gebrek aan rendabele grondstoffen.

De raffinageroute zal alleen mogen worden ingezet om te voldoen aan de subverplichting voor RFNBO's in de sectoren land, binnenvaart en vliegtuigen⁴⁴. Hierbij wordt een correctiefactor toegepast, zodat de raffinageroute niet financieel aantrekkelijker wordt dan directe inzet van groene waterstof in de voer- en vaartuigen. Het kabinet zet in op een correctiefactor van 1 voor de raffinaderijen. De correctiefactor berekent dat elke kilogram groene waterstof in de raffinagesector ten behoeve van productie van RFNBO via de raffinageroute slechts 1 keer meetelt. De verwachting is dat bij een constante directe inzet van 1 PJ en er een totale groene waterstofbehoefte ontstaat van 6,5 PJ vanuit de raffinageroute (TNO, 2025b).⁴⁵

Het waterstofverbruik voor de raffinaderijen kan echter ook lager uitvallen, als er veel waterstof direct wordt ingezet in voertuigen. Waterstofinvoering in de raffinaderijen lijkt echter de preferentiële optie, vooral omdat dit economisch aantrekkelijker lijkt en technisch eenvoudiger vormgegeven kan worden.

Waterstofproductie in Nederland

Shell is reeds bezig met de bouw van Holland Hydrogen I om groene waterstof te produceren. Deze elektrolysefabriek kent een capaciteit van 200 MW op de Tweede Maasvlakte, in zal ca. 2025-2026 in gebruik treden. De waterstof vervangt 5-10% van het waterstofgebruik in Pernis, wat tot ca. 240 kt CO₂-reductie per jaar oplevert (Estrada, 2025). Ook BP was bezig met een waterstof-project 'H2-fifty'. De haalbaarheidsstudie werd afgerond, maar BP besloot later niet te investeren in Nederland; het richt zich nu op projecten in Duitsland en Spanje vanwege de minder gunstige voorwaarden hier (Dokso, 2025). Recentelijk is de correctiefactor aangepast, hierdoor is het aantrekkelijker voor raffinaderijen om groene waterstof in te nemen en mogelijk zelf ook te produceren. Het aantal waterstofprojecten binnen de raffinaderijen neemt mogelijk dus nog toe.

Er zijn in Nederland meerdere initiatieven om via CCS ongeveer 60% van de CO₂ van bestaande SMR's af te vangen en op te slaan in lege gasvelden onder de Noordzee. Het gaat om Shell, ExxonMobil, Air Liquide en Air Products in de cluster Rotterdam/Moerdijk, Zeeland Refinery en Yara in de cluster Zeeland/West-Brabant. Daarnaast zijn er ook twee initiatieven om met nieuwe ATR-installaties blauwe waterstof te produceren uit restgassen die nu worden ingezet voor industriële warmte, namelijk H-vision in de cluster Rotterdam/Moerdijk en een project van Dow in de cluster

⁴⁴ Het subdoel voor de luchtvaart kan alleen worden gehaald door directe inzet van RFNBO, dat wil zeggen RFNBO-gecertificeerde synthetische kerosine (synthetic aviation fuel). De raffinageroute is dus geen optie voor het voldoen aan het luchtvaart RFNBO-subdoel.

⁴⁵ Hierbij is rekening gehouden met een verhoging van de subverplichting voor hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (RFNBO) in wegvervoer van 2,0 PJ naar 5,6 PJ, waardoor de totale RFNBO-subverplichting voor vervoer uitkomt op 7,5 PJ in 2030. Daar bovenop komt nog het subdoel van 1,1 PJ voor de luchtvaart. Wat leidt tot een RFNBO-vraag van 8,6 PJ in 2030.

Zeeland/West-Brabant. Als deze laatst genoemde initiatieven doorgaan zal meer dan 90% van de CO₂ die nu bij de warmteopwekking in raffinaderijen en de naftakrakers van Dow vrijkomt worden vermeden. Bij Dow zou dat volgens de oorspronkelijke plannen een CO₂-reductie van 1,4 megaton per jaar opleveren, bij H-Vision 2,2 tot uiteindelijk 4,3 megaton per jaar (PBL, 2025a).

Ontwikkeling markt en belemmeringen

De prijzen van geraffineerde producten zoals benzine, diesel, kerosine en LPG worden bepaald op internationale markten (bijvoorbeeld ARA-markt voor Noordwest-Europa). Deze markten zijn doorgaans vraaggedreven: de prijs volgt de internationale olieprijs en de balans tussen wereldwijde vraag en aanbod. Als raffinaderijen in Nederland geconfronteerd worden met hogere kosten (bijvoorbeeld door invoering van groene waterstof), kunnen ze deze doorschuiven in de eindproducten, zolang de afzetmarkt deze prijsstijging accepteert. De klant (bijv. tankstations of luchtvaartmaatschappijen) betaalt het verschil. Het zal per afzetmarkt verschillen hoe makkelijk prijsstijging wordt geaccepteerd.

Raffinaderijen liggen op strategische knooppunten met bestaande havens, pijpleidingen, opslagfaciliteiten en verbindingen met industriële clusters (bijv. Rotterdam-Moerdijk, Chemelot). Veel installaties kunnen met beperkte aanpassingen geschikt worden gemaakt voor alternatieve feedstocks (bijv. HVO, pyrolyse-olie, methanol). Hierdoor ontstaat een relatief lage marginale kostprijs per vermeden ton CO₂, vooral ten opzichte van nieuwe infrastructuur elders.

Ook bij de raffinaderijen spelen omslagpunten een rol. We gaan ervanuit dat het omslagpunt bij de raffinaderijen hoger ligt dan bij de ammoniakfabrieken (30%), omdat de CO₂-stromen bij de raffinaderijen niet sterk geïntegreerd zijn met andere productieprocessen. Dit is wel het geval bij de ammoniakfabrieken.

Ook nemen we aan dat er nog wat speelruimte is, omdat een aantal raffinaderijen grijze waterstof ook extern afneemt. Dit gebruik zouden ze als eerst kunnen afschalen. Alleen in de gevoeligheidsvariant, waarbij de raffinaderijen een 20 PJ groene waterstof innemen zal het omslagpunt overschreden worden. Dit is in 2035 nog niet relevant, maar speelt later bij verdere verduurzaming richting 2040 en 2050 wel een belangrijke rol.

B.1.3 Overig (chemische industrie)

Verwachte volumes en beleid

Eerder is het overige waterstofverbruik geraamd op 7 PJ binnen de industrieverplichting. Op basis van een Europese industrieverplichting van 42% in 2030 en 60% 2035 bedraagt dit respectievelijk 3 en 4,2 PJ. De Nederlandse jaarverplichting legt een verplichting van 4% op. Dit staat gelijk aan 0,3 PJ. Riching 2040 zal het waterstofverbruik verder toenemen, omdat er binnen het EU ETS geen gratis emissierechten meer worden uitgekeerd (CE Delft & TNO, 2023).

Het overgrote deel van het overige industriële waterstofverbruik vindt plaats bij chemiebedrijven (TNO, 2024b). In de chemische industrie wordt waterstof gebruikt. Waterstof wordt in de chemische industrie vooral gebruikt als grondstof voor ammoniak, methanol⁴⁶ en synthetische brandstoffen; als reactieve component in hydrogenering, hydrokraking en andere omzettingen; en vervult daarmee een belangrijke functie in veel kernprocessen waarvoor geen directe alternatieven bestaan. Daarnaast wordt waterstof verbruikt als warmtebron in de chemische processen, bijvoorbeeld het kraken van plastics.

Chemische bedrijven gebruiken naast waterstof ook methanol en ammoniak. Hoewel de verplichting is gebaseerd op het gebruik van waterstof, kan ook groen methanol en ammoniakgebruik helpen bij het behalen van de industrieverplichting. Dat betekent dat bedrijven die geen waterstof gebruiken, maar wel methanol of ammoniak, een rol kunnen spelen in de RFNBO-verplichting door het behalen van HWI-certificaten. Deze bedrijven ontvangen namelijk HWIs voor haar groene methanol of ammoniakverbruik die vervolgens verhandeld kunnen worden.

Methanol wordt gebruikt door de chemische industrie om een breed scala aan producten te produceren. Denk bijvoorbeeld aan oplosmiddelen, kunststoffen, coatings, reinigingsmiddelen, cosmetica en (bio)brandstoffen. Daarnaast wordt door de chemische industrie ook gebruik gemaakt van Ammoniak. Ammoniak wordt met name gebruikt voor de productie van kunstmest (zie Factsheet **C.1.1 Kunstmest**), maar kan ook worden gebruikt om voor productie van andere stoffen zoals diaminobutane and ethyleneamines. Deze stoffen kunnen dienen als tussenproduct voor verschillende chemische producten, zoals coatings en chemicaliën.

⁴⁶ Eerder werd Methanol ook geproduceerd in Nederland. De OCI Methanol plant (voorheen BioMCN) ligt stil sinds 2021. In september 2024 is de fabriek verkocht aan Methanex.

Verduurzaming van het waterstofverbruik bij de chemie

Bij de chemie bestaat er op dit moment nog veel onzekerheid over de verduurzamingsplannen van het huidige waterstofgebruik. Het TNO-rapport (TNO, 2024b) laat zien het aandeel waterstofkosten in de totale kosten redelijk hoog ligt in de chemiesector (>10%). Een aantal chemische bedrijven gaf aan de kosten moeilijk te kunnen doorberekenen, omdat ze onderdeel zijn van een lange keten en dus een aantal stappen af zitten van een eindverbruiker die misschien wel iets meer wil betalen. Er ligt dus een gevoeligheid op kosten.

Op basis van deze kostengevoeligheid en de concurrentiepositie van de chemie zouden de bedrijven kunnen kiezen voor blauwe waterstof, al zal de verplichting en subsidies voor groene waterstof ook een rol spelen in de keuze. Verder bestaan er een aantal partijen met een eigen SMR. CCS lijkt hier niet per definitie logisch. Soms wordt ook de CO of CO₂ reeds gebruikt en een aansluiting op CCS infrastructuur is niet vanzelfsprekend voor de chemiebedrijven. Dus (deels) vervangen met eigen productie van groene waterstof of met (blauwe of groene) merchant waterstof lijkt logischer.

Methanol wordt momenteel geïmporteerd, omdat de productie in Nederland stilligt. Ammoniak import kan een optie en lijkt zeer kansrijk gezien de recente plannen van Yara en OCI. De import van waterstofdrager die ingezet wordt om te voldoen aan de waterstofvraag bij de chemie is nog onzekerder. De verwachting is dat partijen vooral zullen kiezen voor de goedkoopste optie (grijs/blauw/groen, lokaal of import).

Ontwikkeling markt en belemmeringen

Waterstof in de chemie is met name essentieel als grondstof. Hiervoor bestaan maar beperkt alternatieven (bijv. recycling en biograndstoffen). Ook in de kernprocessen van de chemische industrie (zoals ammoniak-, methanol- en polymerensynthese) is waterstof onvervangbaar als reactieve component. Daarom ligt de focus van verduurzaming primair op het vergroenen van waterstof zelf, bijvoorbeeld via groene waterstof of CCS.

De uitdagingen bij de verduurzaming van de concurrentiepositie liggen met name bij de concurrentiepositie. Op dit moment kiezen veel chemische bedrijven ervoor om te desinvesteren of leggen hun activiteiten in Nederland stil. De bedrijven zeggen last te hebben van concurrentie uit ander landen en hoge energieprijzen (NU.nl, 2025). Daarnaast vallen chemische producten ook niet onder het CBAM, waardoor ze weglekke gevoeliger zijn.

B.1.4 Nieuwe gebruikers: Staal, bakstenen, glas, papier

Verwachte volumes en beleid

In de toekomst zullen er nieuwe industrieën kiezen voor waterstof. Dit zal enerzijds gaan om het verbruik van waterstof als warmtebron, maar ook als reductiemiddel bijvoorbeeld voor de productie van staal.

We verwachten dat er geen nieuwe waterstofafnemers bijkomen ten opzichte van het huidige waterstofgebruik, omdat zulke afnemers momenteel niet onder een verplichting vallen of door ander beleid worden aangezet om te switchen van aardgas (of andere fossiele energiedragers) naar groene waterstof (of andere RFNBO's). Met beleidsinstrumenten zoals CO₂-beprijzing, maatwerk-afspraken en afnamesubsidies kan op langere termijn groene waterstof gaan worden ingezet voor onder andere brandstofproductie in de luchtvaart en in glas- en steenfabrieken. We verwachten dat een dergelijke mogelijke ontwikkeling pas na 2030 op gang komt. Verder kan ook groene waterstofvraag ontstaan bij de productie van biobrandstoffen, waar waterstof als input nodig is. TNO heeft ingeschat dat deze vraag 5 tot 14 PJ zou kunnen bedragen in de periode 2030-2035 (CE Delft, 2024d).

Dit wordt mogelijk verder opgeschaald naar 2040, vanwege de hogere CO₂-prijs en de gratis ETS-rechten die verdwijnen. Veel van de waterstof wordt bij de nieuwe gebruikers ingevoegd als brandstof voor hoogtemperatuurwarmte. De waterstofinzet op de lange termijn hangt daarmee sterk samen met technologische ontwikkelingen op het gebied van elektrificatie. Elektrificatie van hoog temperatuurwarmte bevindt zich nu nog in de laboratorium- en demonstratiefase, 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). Voor hogere temperaturen duurt het waarschijnlijk nog een lange tijd voordat elektrificatie beschikbaar komt. Vanaf 2035 lijkt er meer mogelijk (Fraunhofer ISI, 2024; Rosenow et al., 2025). In het begin zal daarom vooral gebruik gemaakt worden van aardgas met CCS en waterstof als hoog temperatuur warmtebron, waarbij later pas overstapt kan worden op elektrificatie. Voor sommige toepassingen lijkt overigens geen elektrificatie-alternatief beschikbaar, bijvoorbeeld het bakken van bakstenen.

Naast waterstof als brandstof voor hoogtemperatuurwarmte wordt waterstof ook toegepast als reductiemiddel bij staalproductie. Het is nog zeer onzeker wanneer waterstof daadwerkelijk wordt ingevoerd in de processen van Tata Steel. Het zal maximaal gaan om 33 PJ. Hierbij is aangenomen Tata Steel helemaal overstapt voor de reductie op waterstof, en het huidige productievolume behouden blijft. Er blijft dan ook nog wel een rest aardgas over voor andere processen. In het tekstkader staat meer informatie over de waterstoftransitie bij Tata Steel (CE Delft, 2024a). In het tekstkader staat meer informatie over de waterstoftransitie bij Tata Steel (CE Delft, 2024a).

Tekstkader 6 – Waterstoftransitie Tata Steel

Waterstoftransitie Tata Steel

Tata wil één van de twee hoogovens sluiten en die vervangen door een DRI-fabriek die op aardgas en groene waterstof kan draaien. Daarnaast komt er een elektrische smeltoven om meer schroot te kunnen recyclen.

Directe reductie met aardgas is een productieproces dat momenteel al elders gebruikt wordt en voor sterke CO₂-reductie zorgt ten opzichte van het huidige productieproces bij Tata Steel IJmuiden met steenkool. Tata Steel geeft aan dat zij mogelijk ook CCS gaan inzetten, als zij staal met aardgas gaan maken (Tata Steel, 2023). In dit document gaan wij ervan uit dat zij dit doen. Na deze eerste fase wordt een periode voorzien waarin op 80% waterstof en 20% aardgas wordt bedreven. Wanneer groene waterstof beschikbaar en betaalbaar is, zal hierop worden overgestapt om het productieproces volledig CO₂-neutraal te maken. De verwachting is op dit moment dat in 2045 voldoende groene waterstof beschikbaar is om volledig over te gaan naar waterstof, zonder aardgas bij te mengen. Dat zorgt voor een volledig CO₂-neutrale operatie.

Bron: (CE Delft, 2024a).

Ontwikkeling markt en belemmeringen

In deze analyse kijken we naar de waterstofafname bij nieuwe industriële gebruikers. Het is daarmee nog onzeker, wanneer deze partijen daadwerkelijk waterstof gaan starten met het innemen van waterstof. Een bijkomende onzekerheid is verbruiksverplichting voor nieuwe gebruikers. Zodra nieuwe gebruikers waterstof gaan innemen, vallen ze onder RED III art.22a, en dienen ze te conformeren aan de verbruiksverplichtingen van 42% in 2030 en 60% in 2035. Nieuwe partijen zijn mogelijk terughoudend wat betreft de eerste inname van waterstof.

Daarnaast zijn er nog enkele sectorspecifieke belemmeringen. Zo zijn veel van de steenfabrieken gevestigd in cluster 6, waardoor ze moeilijk een zwaardere aansluiting kunnen krijgen op het elektriciteitsnet en CCS niet beschikbaar is, maar ook pas na 2030 worden aangesloten op de waterstofbackbone. Tot slot is het nog onzeker of concurrentiegevoelige sectoren (zoals de staalindustrie) voor Nederland behouden blijven, omdat de concurrentiepositie snel kan veranderen.

B.2 Mobiliteit

B.2.1 Wegmobiliteit

Waterstof kan in wegvoertuigen zowel in een verbrandingsmotor toegepast worden als in een brandstofcelsysteem. Het zal in een klimaatneutraal energiesysteem naar verwachting in het wegvervoer niet de voornaamst toegepaste brandstof worden. Hoewel in beperkte mate in het lichtere wegvervoer (personenauto's en bestelauto's) wel gebruikt zal worden, zal batterij-elektrisch vervoer hier de overhand hebben; deze techniek is hier namelijk al redelijk uitontwikkeld en de kosten van batterij-elektrisch rijden liggen een stuk lager dan die van waterstof. Voor (zware) vrachtauto's kan waterstof mogelijk wel een rol hebben omdat hier ook de techniek voor batterij-elektrisch rijden nog in ontwikkeling is en de ontwikkeling naar emissieloos rijden dus nog meer in de kinderschoenen staat (TNO & PBL, 2024a). Een mogelijk voordeel voor vrachtauto's is de gunstige energiedichtheid van waterstof wat voordelen biedt voor onder andere de actieradius, al worden er wel steeds meer batterij-elektrische vrachtauto's met hoge actieradius (400-500 km) ontwikkeld.

Verwachte volumes en beleid

Er zijn verschillende beleidsmaatregelen relevant voor de toepassing van waterstof binnen het wegverkeer: zowel in de Europese Unie (jaarverplichting volgend uit de RED III, CO₂-normen en het ETS2, de AFIR voor infrastructuur, Euro 7-normen) als in Nederland (zero-emissie zones, subsidieregeling SWIM, een naar CO₂-gedifferentieerde CO₂-heffing) is beleid dat een in meer of mindere mate stimulerend effect voor gebruik van waterstof heeft. Er is echter geen (nationaal of Europees) beleid dat waterstofgebruik vereist en bij huidig beleid is het gebruik van waterstof in de binnenlandse mobiliteit op de korte termijn dan ook beperkt. Volgens de KEV 2024 blijft het waterstofgebruik in de binnenlandse mobiliteit richting 2030 kleiner van 0,5 PJ⁴⁷ (PBL, 2024b). Voor 2050 geeft het PBL een bandbreedte voor het waterstofgebruik tussen 0 en 24 PJ (PBL, 2024d). De benodigde hoeveelheid waterstof voor gebruik in het wegvervoer in een klimaatneutraal energiesysteem hangt sterk af van de mate waarin (zwaar) vrachtvervoer batterij-elektrisch zal gaan rijden. Naast technologie-ontwikkeling zijn kosten hierbij een belangrijke driver.

Ontwikkeling markt en belemmeringen

Toepassing van waterstof in verbrandingsmotoren is makkelijker dan in een brandstofcelsysteem aangezien dit een volwassen technologie is. Toepassing in een brandstofcelsysteem is duurder, dit systeem is nog meer in ontwikkeling en het is onzeker of de kostprijs van brandstofcelvoertuigen ver genoeg kan dalen om deze aantrekkelijk te maken voor gebruikers. Er zijn inmiddels enkele waterstoftrucks op waterstof beschikbaar in Nederland, zowel op een verbrandingsmotor als een brandstofcelsysteem (MAN, 2025)

⁴⁷ Dit geval omvat ook de binnenvaart, maar het gebruik door wegverkeer is dus naar verwachting ook lager dan 0,5 PJ.

(NL Hydrogen, 2025). Ook is er een subsidieregeling voor waterstoftankstations en waterstofvoertuigen, de SWIM (Subsidieregeling Waterstof in Mobiliteit) (RVO, 2025).

Naast kosten is de beschikbaarheid van tankinfrastructuur een mogelijke belemmering, al worden hier vanuit de EU wel eisen aan gesteld: vanuit de AFIR wordt vanaf 2030 een tankstation bij ieder stedelijk knooppunt en iedere 200 km langs de corridors van het trans-Europese transportnetwerk (TEN-T) (EP, 2023). Op dit moment zijn er in Nederland zo'n 25 tankstations waar je waterstof kan tanken (ANWB, 2024).

B.2.2 Luchtvaart

Voor de inzet van waterstof in de luchtvaart zijn er verschillende opties. Waterstof kan gebruikt worden voor de productie van synthetische kerosine, wat in bestaande vliegtuigen gebruikt kan worden. Waterstof kan ook direct gebruikt worden als brandstof in vliegtuigen, alhoewel deze toepassing beperkt is tot relatief kleine vliegtuigen en korte vluchten.

Verwachte volumes en beleid

De benodigde hoeveelheid waterstof voor gebruik in de luchtvaart in een klimaatneutraal energiesysteem is afhankelijk van de vraagontwikkeling in deze sector en de mate waarin ingezet zal worden op biokerosine, e-kerosine en waterstof. Bij meer gebruik van e-kerosine en waterstof zal de vraag naar waterstof groter zijn. In het kader van het Fit for 55-pakket van de Europese Unie is beleid voor verduurzaming van de luchtvaart in de vorm van de ReFuelEU-verordening sturend voor gebruik van waterstof in de luchtvaart. Vanaf 2030 wordt een minimum aandeel synthetische kerosine vereist; beginnend bij 1,2% van het vereiste percentage voor SAF van 6% in 2030, oplopend naar 35% van het vereiste percentage van 70% in 2050 (EU, 2023).

Het gebruik van waterstof voor de luchtvaart zal in 2030 op basis van het huidige beleid nog zeer beperkt zijn (1-2 PJ), maar de RefuelEU verordening vraagt in 2035 grofweg een viervoud hiervan en het volume zal daarna verder oplopen⁴⁸. Afhankelijk van of de luchtvaartsector meer op biobrandstoffen of meer op e-fuels en waterstof inzet, kan het gebruik van e-fuels en waterstof in een klimaatneutraal 2050 oplopen tot respectievelijk 50 (enkel e-kerosine) tot 120 PJ (e-kerosine en waterstof) (PBL, 2024c). Uitgaande van 1,5 PJ waterstof per PJ e-kerosine komt dit overeen met 75 tot 170 PJ aan waterstofgebruik (CE Delft, 2025a).

⁴⁸ Uitgaande van een totale gebunkerde hoeveelheid brandstof van 168 PJ in 2030 en 165 PJ in 2035 en 1,5 PJ waterstofgebruik per PJ kerosine PBL. (2024b). *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2024*. <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2024> CE Delft. (2025a). *Climate Change Impact Analysis of Electric Aviation*. https://ce.nl/wp-content/uploads/2025/02/CE_Delft_240152_Climate_Change_Impact_Analysis_of_Electric_Aviation_Def_.pdf.

Ontwikkeling markt en belemmeringen

De directe inzet van waterstof vergt een significante ingreep op het ontwerp van een vliegtuig doordat waterstof andere chemische kenmerken heeft dan kerosine, waardoor ofwel ombouw of nieuwbouw benodigd is. Een uitdaging voor het directe gebruik van waterstof in vliegtuigen is de lage volumetrische energiedichtheid van waterstof. Zelfs in vloeibare vorm is het benodigde volume veel groter dan voor een vliegtuig op kerosine. De beperkingen door de chemische eigenschappen van waterstof zorgen ervoor dat waterstofvliegtuigen slechts voor korte- en middellange afstanden gebruikt lijken te kunnen gaan worden en tot enkele honderden passagiers. De ontwikkeling van vliegtuigen op waterstof is nog in de onderzoek/conceptfase. Zo onderzoekt Airbus sinds 2020 in het zogenaamde ZEROe-project verschillende concepten voor gebruik van waterstof via verbranding en/of in een brandstofcel (Airbus, 2025).

E-kerosine kan in bestaande vliegtuigen bijgemengd worden en is aan de gebruikerskant dus makkelijker in te passen. Wel zijn er aan de productie kant uitdagingen. E-kerosine kan ofwel door syngas ofwel vanuit methanol gemaakt worden. Hoewel dit proces an sich redelijk volwassen is, ligt er een belangrijke uitdaging in de beschikbaarheid van energie en grondstoffen (elektriciteit, waterstof, CO₂ en/of CO) en is het productieproces op dit moment ook nog zeer kostbaar (PBL, 2024c). De meerkosten van productie van e-fuels en waterstof en gebruik daarvan in vliegtuigen kunnen relatief makkelijk doorbekend worden via ticketprijzen.

B.2.3 Scheepvaart

Er zijn verschillende mogelijkheden om de scheepvaart (zowel zeevaart als binnenvaart⁴⁹) te verduurzamen via de inzet van alternatieve brandstoffen. Het gaat hierbij om:

- inzet van waterstof, vloeibaar of in gasvorm;
- inzet van waterstofdragers, zoals e-ammoniak, e-methanol;
- inzet van biobrandstoffen, zoals bio-LNG, bio-ethanol en bio-LPG;
- inzet van elektriciteit (met name voor de binnenvaart).

Anno 2024 zijn voor de zeevaart methanol, LNG en drop-in (uit biomassa) energiedragers het verste ontwikkeld, voor de andere brandstoffen zijn aandrijftechnieken nog niet volledig beschikbaar (RVO, 2024a). Wel wordt verwacht dat deze richting 2030 op de markt komen. Vooralsnog ligt de kostprijs voor waterstof(dragers) hoger dan andere hernieuwbare opties. Naar verwachting zullen de doelstellingen voor hernieuwbare brandstoffen daarom in eerste instantie met biobrandstof worden ingevuld.

⁴⁹ Onder binnenvaart valt in Nederland ook de categorie 'werk op zee', waaronder bijvoorbeeld de installatieschepen voor windparken op zee vallen.

Verwachte volumes en beleid

Op dit moment is het nog onzeker hoe de energiemix in de scheepvaart zich zal vormen. Wel is/komt er beleid dat het gebruik van alternatieve brandstoffen in de scheepvaart zal stimuleren, een overzicht is opgenomen in Tabel 13.

Tabel 13 – Relevant beleid verduurzaming scheepvaart

Beleid	Relevant	Uitleg
EU ETS	Zeevaart	Vanaf 2024 maakt maritiem transport onderdeel uit van de EU ETS. Scheepvaartbedrijven moeten hierdoor betalen voor het recht om CO ₂ -emissies uit te stoten, een alternatief is inzetten op reductie via schone innovaties. Vanaf 2040 zijn er (als de huidige reductiecurve wordt doorgetrokken) geen ETS-rechten meer.
EU ETS II	Binnenvaart	Vanaf 2028 geldt het EU ETS II voor brandstofleveranciers, die onder andere leveren aan de binnenvaart en recreatievaart. Het uitstootplafond van de ETS II zit in 2044 op nul.
RED III	Zeevaart, Binnenvaart	Vanuit artikel 25-1.b, is het streefdoel voor de inzet van RFNBO's in de zeescheepvaart ten minste 1,2% per lidstaat. In de implementatie in Nederland is er een RFNBO-doel van de zeevaart 0,32% in 2030. Voor de binnenvaart geldt in Nederland een RFNBO-doel van 0,34% in 2030 (NEa, 2025c).
Energy Taxation Directive (ETD)	Zeevaart, Binnenvaart	De herziene energiebelastingrichtlijn (ETD) zou zich richten op de belasting op brandstoffen van intra-Europese scheepvaart. Hierin worden meer vervuilende brandstoffen zwaarder belast, wat ten goede komt van de inzet van schonere brandstoffen (CE Delft, 2024c; Hopman, 2022). Op dit moment ligt het voorstel voor de herziening stil.
Alternative Fuels Infrastructure (AFIR)	Zeevaart, Binnenvaart	In de verordening staan doelstellingen over de uitrol van de benodigde infrastructuur voor de inzet van alternatieve brandstoffen. Bij scheepvaart gaat het bijvoorbeeld om infrastructuur in havens voor het bunkeren van alternatieve brandstoffen, zoals waterstof (Hopman, 2022).
FuelEU Maritime	Zeevaart	Heeft als doel om de vraag en het consistente gebruik van hernieuwbare en koolstofarme brandstoffen in de scheepvaart te vergroten. De verordening is van toepassing op schepen ≥50.000 GT voor hun reizen van, naar en tussen havens in de Europese Economische Ruimte (EER) (CE Delft, 2024c). FuelEU Maritime stelt als doel een emissiereductie van 6% in 2030 ten opzichte van de fossiele referentiewaarde in 2020.
'IMO Net-zero Framework'	Zeevaart (global)	Vanaf 2027 gelden er broeikasgasemissie-intensiteitsstandaarden (vergelijkbaar als bij FuelEU Maritime) voor de scheepvaart op wereldwijde schaal. Het framework heeft een economisch randje: schepen die boven de standaard zitten worden geconfronteerd met een (gedifferentieerd) emissie-tarief, terwijl schepen met een lage emissie-intensiteit juist financieel beloond worden (IMO, 2025).

* In Nederland is er ook een subsidieregeling opgericht voor het verduurzamen van de binnenvaartschepen (SRVB), er is veel belangstelling in de regeling.

De verwachte minimale en maximale vraag naar RFNBO's (en biobrandstoffen) (PJ) vanuit de internationale scheepvaart voor de jaren 2030, 2035 en 2040 in Nederland is opgenomen in Tabel 14. De vraag heeft een relatief grote bandbreedte als gevolg van de vele onzekerheden in de sector, zoals de energievraag van de zeevaart, de verschillende opties voor verduurzaming in de sector en het aandeel van Nederland in de bunkermarkt voor (hernieuwbare) brandstoffen. De haven van Rotterdam is één van de grootste bunkerhavens ter wereld. Wel is deze omvang afgelopen decennia afgenomen (CE Delft, 2024c).

Tabel 14 – Minimale en maximale vraag naar duurzame brandstoffen internationale scheepvaart (NL)

	2030	2035	2040	2030	2035	2040
	Minimale waarden			Maximale waarden		
Biobrandstof (PJ)	35	32	29	44	45	98
RFNBO (PJ)	1,2	1,6	1,6	5	21	49

Bron: (CE Delft, 2024c).

Vanuit de RED III is er bij de Nederlandse implementatie voor brandstofleveranciers aan de binnenvaart een jaarverplichting opgenomen van minimaal 11,6% CO₂-ketenemissie-reductieverplichting in 2030 (met nog een vrije ruimte van 2,9%).⁵⁰ Er geldt tevens een subverplichting van 0,34% RFNBO's in de binnenvaart in 2030. In onderzoek van TNO (2024c) naar de inzet van groene waterstof in de vervoerssector, wordt er een RFNBO-subdoel van 0,22PJ aangenomen voor 2030. In onderzoek naar de klimaatneutrale binnenvaart in 2050, wordt er in een conservatief transitiepad geen rol voor waterstof geschetst in de energiemix (TNO & PBL, 2024b). De energievraag voor 2050 zal in dit scenario volledig ingevuld worden met biodiesel en elektrisch. In een innovatief transitiepad zal er vanaf 2030 vraag ontstaan naar waterstof(dragers). Dit loopt op tot ongeveer 4 PJ in 2040 en ongeveer 20 PJ in 2050.⁵¹ In de scenario's van Netbeheer Nederland (2025) wordt er vanaf 2025 in elk scenario rekening gehouden met de opkomst van waterstof, maar ook ammoniak en elektriciteit, als brandstof. De vraag naar waterstof in de scenario's in 2050 bedraagt ongeveer 2 tot 9 PJ (Netbeheer Nederland, 2025). De grote bandbreedte duidt vooralsnog op veel onzekerheid over de afzet van waterstof in de binnenvaartsector.

⁵⁰ Belangrijk om hierbij op te merken is dat zowel zeevaart als binnenvaart onder de Nederlandse jaarverplichting vallen, echter gelden voor de zeevaart nog andere specifieke verordeningen zoals FuelEU Maritime en de EU ETS.

⁵¹ Een kanttekening die PBL hierbij plaatst is dat deze vraag mogelijk ook ingevuld kan worden door andere e-fuels, zoals e-methanol, e-diesel of e-ammoniak.

Ontwikkeling markt en belemmeringen

De huidige zeevaartvloot is grotendeels nog niet geschikt voor de inzet van hernieuwbare brandstoffen (behalve biobrandstoffen). Nieuwe schepen hebben een gemiddelde levensduur van 25-30 jaar, het is dus voor de nieuwe vloot noodzakelijk om rekening te houden met de gestelde klimaatdoelen. Wereldwijd is ongeveer 51% van de huidige orders gericht op vaart met alternatieve brandstoffen (waarvan onder andere 40% op LNG, 8% op methanol en 2% op LPG) (RVO, 2024a). Er zijn nog een aantal uitdagingen die weerstand bieden aan de ontwikkeling van de markt voor hernieuwbare brandstoffen voor de zeevaart:

- Allereerst moeten de motoren in de scheepvaart aangepast worden om synthetische fuels te gebruiken. Bekend is dat de motoren op dit moment technisch gezien niet volledig kunnen draaien op één uit waterstof geproduceerde brandstof. Hierdoor wordt er in eerste instantie ingezet op een dual-fuel engines, een combinatie van de inzet van alternatieve en fossiele brandstof.
- Vergelijkbaar als bij de luchtvaart, is de lage volumetrische energiedichtheid van waterstof een uitdaging. De directe inzet van waterstof in de scheepvaart vereist zo'n 8-16 keer meer opslagruimte aan boord, afhankelijk of deze waterstof in gasvorm of vloeibaar wordt ingezet (Hopman, 2022). E-methanol neemt ongeveer 2 keer zoveel ruimte in als diesel/stookolie. De extra ruimtevraag voor ammoniak bevindt zich tussen beide in.
- Andere technische uitdagingen zijn de veiligheidseisen die gepaard gaan met de inzet van enkele synthetische fuels, zoals ammoniak of e-methanol en de complexiteit (bijv. lage temperatuur) bij het opslaan van waterstof.

Ook voor de binnenvaart zijn er nog belemmeringen voor het opschalen van het gebruik van hernieuwbare brandstoffen. Echter zijn deze bij de binnenvaart zeer wisselend, als gevolg van de grote variatie in scheeptypes, vaargebied, etc. (K. Visser, 2022).

De mediane levensduur (tot revisie) van een binnenvaartmotor is ongeveer 13-15 jaar, vergelijkbaar als bij de zeevaart is het ook hierbij noodzakelijk om rekening te houden met de klimaatdoelen.

Op dit moment ontbreekt er een overkoepelend Europees kader voor het verduurzamen van de binnenvaart. Vanuit de RED III worden wel overkoepelende doelen gesteld aan het aandeel hernieuwbare energie in de transportsector; echter geven niet alle Europese landen invulling aan de RED III via de binnenvaartsector. Zo neemt de KEV relatief ruime bandbreedtes voor het aandeel hernieuwbare energie in de binnenvaart in Nederland in 2030 (1% in 2023, naar 16% raming in 2030) vanwege de mogelijke uitwijkeffecten als buurlanden niet meedoen aan de ETS2-opt-in (PBL, 2024a).

Er wordt al veel geëxperimenteerd met alternatieve brandstoffen in de scheepvaart:

- MAERSK zet sinds kort e-methanol, geproduceerd uit biogene CO₂ en groene waterstof, in op een aantal dual-fuel engine vrachtschepen (European Energy, 2025).
- CMB.TECH is bezig met de ontwikkeling van een containerschip dat vanaf 2026 zal varen op groene ammoniak (CMB.TECH, 2024).
- Cochin Shipyard Limited (CSL) produceert in opdracht van Samskip een klein vrachtschip met groene waterstofbrandstofcel (Samskip, 2023).
- Sinds 2023 vaart het binnenvaartschip H₂ Barge 1 na een retrofit met een brandstofcelsysteem op waterstof. Ondertussen is er ook een H₂ Barge 2 in de vaart genomen (Schuttevaer, 2024).

B.3 Elektriciteit

Verwachte volumes en beleid

De benodigde inzet van regelbare centrales in een klimaatneutraal energiesysteem is vooral afhankelijk van de vraag naar elektriciteit op momenten dat er geen of weinig aanbod van hernieuwbare elektriciteit is. De nieuwste energiescenario's van Netbeheer Nederland geven een bandbreedte voor het gebruik van waterstof in regelbare centrales van 2 tot 102 PJ in 2035 oplopend naar 22 tot 184 PJ in 2050 (Netbeheer Nederland, 2025). Een inschatting op basis van de plannen in het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) is 8 GW aan regelbaar vermogen en 827 vollasturen in 2035⁵², in welk jaar in Nederland volgens het NPE het elektriciteitssysteem geheel CO₂-vrij is. Indien die regelbare centrales volledig op waterstof als brandstof draaien, betekent dit bij een efficiëntie van 59% ongeveer 40 PJ per jaar aan benodigde waterstof. Alternatief kunnen regelbare centrales ook draaien op aardgas (met CCS) of biograndstoffen (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024).

Het kabinet heeft een voorstel gedaan voor een oplopende bijmengverplichting voor CO₂-vrije brandstof (zoals groene of blauwe waterstof) voor gascentrales van 1% in 2030 en 2031 en 5% in 2032 t/m 2035, waarbij administratieve verrekening mogelijk is. Deze maatregel leidt bij 8 GW aan regelbaar vermogen met 827 vollasturen tot een vraag van 2 PJ per jaar aan waterstof⁵³. Daarnaast komt er een subsidie van € 780 miljoen vanuit de subsidieregeling CO₂-vrije gascentrales voor centrales die bovenop de norm

⁵² Bij de huidige marktregels is dit flexibel vermogen, onder andere door het beperkte aantal vollasturen, niet rendabel.

⁵³ Hierin is uitgegaan van CCGT-centrales met een efficiëntie van 59%, overeenkomend met 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/>.

extra bijmengen. Beide maatregelen zijn deel van het medio 2025 aangekondigde pakket aan klimaat- en energiemaatregelen door kabinet Schoof (Ministerie van KGG, 2025a).

Ontwikkeling markt en belemmeringen

De ontwikkeling van een (grootschalige) waterstofcentrale bevindt zich nog in de prototype/demonstratiefase en zal op zijn vroegst commercieel beschikbaar zijn over een paar jaar (Reiner Lemoine Institute, 2023). Bij bestaande gascentrales kan wel een beperkte hoeveelheid waterstof bijgemengd worden zonder grote technische aanpassingen.

De Maxima Centrale is de eerste centrale in Nederland waar ontwikkelingen zijn voor bijmenging van een groot aandeel waterstof; de twee turbines worden aangepast om 50% waterstof te kunnen bijmengen (Engie, 2025). Bij realisatie hiervan, en weer uitgaand van die uiteindelijke 827 vollasturen per jaar, zou dit ongeveer 2 PJ per jaar vraag naar waterstof betekenen.

Naast het feit dat de technologie voor 100%-waterstofcentrales nog in ontwikkeling is, zijn er ook een aantal mogelijke belemmeringen. Een onzekerheid is de beschikbaarheid van waterstof doordat de waterstofinfrastructuur nog grotendeels uitgerold moet worden. Dat geldt voor het leidingnetwerk en ook voor de benodigde opslagfaciliteiten (Gasunie, 2022) (Trinomics & BlueTerra, 2024). Ook is een mogelijke barrière concurrentie met inzet van aardgas met CCS. De meerkosten van gebruik van waterstof in regelbare centrales kunnen relatief makkelijk via energieleveranciers doorberekend worden.

Tekstkader 7 – Belang van waterstofopslag en waterstofcentrales

Toegevoegde waarde waterstofopslag en waterstofcentrales

Een studie naar een kosteneffectief CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 van CE Delft & Witteveen+Bos (2024) onderstreept de noodzaak van waterstof voor het elektriciteitssysteem. Uit alle onderzochte scenario's blijkt een behoefte aan minstens 8 GW gascentrales, welke in een CO₂-vrij elektriciteitssysteem gebruik maken 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 NPE-referentiescenario, oftewel tien zoutcavernes), 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 het 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. Hiervan is de potentie echter onzeker, en wanneer er minder van deze innovatieve technieken mogelijk blijkt, 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.

Elektrolyse speelt daarnaast een belangrijke rol in het balanceren van het elektriciteitssysteem. Uit de studie blijkt dat productie in Europa aantrekkelijker is dan import; onder andere vanwege de systeemfunctie van elektrolyzers voor 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 voorzien in de groene waterstofvraag van de industrie als in de balancering van vraag en aanbod.

B.4 Gebouwde omgeving

Voor het verduurzamen van woningen en gebouwen kan waterstof een rol spelen. Waterstof kan bijvoorbeeld ingezet worden als vervanging van aardgas in een waterstof-cv-ketel, een hybride warmtepomp, een brandstofcel en in piekketels voor warmtenetten (CE Delft, 2020a). In beginsel is waterstof een dure verduurzamingsoptie, en ligt daarom niet voor de hand. De waarde van waterstof in de gebouwde omgeving zit er met name in dat het in energievraag kan voorzien op moeilijk te verduurzamen locaties of op momenten met hoge vraag of beperkt aanbod.

Waterstofinzet in de gebouwde omgeving heeft verschillende toepassingen:

- Verwarming van individuele gebouwen waarvoor warmtenet of warmtepomp geen geschikte verduurzamingsopties zijn. Denk hierbij aan oude, monumentale panden die met een waterstofketel verwarmd kunnen worden.
- 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.⁵⁴
- Inzet van waterstof in piekketels. Relevant voor collectieve warmtenetten voor wijken bij een hoge warmtevraag.
- Lokale waterstofopslag als energiedrager op wijkniveau (wanneer dit voordelen oplevert ten opzichte van andere vormen van lokale energieopslag).

⁵⁴ De mate waarin cv-ketels waterstofbijmenging met zekerheid kunnen verdragen is laag (ongeveer 2%).

Verwachte volumes en beleid

Voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving wordt in eerste instantie ingezet op elektrificatie en energiebesparing. Hiervoor bestaat al veel beleid, zoals de EPBD IV, EEB, BENG, en zijn er verschillende subsidies beschikbaar, bijvoorbeeld voor isolatie (NVI-GO, 2023). Daarnaast wordt er vanaf 2027 via de bijmengverplichting groen gas ingezet op verduurzaming van geleverd gas (Ministerie van EZK, 2024). Ook geldt vanaf 2028 het EU ETS-2 voor leveranciers van energie aan onder andere de gebouwde omgeving.

Vooralsnog is er geen beleid in Nederland dat zich richt op het stimuleren van de toepassing van waterstof in de gebouwde omgeving op grote schaal. De waterstofproductie, import en benodigde infrastructuur is nog sterk in ontwikkeling. De rol van waterstof in de gebouwde omgeving oogt daarom de komende jaren beperkt, zeker gezien het huidige beleidskader wordt verwacht dat waterstof in eerste instantie ingezet zal worden in de industrie en mobiliteit. Zo wordt er vanuit het Nationaal Waterstof Programma (lopend) aangegeven dat wegens onzekerheid rondom beschikbaarheid en betaalbaarheid, waterstof tot 2030/2035 geen optie is voor de gebouwde omgeving. Dit komt ook naar voren in de scenario's van Netbeheer Nederland (2025), er wordt bijvoorbeeld in 2030 nog geen vraag naar waterstof vanuit de gebouwde omgeving verwacht. Daarnaast wordt er slechts in één van de vier scenario's, waarbij flink wordt ingezet import van duurzame energie, een rol gezien voor waterstof in de gebouwde omgeving: 1,2 TWh in 2035 tot 5,8 TWh in 2050 (Netbeheer Nederland, 2025).⁵⁵

Ontwikkeling markt en belemmeringen

Er zijn nog een aantal belemmeringen voor het opschalen van waterstof in de gebouwde omgeving. Zo zijn er grote volumes nodig om volledig over te stappen van aardgas op waterstof. Beperkte bijmenging van waterstof in het huidige aardgasnet kan een manier zijn om het in te zetten zonder grote aanpassingen infra en installaties. Op dit moment is het juridisch toegestane aandeel waterstof in aardgas maximaal 0,5% (Kenniscentrum Gasnetbeheer, 2021). Technisch gezien zou 20% bijmenging mogelijk kunnen zijn zonder grote aanpassingen aan het net en de huidige cv-ketels (NVI-GO, 2023).

Daarnaast zijn er bij de volledige overstap van woonhuizen naar waterstof aanpassingen voor het gasdistributienet nodig, zo is de realisatie van de het Waterstofnetwerk een belangrijke randvoorwaarde. Tevens zullen er aanpassingen nodig zijn in de woonhuizen, huishoudens zullen bijvoorbeeld hun cv-ketel moeten vervangen door een waterstof-cv-ketel, een 'waterstof-ready'-ketel of een multifuel-ketel (CE Delft, 2020a).

⁵⁵ Dit komt neer op 4,3 PJ in 2035 en 20,9 PJ in 2050.

Er bestaan al een aantal (pilot)projecten waarbij waterstof in de gebouwde omgeving wordt toegepast. Voorbeelden zijn:

- Project Stad Aardgasvrij, waarbij Stad aan 't Haringvliet met zo'n 600 huizen wil overstappen van verwarming op aardgas naar verwarming op waterstof (RVO, 2024b).
- Een vergelijkbaar project loopt bij Hoogeveen, hier zijn de eerste 9 woningen al in 2024 aangesloten op het waterstofnet. De groene waterstof, geproduceerd uit elektrolyse, wordt via de leidingen van het bestaande aardgasnet geleverd (Groenemorgen Hoogeveen, 2024).
- Medeverwarming van een appartementencomplex van 25 woningen via waterstofketels in Rozenburg. Waterstof wordt hierbij opgewekt via lokale elektrolyse, en gaat via bestaande gasleidingen naar het gebouw (CE Delft, 2020a).
- Waterstofpilot Lochem, waarbij 12 woningen zijn overgestapt van aardgas op waterstofgas. Hiervoor maken de woningen gebruik van waterstof-cv-ketels (RVO, 2024b).

C Toelichting kostprijs-analyse

C.1 Hoofdinputs

Hier worden de belangrijkste inputs van het rekenmodel weergegeven.

C.1.1 Algemeen

Weighted average cost of capital (WACC)

In het rekenmodel zijn verschillende WACC's toegepast voor verschillende landen. Deze WACC's worden gebruikt in de berekening van de investeringskosten (CAPEX) van de verschillende benodigde technische systemen in de waterstofproductieroutes. De gebruikte WACC's zijn berekend op basis van de 'equity risk premiums' (risicovoet voor eigen vermogen) voor verschillende landen van Damodaran (2025). Gebruikmakend van dezelfde verhouding tussen eigen en vreemd vermogen en de bijbehorende risicovoeten zoals toegepast in Ondraczek et al. (2013) (de bron van de oorspronkelijke WACC's in het HyChain-model van Kalavasta (2019)) is hiermee een WACC per land berekend.⁵⁶ De WACC's staan in Tabel 15.

Tabel 15 – Weighed average cost of capital (WACC) voor verschillende landen in de kostprijsanalyse

Land	WACC
Argentinië	18,2%
Australië	3,8%
Brazilië	10,7%
Canada	2,9%
Nederland	2,5%

⁵⁶ Voor Brazilië is een aparte berekening gedaan, omdat de risicovoet voor vreemd vermogen in Ondraczek et al. Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2013). *WACC the Dog: The Effect of Financing Costs on the Levelized Cost of Solar PV Power*. zeer hoog is, te weten 45,1%. In de aangepaste berekening is uitgegaan van 20%.

Land	WACC
Denemarken	4,3%
Egypte	15,2%
China	4,2%
India	7,3%
Japan	2,3%
Marokko	7,8%
Namibië	10,2%
Noorwegen	3,6%
Oman	6,6%
Portugal	4,9%
Saudi-Arabië	6,8%
Zuid-Afrika	9,0%
Spanje	5,4%
Verenigde Arabische Emiraten	4,5%
Verenigd Koninkrijk	2,9%
Verenigde Staten	3,4%
Uruguay	6,1%

CAPEX van technische systemen

Ten opzichte van de data in het HyChain-model (Kalavasta, 2019) zijn, naast de CAPEX van elektrolyse en zon-en windenergie (die hieronder behandeld worden), enkele CAPEX-waarden van benodigde technische systemen aangepast. De aangepaste waarden staan in Tabel 16.

Tabel 16 – CAPEX van technische systemen en bijbehorende productiecapaciteit

Parameter	CAPEX	Eenheid	Productie-capaciteit	Eenheid	Bron
CAPEX autothermal reformer (ATR)	626	M\$	100	ton H ₂ /dag	(Sajjadi & Ibrahim, 2025)
CAPEX-ammoniakkraaker (reconversie)	510	M\$	200	ton H ₂ /dag	(Abdin et al., 2021)
CAPEX-ammoniakreactor (productie)	600	M\$	2.055	ton NH ₃ /dag	(BASF, 2018)
CAPEX direct air capture	3.000	M€	3.000	ton CO ₂ /dag	(Kalavasta, 2019)

Waterstofverliezen

In het rekenmodel zijn waterstofverliezen bij reconversie van waterstofdragers in waterstof toegevoegd op basis van literatuur. De toegepaste verliespercentages staan in Tabel 17.

Tabel 17 – Waterstofverlies bij reconversie van waterstofdragers

Waterstofdrager	Waarde	Bron
Ammoniak	15%	(Brown, 2017)
Methanol	20%	(Zhang et al., 2018)
Dibenzyltolueen (DBT)	5%	(Aakko-Saksa et al., 2020)
Vloeibare waterstof	0%	Eigen aanname
Vloeibaar methaan	20%	(Boretti & Banik, 2021)

C.1.2 Grijs en blauwe waterstof

Aardgasprijs

De aardgaskosten voor de lokale productie van grijs en blauwe waterstof zijn gebaseerd op de TTF-prijs van Nederland. Ook als aardgas wordt geïmporteerd is de TTF-prijs de relevante marktprijs (kosten van transport zijn hier dan bij inbegrepen). In Tabel 18 staat welke aardgasrijzen per scenario en zichtjaar zijn aangenomen.

Tabel 18 – Aardgasprijs die wordt toegepast bij lokale productie van grijs en blauwe waterstof

Scenario	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Eenheid	Bron	Toelichting
Langzaam	12,2	7,6	8,4	9,3	10,2	11,3	€/GJ		Eigen berekening ten opzichte van scenario Gemiddeld (factor 0,8 voor waarden vanaf 2030)
Snel	12,2	11,4	12,6	13,9	15,3	16,9	€/GJ		Eigen berekening ten opzichte van scenario Gemiddeld (factor 1,2 voor waarden vanaf 2030)
Gemiddeld	12,2	9,5	10,5	11,6	12,8	14,1	€/GJ	(Deloitte, 2025a)	

Bij de import van blauwe ammoniak wordt een regionale aardgasprijs behorend bij het land van herkomst toegepast. Hiertoe zijn gasrijzen van verschillende wereldregio's toegepast, waarbij per exportland is gekeken welke regio het meest relevant is.

De gebruikte regionale gasrijzen staan in Tabel 19. Voor de inschatting van de gasrijzen in de scenario's Langzaam, Snel en Langzaam is een vermenigvuldigingsfactor toegepast volgens dezelfde aanpak als weergegeven in Tabel 18.

Tabel 19 – Aardgasprijzen die zijn toegepast bij de route van import van blauwe ammoniak

Gasprijs	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Eenheid	Bron
TTF (Nederland)	12,2	9,5	10,5	11,6	12,8	14,1	€/GJ	(Deloitte, 2025a)
Henry Hub (VS)	2,9	3,9	4,4	4,8	5,3	5,9	€/GJ	(Deloitte, 2025a)
Global LNG Asia	12,9	10,3	11,4	12,6	13,9	15,3	€/GJ	(Deloitte, 2025a)
India domestic gas	6,3	7,4	7,3	8,0	8,9	9,8	€/GJ	(Deloitte, 2025a)

CO₂-prijs

De CO₂-prijzen die zijn toegepast bij de beprijzing van de CO₂-uitstoot van grijze en blauwe waterstof staan in Tabel 20.

Tabel 20 – CO₂-prijzen in kostprijsanalyse

Scenario	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Eenheid	Bron	Toelichting
Langzaam	72	109	147	184	207	230	€/ton	(PBL, 2025b)	Prijspeil 2021. Gebaseerd op een scenario met klimaatneutraliteit in 2050
Snel	72	192	312	432	486	540	€/ton	(PBL, 2025b)	Prijspeil 2021. Gebaseerd op een scenario met klimaatneutraliteit in 2050
Gemiddeld	72	151	229	308	347	385	€/ton		Gemiddelde waarde

C.1.3 Groene waterstof

CAPEX elektrolyser

De uitgangspunten voor de inschatting van de CAPEX van de elektrolyser in verschillende landen in 2025 zijn de CAPEX van 2.630 €/kW⁵⁷ voor een 200 MW elektrolyser in Nederland uit het RhyCEET-model (TNO, 2024a) en de marktindicatie dat de CAPEX van een elektrolyser geproduceerd in China gemiddeld 600 USD/kW bedraagt (Hydrogen Insight, 2024). Het verschil tussen beide kan gedeeltelijk worden verklaard door lagere arbeidskosten en materiaalkosten voor de productie van een elektrolyser in China. Voor andere exportlanden is ingeschat in hoeverre deze te maken hebben met vergelijkbare lage CAPEX-niveaus als China. De resultaten van deze inschatting staan in Tabel 21 en vormen een belangrijke input van de kostprijsanalyse.

⁵⁷ Inclusief een WACC van ongeveer 8%. De CAPEX exclusief WACC is berekend op 2.420 €/kW.

TNO (2024a) onderscheidt verschillende CAPEX-componenten. Een belangrijke tweedeling bestaat uit kosten van het technische systeem (elektrolysesysteem, balance of plant en compressor) en andere kosten (indirecte kosten, kosten voor de eigenaar en onvoorziene kosten). Dit onderscheid is ook opgenomen in het ClmpLHy-model.

Tabel 21 – CAPEX van elektrolyser in verschillende landen in kostprijsanalyse, in €/kW (exclusief WACC)

Land	Systeem	Andere kosten	Totaal
Argentinië	778	372	1.150
Australië	1.176	609	1.785
Brazilië	665	304	969
Canada	1.176	609	1.785
Nederland	1.573	847	2.420
Denemarken	1.289	677	1.966
Egypte	551	236	787
China	438	168	606
India	438	168	606
Japan	1.176	609	1.785
Marokko	551	236	787
Namibië	551	236	787
Noorwegen	1.289	677	1.966
Oman	438	168	606
Portugal	835	406	1.241
Saudi-Arabië	438	168	606
Zuid-Afrika	665	304	969
Spanje	1.005	508	1.513
Verenigde Arabische Emiraten	551	236	787
Verenigd Koninkrijk	1.289	677	1.966
Verenigde Staten	1.176	609	1.785
Uruguay	778	372	1.150

In het rekenmodel is een en dezelfde kostenreductiecurve toegepast op alle landen om de reductie van de CAPEX van de elektrolyser over de tijd te modelleren. Omdat de CAPEX in 2025 tussen landen verschilt, leidt dit ook richting 2050 tot verschillende investeringskosten. De kostenreductie voor Nederland is weergegeven in Tabel 22.

Tabel 22 – Reductie over de tijd van de CAPEX van de elektrolyser voor Nederland, in €/kW (excl. WACC)

Scenario	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Snel	2.420	1.940	1.708	1.562	1.458	1.379
Gemiddeld	2.420	2.041	1.849	1.725	1.636	1.566
Langzaam	2.420	2.147	2.003	1.908	1.837	1.781
Snel		-20%	-29%	-35%	-40%	-43%
Gemiddeld		-16%	-24%	-29%	-32%	-35%
Langzaam		-11%	-17%	-21%	-24%	-26%

CAPEX wind- en zonne-energie

De gebruikte CAPEX-waarden van wind- en zonne-energie in 2025 staan in Tabel 23. De kostenreductie over de tijd is aangegeven in Tabel 24 tot en met Tabel 26.

Tabel 23 – Huidige investeringskosten (CAPEX) van wind- en zonne-energie, in €/kW (excl. WACC)

Grootheid	Waarde	Bron	Toelichting
Wind-op-zee	3.610	(Enerdata, 2024)	Waarde in 2022
Wind op land	1.420	(Enerdata, 2024)	Waarde in 2022
Zon-pv	460	(Maysun Solar, 2023)	Waarde in 2023

Tabel 24 – Reductie over de tijd van de CAPEX van wind-op-zee, in €/kW (excl. WACC)

Scenario	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Snel	3.610	2.882	2.526	2.301	2.140	2.017
Gemiddeld	3.610	3.036	2.743	2.553	2.414	2.307
Langzaam	3.610	3.198	2.979	2.832	2.724	2.638
Snel		-20%	-30%	-36%	-41%	-44%
Gemiddeld		-16%	-24%	-29%	-33%	-36%
Langzaam		-11%	-17%	-22%	-25%	-27%

Tabel 25 – Reductie over de tijd van de CAPEX van wind op land, in €/kW (excl. WACC)

Scenario	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Snel	1.420	1.240	1.146	1.084	1.038	1.001
Gemiddeld	1.420	1.280	1.204	1.153	1.115	1.085
Langzaam	1.420	1.320	1.265	1.228	1.199	1.176
Snel		-13%	-19%	-24%	-27%	-29%
Gemiddeld		-10%	-15%	-19%	-21%	-24%
Langzaam		-7%	-11%	-14%	-16%	-17%

Tabel 26 – Reductie over de tijd van de CAPEX van zon-pv, in €/kW (excl. WACC)

Scenario	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Snel	460	325	266	230	206	188
Gemiddeld	460	361	313	283	262	246
Langzaam	460	400	369	349	333	321
Snel		-29%	-42%	-50%	-55%	-59%
Gemiddeld		-22%	-32%	-38%	-43%	-47%
Langzaam		-13%	-20%	-24%	-28%	-30%

C.2 Selectie van exportlanden

In een eerdere kostprijsanalyse (Buck Consultants International & CE Delft, 2022) hebben we een groep van 28 meest veelbelovende landen voor de export van groene waterstof naar Nederland geïdentificeerd door middel van een beknopte multicriteria-analyse. Voor de selectie van de mee te nemen exportlanden in deze studie hebben we deze analyse opnieuw uitgevoerd voor een longlist van potentiële exportlanden. Deze longlist hebben we gebaseerd op de geïdentificeerde groep exportlanden uit (2022), in samenspraak met de opdrachtgever. We hebben gebruik gemaakt van de volgende criteria:

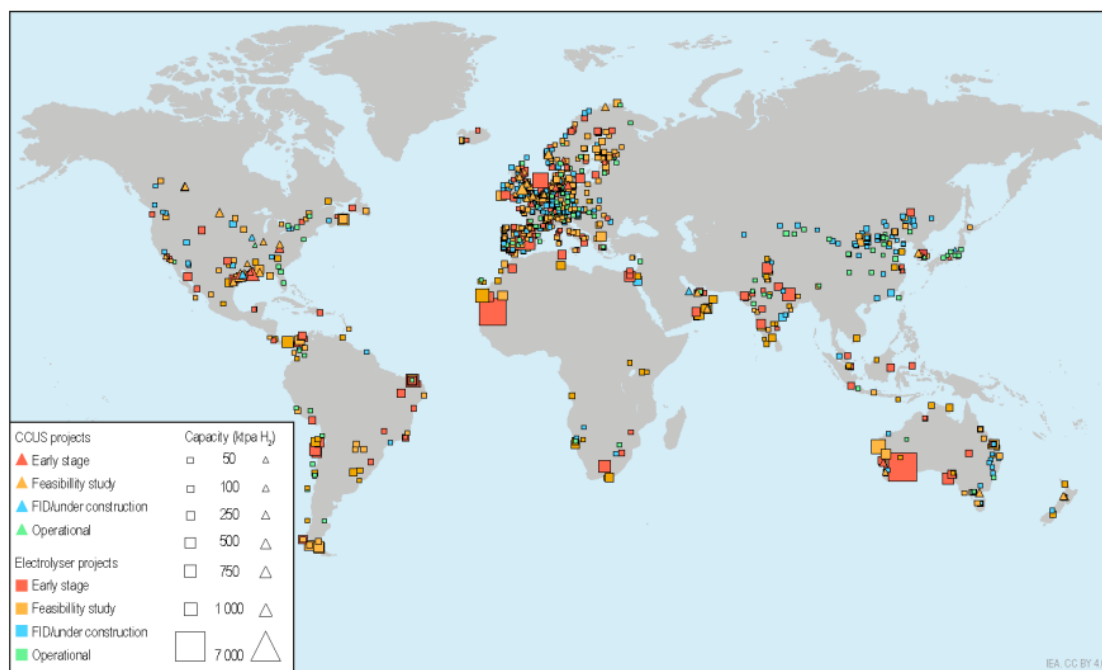
- geplande projecten voor export van groene waterstof(dragers);
- wind- en zoncondities (voor goedkope productie van hernieuwbare elektriciteit);
- fysieke ruimte;
- huidige haveninfrastructuur;
- politieke stabiliteit;
- transportafstand naar Nederland;
- afspraken met Nederland (wel/geen Memorandum of Understanding);
- overig.

In deze paragraaf beschrijven we de uitgevoerde multicriteria-analyse en lichten we toe hoe we op basis hiervan een shortlist van exportlanden hebben geselecteerd. De shortlist is gebruikt in de hoofdanalyse en de longlist in de bredere analyse van exportlanden in Bijlage D.

C.2.1 Geplande projecten

Hoewel er veel gebeurt op het gebied van waterstof, is het aantal projecten dat daadwerkelijk wordt uitgevoerd (net als het totale volume aan productie) wereldwijd beperkt. Een overzicht van de projecten (zowel groene als blauwe waterstof) is weergegeven in Figuur 21. Uit deze figuur blijkt dat alleen kleinschalige projecten operationeel zijn en dat grootschalige projecten allemaal nog in de kinderschoenen staan.

Figuur 21 – Overzicht van groene waterstofprojecten wereldwijd



Bron: (IEA, 2024).

De totale mondiale capaciteit van elektrolyserprojecten met FID-status staat nu op 20 GW, waarvan een groot deel in China. Hoewel er veel initiatieven zijn wereldwijd, zijn er ook veel projecten die uiteindelijk niet doorgaan. Een belangrijk obstakel voor lage emissie-waterstof is dat het momenteel 1,5 tot 6 keer zo duur is als fossiele waterstof (IEA, 2024). Richting 2030 zijn er wel veel projecten aangekondigd, waarvan de meeste elektrolyserprojecten in Europa zijn. De overgrote meerderheid bevindt zich echter in het stadium van een haalbaarheidsstudie of een nog vroeger stadium (IEA, 2024).

Bij het criterium 'geplande projecten' is in de multicriteria-analyse ook meegewogen of het land in kwestie een concrete waterstofstrategie heeft.

C.2.2 Afspraken met Nederland

Gezien het belang van import van waterstof heeft de Nederlandse regering via het Nationaal Waterstof Programma reeds met vele landen overeenkomsten gesloten over de mogelijke import van waterstof. De afspraken (waarvan vele vastgelegd in een niet-bindend Memorandum of Understanding (MoU)) verschillen per land en zijn soms ingebed in bredere samenwerking op het gebied van energie.

Tabel 27 – Afspraken tussen Nederland en andere landen over waterstofimport

Land	Afspraak met Nederland	Onderwerp	Jaar van meest recente afspraak
Australië	MoU	Waterstof	2023
Canada	Gezamenlijke verklaring	Waterstof	2021
Chili	Agenda voor strategische samenwerking	Groene waterstof	2024
Denemarken	MoU	Hernieuwbare waterstof	2024
Indonesië	Intentieverklaring tot samenwerking	Energie	2022
Japan	Memorandum of cooperation	Waterstof	2019
Marokko	MoU, gezamenlijk actieplan	O.a. Waterstof	2024
Namibië	Letter of intent	Energie	2021
Noorwegen	MoU on energy cooperation	Energie	2021
Oman	Gezamenlijke verklaring	Waterstof	2022
Portugal	MoU	Groene waterstof	2020
Saudi Arabië	MoU		2023
Spanje	Gezamenlijke verklaring	Waterstof	2023
Uruguay	Gezamenlijke verklaring	Waterstof	2021
Verenigde Arabische Emiraten	MoU	Waterstof	2022
Verenigde Staten	Intentieverklaring	Waterstof	2020
Zuid-Afrika	MoU	Waterstof	2023

C.2.3 Multicriteria-analyse

De resultaten van de multicriteria-analyse voor de longlist van exportlanden zijn opgenomen in Tabel 28.

Tabel 28 – Longlist van landen met scores op de verschillende criteria

Land	Geplande projecten	Lokale wind en zon	Fysieke ruimte	Haveninfrastructuur	Politieke stabiliteit	Afstand tot NL	MOU	Overig
Argentinië	+	++	++	++	+	--		
Australië	++	++	++	++	++	--	x	
Brazilië	+	++	+	+	-	--		Ontbossing
Canada	+	+	++	+	++	-	x	
China	+	++	++	++	++	--		
Denemarken	++	+	+	++	++	++	x	
Egypte	+	+	++	+	-	+		
India	+	+	+	+	-	-		Ontbossing
Japan	+	+	+	++	++	--	x	
Marokko	-	++	++	0	-	++	x	
Namibië	+	++	+	+	+	--	x	
Noorwegen	+	+	++	++	++	++	x	
Oman	++	++	++	++	-	-	x	
Portugal	++	++	+	+	++	++	x	
Saudi-Arabië	++	++	++	++	-	+	x	
Spanje	-	++	+	++	++	++	x	
Uruguay	-	+	+	+	-	--	x	
Verenigde Arabische Emiraten	+	++	+	++	-	-	x	
Verenigde Staten	--	+	++	++	+	-	x	
Verenigd Koninkrijk	--	+	+	++	++	++		
Zuid-Afrika	-	++	++	++	-	-	x	

C.2.4 Selectie van exportlanden

Op basis van de resultaten van de MCA en verdere afstemming met de opdrachtgever en betrokken experts is een shortlist opgesteld van exportlanden die in de hoofdanalyse zijn meegenomen. Deze shortlist staat in Tabel 29.

Tabel 29 - Shortlist van exportlanden die worden meegenomen in de hoofdanalyse van kostprijzen groene waterstof

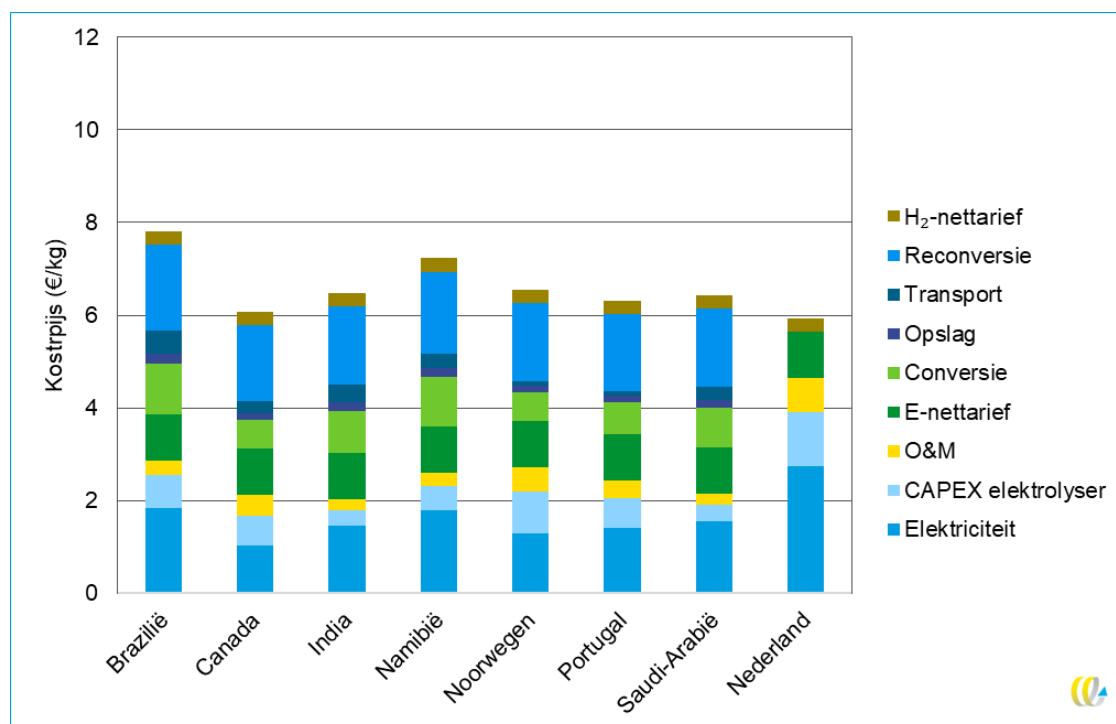
Exportland
Brazilië
Canada
India
Namibië
Noorwegen
Portugal
Saudi-Arabië

D Extra resultaten

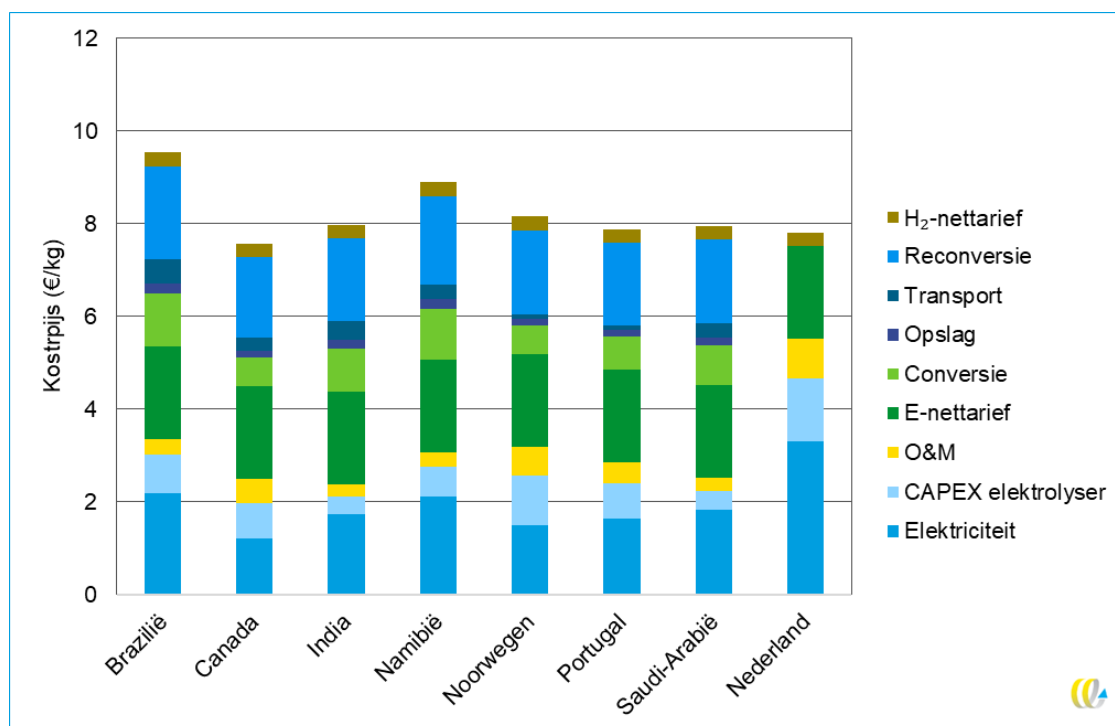
D.1 Groene waterstof

In de hoofdanalyse is een vergelijking gegeven van de kostprijs van groene waterstof voor alle landen op de shortlist in 2050 voor het scenario Gemiddeld, zoals hier nogmaals getoond in Figuur 22. Hierna tonen we ook de resultaten voor het scenario Langzaam (Figuur 23) en het scenario Snel (Figuur 24). Hieruit komt naar voren dat de verhouding in kostprijzen tussen landen vergelijkbaar is tussen scenario's, maar dat het algemeen kostprijsniveau flink kan veranderen afhankelijk van de mate van reductie van de CAPEX van de elektrolyser en van zon en wind over de tijd, en van het elektriciteitsnettarief.

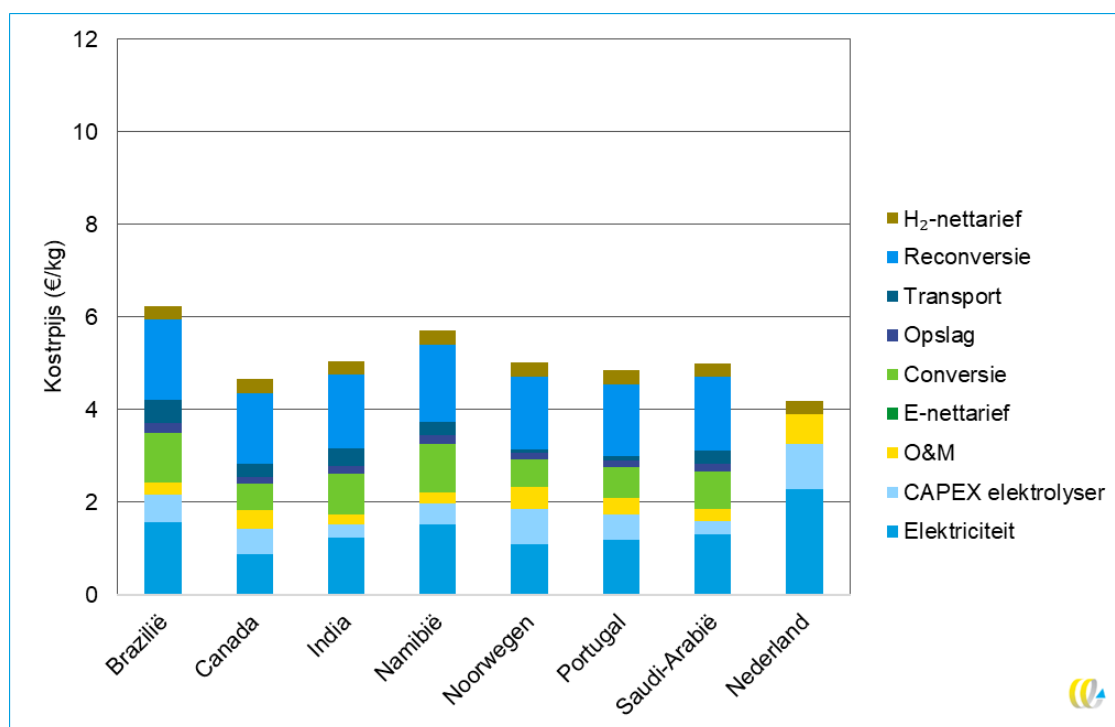
Figuur 22 - Kostprijzen van lokale en geïmporteerde groene waterstof in 2050, scenario Gemiddeld



Figuur 23 - Kostprijzen van lokale en geïmporteerde groene waterstof in 2050, scenario Langzaam



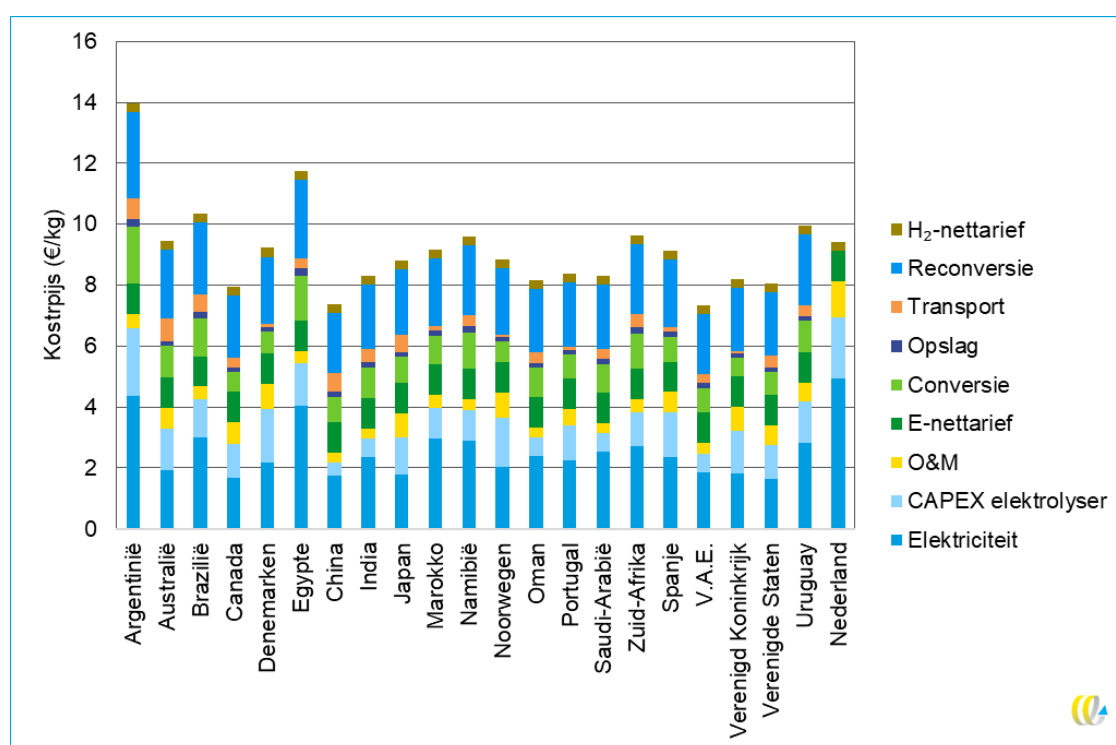
Figuur 24 - Kostprijzen van lokale en geïmporteerde groene waterstof in 2050, scenario Snel



Longlist van exportlanden

In Figuur 25 en Tabel 30 zijn de kostprijzen van groene waterstof voor alle landen op de longlist op een rij gezet, voor het scenario Gemiddeld in 2025. De resultaten voor 2050 staan in Figuur 26 en Tabel 31. Een opvallende uitkomst is hier dat Argentinië en Egypte een relatief hoge kostprijs hebben. Dit heeft te maken met de relatief hoge WACC die voor deze twee landen is ingeschat, van respectievelijk 18,2% en 15,2%, tegenover een gemiddelde WACC over de rest van de exportlanden van 5,6%. Uit deze bevinding valt op te maken dat de WACC een groot effect heeft op de hoogte van de kostprijzen.

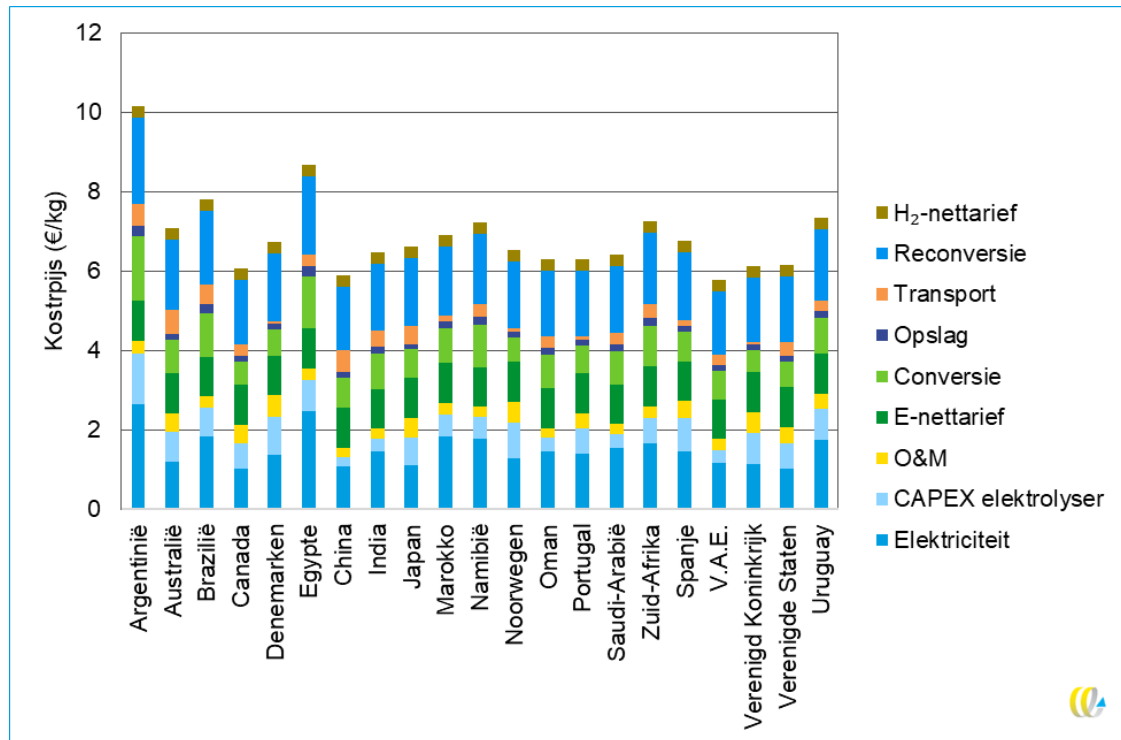
Figuur 25 – Kostprijzen van groene waterstof in 2025 voor alle landen op de longlist, scenario Gemiddeld



Tabel 30 - Kostprijzen van groene waterstof in 2025 voor alle landen op de longlist in €/kg, scenario Gemiddeld

Land	Elektriciteit	CAPEX elektrolyser	O&M	E-nettarief	Conversie	Opslag	Transport	Reconversie	H ₂ -nettarief	Totaal
Argentinië	4,4	2,3	0,5	1,0	1,8	0,3	0,7	2,8	0,3	14,0
Australië	1,9	1,3	0,7	1,0	1,0	0,2	0,8	2,3	0,3	9,5
Brazilië	3,0	1,3	0,4	1,0	1,2	0,2	0,6	2,4	0,3	10,4
Canada	1,7	1,1	0,7	1,0	0,7	0,1	0,3	2,1	0,3	7,9
Denemarken	2,2	1,7	0,8	1,0	0,7	0,2	0,1	2,2	0,3	9,2
Egypte	4,0	1,4	0,4	1,0	1,5	0,3	0,3	2,6	0,3	11,7
China	1,8	0,4	0,3	1,0	0,9	0,2	0,6	2,0	0,3	7,4
India	2,4	0,6	0,3	1,0	1,0	0,2	0,5	2,1	0,3	8,3
Japan	1,8	1,2	0,8	1,0	0,9	0,1	0,6	2,2	0,3	8,8
Marokko	3,0	1,0	0,4	1,0	1,0	0,2	0,2	2,2	0,3	9,2
Namibië	2,9	1,0	0,4	1,0	1,2	0,2	0,4	2,3	0,3	9,6
Noorwegen	2,0	1,6	0,8	1,0	0,7	0,1	0,1	2,2	0,3	8,8
Oman	2,4	0,6	0,3	1,0	1,0	0,2	0,3	2,1	0,3	8,2
Portugal	2,2	1,1	0,6	1,0	0,8	0,2	0,1	2,1	0,3	8,4
Saudi-Arabië	2,5	0,6	0,3	1,0	0,9	0,2	0,3	2,1	0,3	8,3
Zuid-Afrika	2,7	1,1	0,4	1,0	1,2	0,2	0,4	2,3	0,3	9,6
Spanje	2,4	1,5	0,7	1,0	0,8	0,2	0,2	2,2	0,3	9,1
Verenigde Arabische Emiraten	1,9	0,6	0,4	1,0	0,8	0,2	0,3	2,0	0,3	7,4
Verenigd Koninkrijk	1,8	1,4	0,8	1,0	0,6	0,1	0,1	2,1	0,3	8,2
Verenigde Staten	1,6	1,1	0,7	1,0	0,7	0,1	0,4	2,1	0,3	8,0
Uruguay	2,8	1,4	0,6	1,0	1,0	0,2	0,4	2,3	0,3	10,0
Nederland	4,9	2,0	1,2	1,0	-	-	-	-	0,3	9,4

Figuur 26 - Kostprijzen van groene waterstof in 2050 voor alle landen op de longlist, scenario Gemiddeld



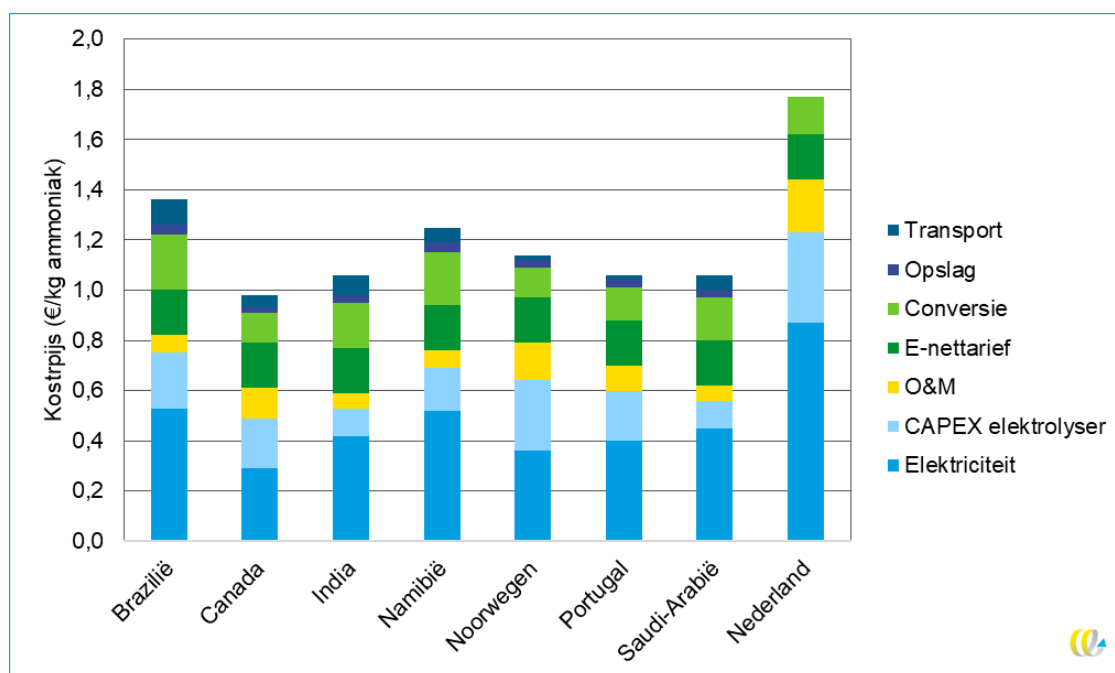
Tabel 31 - Kostprijzen van groene waterstof in 2050 voor alle landen op de longlist in €/kg, scenario Gemiddeld

Land	Elektriciteit	CAPEX elektrolyser	O&M	E-nettarief	Conversie	Opslag	Transport	Reconversie	H ₂ -nettarief	Totaal
Argentinië	2,7	1,3	0,3	1,0	1,6	0,3	0,6	2,2	0,3	10,2
Australië	1,2	0,8	0,5	1,0	0,9	0,2	0,6	1,8	0,3	7,1
Brazilië	1,8	0,7	0,3	1,0	1,1	0,2	0,5	1,9	0,3	7,8
Canada	1,0	0,6	0,5	1,0	0,6	0,1	0,3	1,6	0,3	6,1
Denemarken	1,4	1,0	0,5	1,0	0,7	0,2	0,1	1,7	0,3	6,8
Egypte	2,5	0,8	0,3	1,0	1,3	0,3	0,3	2,0	0,3	8,7
China	1,1	0,2	0,2	1,0	0,8	0,2	0,5	1,6	0,3	5,9
India	1,5	0,3	0,2	1,0	0,9	0,2	0,4	1,7	0,3	6,5
Japan	1,1	0,7	0,5	1,0	0,7	0,1	0,5	1,7	0,3	6,6
Marokko	1,8	0,6	0,3	1,0	0,9	0,2	0,1	1,7	0,3	6,9
Namibië	1,8	0,5	0,3	1,0	1,1	0,2	0,3	1,8	0,3	7,2
Noorwegen	1,3	0,9	0,5	1,0	0,6	0,1	0,1	1,7	0,3	6,5
Oman	1,5	0,3	0,3	1,0	0,9	0,2	0,3	1,7	0,3	6,3
Portugal	1,4	0,6	0,4	1,0	0,7	0,2	0,1	1,7	0,3	6,3
Saudi-Arabië	1,6	0,4	0,3	1,0	0,8	0,2	0,3	1,7	0,3	6,4
Zuid-Afrika	1,7	0,6	0,3	1,0	1,0	0,2	0,4	1,8	0,3	7,3
Spanje	1,5	0,8	0,4	1,0	0,7	0,2	0,1	1,7	0,3	6,8
V.A.E.	1,2	0,3	0,3	1,0	0,7	0,2	0,3	1,6	0,3	5,8
Verenigd Koninkrijk	1,1	0,8	0,5	1,0	0,6	0,1	0,1	1,6	0,3	6,1
Verenigde Staten	1,0	0,6	0,4	1,0	0,7	0,1	0,4	1,6	0,3	6,2
Uruguay	1,8	0,8	0,4	1,0	0,9	0,2	0,3	1,8	0,3	7,4
Nederland	2,8	1,2	0,7	1,0					0,3	5,9

D.2 Ammoniak

Het merendeel van de huidige internationale groenewaterstofprojecten beogen de waterstof in de vorm van ammoniak te exporteren. In Tabel 27 wordt de kostprijs van geïmporteerde groene ammoniak uit de verschillende exportlanden op de shortlist vergeleken met elkaar en met groene ammoniakproductie in Nederland, voor het scenario Gemiddeld in 2025. Opvallend is dat lokale groene ammoniak een stuk duurder is dan geïmporteerde groene ammoniak, terwijl in de hoofdanalyse de kostprijzen van lokale groene waterstof en geïmporteerde groene waterstof dicht bij elkaar liggen. Dit heeft te maken met het feit dat hier geen reconversie van ammoniak naar waterstof nodig is bij de importroutes, omdat ammoniak de gevraagde commodity is. Hetzelfde geldt overigens voor de directe inzet van methanol en methaan.

Figuur 27 – Kostprijzen van lokale en geïmporteerde groene ammoniak in 2025, scenario Gemiddeld



E Relevant beleid automotive sector

Er geldt op Europees niveau al veel verduurzamend beleid die van invloed is op de automotive sector. Deze bijlage schetst enkele voorbeelden van relevant beleid in de context van duurzaam staal, de automotive industrie óf beide.

Wetgeving	Toelichting
EU ETS	Sinds 2005 geldt het EU ETS. Hierdoor moeten vervuilende bedrijven betalen voor het recht om CO ₂ -emissies uit te stoten, een alternatief is inzetten op reductie via schone innovaties. Vanaf 2040 zijn er (als de huidige reductiecurve wordt doorgetrokken) geen ETS-rechten meer.
CBAM (toekomstig)	De Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) is een Europese verordening die ervoor zorgt dat er een 'koolstofcorrectie' plaatsvindt voor de productie van producten buiten de EU. Zo worden CO ₂ -emissies als gevolg van productie buiten de EU op gelijke wijze belast als de CO ₂ -emissies die vrijkomen bij EU ETS gereguleerde bedrijven. In eerste instantie gaat het om correctie voor de import van cement, ijzer en staal, aluminium, kunstmest, elektriciteit en waterstof uit non-EU-landen. De CBAM is ingevoerd ter ondersteuning van het EU ETS en om de concurrentiepositie van Europese producenten te ondersteunen. De CBAM bevindt zich momenteel in de transitiefase, in 2026 wordt deze actief.
CO₂ emission performance standards for cars and vans	Een Europese verordening waarbij autoproducenten bij de productie van nieuwe auto's en busjes moeten voldoen aan specifieke CO ₂ -emissietargets (gram CO ₂ /km). De CO ₂ -emissietargets worden steeds strenger, met als einddoel een CO ₂ -reductie van 100% in 2035. Dit houdt in dat auto's met een fossiele verbrandingsmotor na 2035 niet meer verkocht worden. In de periode van 2025-2029 kunnen autoproducenten gebruik maken van een creditsysteem, gebaseerd op het aandeel zero- of low emission vehicles (ZLEV), om hun CO ₂ -targets te verhogen. ⁵⁸
Car labelling Directive	Een Europese richtlijn waarbij autoproducenten, via labels op nieuwe auto's, consumenten voorzien van relevante informatie over de brandstofzuinigheid van de auto (en dus indirect over CO ₂ -emissies).

⁵⁸ Er is een vergelijkbare wetgeving actief voor zware voertuigen, zoals vrachtwagens en bussen. We bespreken deze wetgeving echter niet, gezien deze niet van toepassing is op autoproducenten.

Wetgeving	Toelichting
RED III Directive	De REDIII (Renewable Energy Directive III) richt zich op het versnellen van de energietransitie. Zo wordt er een bindend doel gesteld dat ten minste 42,5% van de Europese energiemix hernieuwbaar is in 2030 (European Commission, n.d.). Een onderdeel van deze Directive is Artikel 22a, welke een (lidstaat)verplichting voor de inzet van Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) bevat. Dit zijn vloeibare en gasvormige brandstoffen, waarvan de energie-inhoud is afgeleid van andere hernieuwbare bronnen dan biomassa (CE Delft & TNO, 2023).
Ecodesign for Sustainable Products Regulation (ESPR)	Sinds 2024 geldt de Ecodesign for Sustainable Products Regulation (ESPR), die zich richt op het verbeteren van de duurzaamheid van de producten op de Europese markt. Belangrijke onderdelen zijn (CE Delft, 2025d): • eisen voor productontwerpen (bijv. repareerbaar, recyclebaar); • duurzaamheidseisen (bijv. grondstofverbruik, energieverbruik); • circulariteit (bijv. ontwerp voor tweede leven, modulair); • beschikbaarheid van reserve-onderdelen; • informatie en transparantie over duurzaamheid op producten. In het werkplan ESPR 2025-2030 zijn onder andere staal en ijzer opgenomen als 'priority products' gezien de circulaire potentie (European Commission, 2025f)
End-of-life vehicle Directive and proposal	De end-of-life vehicle verordening zet targets voor het hergebruiken en recyclen van auto's aan het einde van hun levensduur. Recentelijk zijn er voorstellen gedaan om de wetgeving aan te passen in het kader van het Circulaire actieplan. Het gaat hierbij bijvoorbeeld om het verantwoordelijk maken van producenten voor de producten aan het einde van de levensduur, het beleid rondom circulair design aanscherpen en het stellen van een verplicht aandeel van 25% aan gerecycled plastic in de productie van nieuwe auto's.
Critical Raw Materials Act (CRMA)	Als onderdeel van The Green Deal Industrial Plan is de Critical Raw Materials Act (CRMA) in 2024 ingevoerd. Met deze verordening wil Europa een duurzame voorziening van kritieke grondstoffen waarborgen. Een van de onderdelen richt zich op het recyclen van kritische grondstoffen, zoals kobalt, aluminium, lithium en magnesium. Auto-onderdelen, zoals de batterij van elektrische voertuigen, bevatten ook dergelijke kritische grondstoffen. De CRMA stelt in 2030 de volgende benchmarks voor kritieke grondstoffen (European Commission, 2025d): • >10% van de grondstofwinning vindt in de EU plaats; • >40% van de verwerking vindt in de EU plaats; • >25% van de Europese consumptie komt uit recycling; • <65% van de grondstoflevering komt uit één derde land.
Clean Industrial Deal (proposal)	De Clean Industrial Deal is vanuit de Europese Commissie opgezet om zowel de Europese concurrentiepositie als de decarbonisatie te stimuleren. Het plan richt zich met name op de energie-intensieve industrieën (zoals staal, chemie) en de clean-tech sector (zoals, wind en zon). Onder de Clean Industrial Deal valt de Industrial Decarbonisation Accelerator Act, welke zich onder andere richt op het creëren van vraag naar duurzame producten, waaronder staal (European Commission, 2025b).
New Batteries Regulation	De New Batteries Regulation is sinds 2023 actief en heeft onder andere betrekking op de batterijen die gebruikt worden in elektrische personenauto's. De verordening richt zich onder andere op het verduurzamen van batterijen door de gehele levenscyclus (European Commission, 2025a).

