



Kansen voor waterstof in de Limburgse industrie

Haalbaarheidsstudie



Committed to the Environment

Kansen voor waterstof in de Limburgse industrie

Haalbaarheidsstudie

Dit rapport is geschreven door:

Sjoerd van der Niet, Joram Dehens, Diederik Jaspers, Reinier van der Veen

Delft, CE Delft, augustus 2021

Publicatienummer: 21.210117.115

Industrie / Provincies / Waterstof / Elektriciteit / Energievoorziening / Infrastructuur / Elektrificatie

Opdrachtgever: Provincie Limburg

Uw kenmerk: 158878

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider [Sjoerd van der Niet](#) (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 meer dan 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

| | | |
|---|--|----|
| | Summary | 4 |
| | Samenvatting | 7 |
| 1 | Inleiding | 10 |
| | 1.1 Welke rol kan waterstof als energiedrager spelen in de verduurzaming van de Limburgse industrie? | 10 |
| | 1.2 Scope van het onderzoek | 10 |
| | 1.3 Opzet van het onderzoek | 11 |
| | 1.4 Overzicht LEA-bedrijven | 12 |
| 2 | Beschikbaarheid van waterstof | 13 |
| | 2.1 Aanbod van waterstof | 13 |
| | 2.2 Vraag naar waterstof | 14 |
| | 2.3 Prijsontwikkeling | 16 |
| | 2.4 Kantelpunten en beleidsruimte | 18 |
| 3 | Waterstoftransport | 20 |
| | 3.1 Nationale en internationale infrastructuur | 20 |
| | 3.2 Routes door Limburg | 21 |
| | 3.3 Aansluiten op de waterstofbackbone | 23 |
| | 3.4 Aanvoer per schip of over de weg | 23 |
| 4 | Kansen bij LEA-bedrijven | 25 |
| | 4.1 Overzicht waterstoftoepassingen | 25 |
| | 4.2 Aluminium | 26 |
| | 4.3 Assemblage (printers) | 27 |
| | 4.4 Automotive | 27 |
| | 4.5 Glas | 29 |
| | 4.6 Mineralen | 30 |
| | 4.7 Papier en houtverwerking | 31 |
| | 4.8 Steen en keramiek | 32 |
| | 4.9 Overzicht bevindingen | 33 |
| 5 | Conclusies en aanbevelingen | 36 |
| | 5.1 Beschikbaarheid van waterstof | 36 |
| | 5.2 Waterstoftransport | 36 |
| | 5.3 Kansen voor waterstoftoepassing bij LEA-bedrijven | 37 |
| A | Literatuur | 38 |
| B | Interviews en medewerking | 41 |



| | | |
|---|--|----|
| C | Tabellen | 42 |
| | C.1 Aanbod van waterstof | 42 |
| | C.2 Vraag naar waterstof | 43 |
| | C.3 Prijsontwikkeling | 44 |
| | C.4 Parameters economische analyses | 45 |
| D | Klimaatneutrale energiescenario's 2050 | 47 |



Summary

Reason and Question

The Limburg industry will need to make a number of decisions in order to become more sustainable. Electrification and the use of hydrogen are two important options along the way to becoming climate-neutral. The Province of Limburg and the LEA companies have recognised the potential role that hydrogen can play, not only as a raw material but also as an energy carrier. However, there is still considerable uncertainty about this, while at the same time, companies have to make long-term investments and want to make well-considered decisions.

For this reason, the Province of Limburg commissioned a study into what role hydrogen can play as an energy carrier to make electricity and heat consumption in the Limburg industry more sustainable. CE Delft has identified the opportunities on the basis of technical feasibility and economic viability for the LEA companies. We also describe how the hydrogen will become available: when and at what price, and using which infrastructure.

Opportunities with LEA companies

An analysis of the sustainability options for most LEA companies was carried out, whereby the technical feasibility and economic viability were examined.

From a technical point of view, the use of hydrogen is probably possible everywhere, but R&D is required. Since in the past there was no economic justification, the use of hydrogen is still relatively uncharted territory. The combustion of hydrogen is not complicated in itself, but there are questions about the design and settings of the furnaces and the effect on the product, among other things.

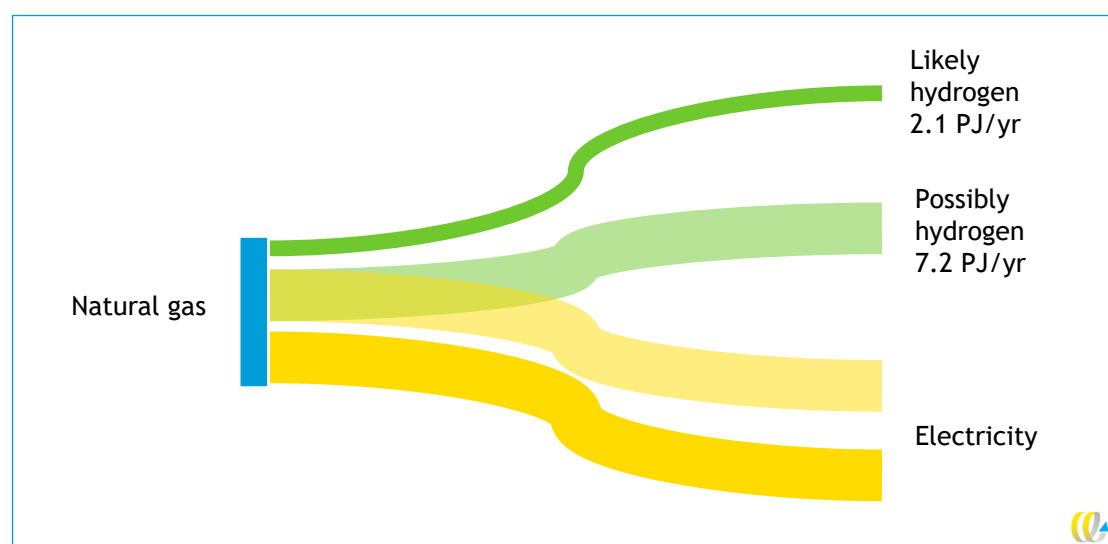
Economically, the use of hydrogen is especially opportune at high temperatures and after 2030. In Limburg, this mainly concerns aluminium, glass, stone and ceramics. Electrification is more favourable at medium and low temperature levels. The results are somewhat uncertain, given the variability of the price parameters (natural gas, emissions, electricity and hydrogen). Biogas or green gas may also be a good option in some cases, assuming it is available and free of emission quotas. Issues to consider with electrification include the grid connection and associated investment costs, and the increasing fluctuations in electricity prices.

The total volume of hydrogen demand that may arise from the LEA companies is likely to be 2.1 PJ per year, with a maximum of 9.3 PJ per year. These figures do not include Chemelot. In the CES, Chemelot's hydrogen demand is estimated at 200 to 240 ktons per year (28 to 34 PJ) for 2030, and at 250 to 320 ktons per year (35 to 45 PJ) for 2050.

- Encourage R&D into hydrogen applications with LEA.
- We recommend that the analyses of technical feasibility and economic viability be updated every two years and to determine whether this warrants additional action at LEA level to make hydrogen available in time to the companies concerned.



| Sector | Application | Technical feasibility | Economic viability |
|---------------------------|--|---|---|
| Aluminium | – Hydrogen furnaces for HT melting, casting and homogenising | – Likely – R&D required | – Melting and casting furnaces: possible – Homogenisation: possible – Equal opportunities for electrification and to combine hydrogen with electrification – Not before 2030 |
| Assembly | – Hydrogen boilers – for LT | – Very likely | – Very unlikely – Electrification cheaper |
| Automotive | – Hydrogen boilers for LT – Hydrogen burners for air heating – Hydrogen furnaces for MT drying | – Very likely – R&D required | – Boilers and heaters: unlikely – Furnaces: possible – Not before 2030 |
| Glass | – Hydrogen furnaces for HT glass melting | – Likely – R&D required – Constant production essential; hybrid provides greater security | – Likely – Not before 2030 – Possibly cheaper than electrification – Oxygen combustion first step |
| Minerals | – Hydrogen boilers or burners for MT drying | – Very likely | – Unlikely – Electrification first option |
| Paper and wood processing | – Hydrogen CHP, boilers or burners for MT drying | – Very likely | – Unlikely – Electrification first option |
| Stone and ceramics | – Hydrogen ovens for HT baking – Hydrogen burners for MT drying | – Likely – R&D required, especially regarding colouring of the product | – Likely – Not before 2030 – Cheaper than electrification |



Availability of hydrogen

Will hydrogen become available? It is expected that an international hydrogen market will emerge. There are various scenarios for the Dutch position: with more or less imports, more or less domestic production linked to offshore wind, and more or less transport to countries such as Germany. Green hydrogen is expected to emerge around 2030, but before then, blue hydrogen can already play an important role.

Prices are very uncertain, but a price range around €3.50 per kg in 2030 to around €2 per kg in 2050 is expected for hydrogen. The price of green hydrogen will be correlated to the price of electricity, but not on a one-to-one basis. Green hydrogen will mainly be produced during low electricity tariffs, and will therefore not be linked to the average electricity price.

Government policy can bring forward the tipping point for using hydrogen as an energy source. When the price of natural gas plus emissions rises and the price of hydrogen falls, a tipping point will be reached. At € 0.23 cents per m³ for natural gas and € 2 per kg for hydrogen, the tipping point would be around € 140 per tonne of emission rights or CO₂ tax. This tipping point will not occur before 2030 insofar as prices can be forecast.

- Encourage government policy (technology-neutral) that promotes the transition to sustainable technologies and reduces the uncertainty in which companies must make their investment decisions.

Hydrogen transport

How will the hydrogen become available? A national hydrogen backbone and the Delta corridor are being developed. The backbone will connect the five Dutch industry clusters, including Chemelot, with production or import locations and should come into operation between 2025 and 2030. The Delta Corridor provides additional pipelines to facilitate hydrogen transport from Rotterdam to Chemelot and North Rhine-Westphalia, among other things.

The hydrogen backbone has two alternative routes towards Chemelot:

A route along Venray and Venlo (more or less parallel to the N277) and a route along Weert and Maasbracht (more or less parallel to the A2). The backbone will provide sufficient capacity, both for the hydrogen demand from Chemelot and the potential hydrogen demand from other LEA companies.

- The route along the N277 has the greatest potential for Limburg companies to connect to it. We recommend developing the hydrogen backbone along this route.
- The final connections to the hydrogen infrastructure require attention. These must be worked out on a case-by-case basis. There will be opportunities to convert pipes in the regional transport network to hydrogen. We recommend addressing this within a LEA context and to see where they can work together in relation to Gasunie and the Delta Corridor. Together, we can make a stronger case. This applies to Maastricht, for example.

Samenvatting

Aanleiding en vraagstelling

In de opgave van verduurzaming zal de Limburgse industrie keuzes moeten maken. Elektrificatie en waterstof vormen twee belangrijke opties om klimaatneutraal te worden. Provincie Limburg en de LEA-bedrijven zien de potentiële rol die waterstof kan gaan spelen, niet alleen als grondstof maar ook als energiedrager. Tegelijk is hier grote onzekerheid over, terwijl bedrijven meerjarige investeringen moeten doen en weloverwogen keuzes willen maken.

Daarom heeft de provincie Limburg onderzoek laten doen: welke rol kan waterstof als energiedrager spelen in de verduurzaming van het elektriciteits- en warmtegebruik in de Limburgse industrie? CE Delft heeft de kansen in kaart gebracht op basis van technische haalbaarheid en economische levensvatbaarheid bij de LEA-bedrijven. Daarbij geven we aan hoe die waterstof beschikbaar komt: wanneer en tegen welke prijs, en met welke infrastructuur.

Kansen bij LEA-bedrijven

Van de meeste LEA-bedrijven is een analyse gemaakt van de verduurzamingsopties, waarbij de technische haalbaarheid en de economische levensvatbaarheid zijn onderzocht.

Technisch is de inzet van waterstof waarschijnlijk overal mogelijk, maar R&D is gevraagd. Omdat er economisch geen reden toe was, is de inzet van waterstof nog relatief onbekend terrein. Verbranding van waterstof is op zichzelf niet ingewikkeld, maar brengt vragen met zich mee over onder meer vormgeving en instellingen van ovens en uitwerking op het product.

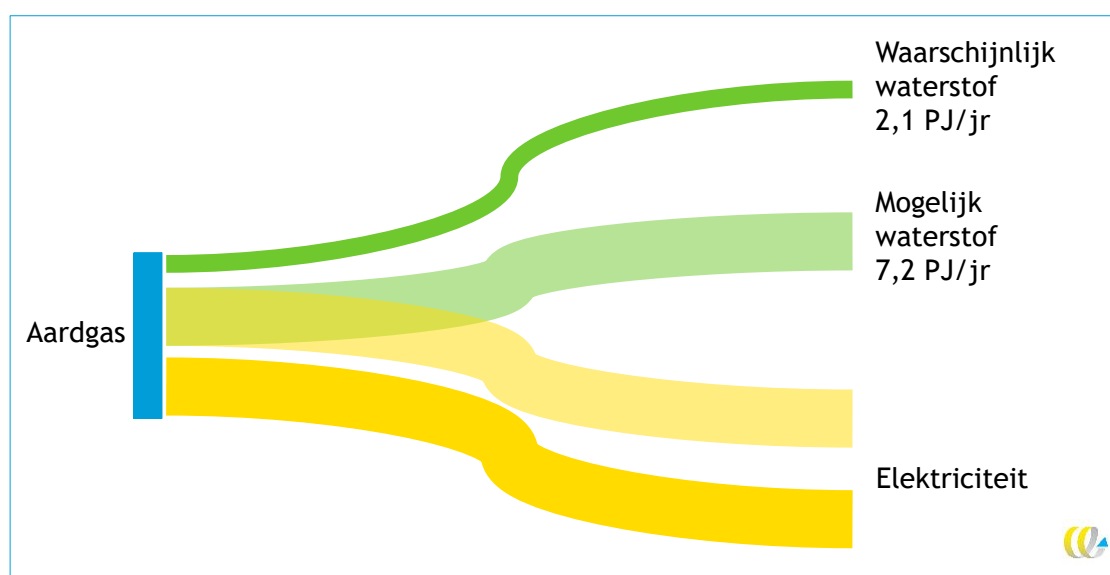
Economisch is de inzet van waterstof vooral opportuun bij hoge temperaturen en na 2030. In Limburg gaat het dan met name om aluminium, glas, en steen en keramiek. Elektrificatie is gunstiger bij middelhoge- en lagetemperatuurniveaus. Resultaten zijn wel onzeker, gezien de onzekerheid in de prijsparameters (aardgas, emissies, elektriciteit en waterstof). In sommige gevallen kan biogas of groengas ook een goede optie zijn, aangenomen dat dit beschikbaar is en vrij van emissierechten. Aandachtspunten bij elektrificatie zijn de netaansluiting en bijbehorende investeringskosten, en de groeiende fluctuaties in de elektriciteitsprijzen.

Het totale volume aan waterstofvraag wat kan ontstaan vanuit de LEA-bedrijven bedraagt waarschijnlijk 2,1 PJ per jaar, met een maximum van 9,3 PJ per jaar. Dit is exclusief Chemelot. In de CES is de waterstofbehoefte van Chemelot ingeschat op 200 tot 240 kton per jaar (28 tot 34 PJ) voor 2030, en op 250 tot 320 kton per jaar (35 tot 45 PJ) voor 2050.

- Stimuleer met LEA de R&D naar waterstoftoepassingen.
- We adviseren om de analyses van technische haalbaarheid en economische levensvatbaarheid tweejaarlijks te updaten en na te gaan of dat aanleiding geeft om in LEA-verband extra actie te ondernemen om waterstof tijdig beschikbaar te maken voor de betreffende bedrijven.



| Sector | Toepassing | Technische haalbaarheid | Economische levensvatbaarheid |
|--------------------------|--|---|--|
| Aluminium | – Waterstofovens voor HT t.b.v. smelten, gieten en homogeniseren | – Waarschijnlijk – R&D nodig | – Smelt- en gietovens: mogelijk – Homogenisering: mogelijk – Gelijke kansen voor elektrificatie en combinatie waterstof met elektrificatie – Niet voor 2030 |
| Assemblage | – Waterstofboilers voor LT | – Zeer waarschijnlijk | – Zeer onwaarschijnlijk – Elektrificatie goedkoper |
| Automotive | – Waterstofboilers voor LT – Waterstofbranders voor luchtverwarming – Waterstofovens voor MT t.b.v. drogen | – Zeer waarschijnlijk – R&D nodig | – Boilers en verwarmers: onwaarschijnlijk – Ovens: mogelijk – Niet voor 2030 |
| Glas | – Waterstofovens voor HT t.b.v. glassmelten | – Waarschijnlijk – R&D nodig – Constante productie essentieel; hybride biedt meer zekerheid | – Waarschijnlijk – Niet voor 2030 – Mogelijk goedkoper dan elektrificatie – Zuurstofverbranding eerste stap |
| Mineralen | – Waterstofboilers of -branders voor MT t.b.v. drogen | – Zeer waarschijnlijk | – Onwaarschijnlijk – Elektrificatie eerste optie |
| Papier en houtverwerking | – Waterstof-wkk's, -boilers of -branders voor MT t.b.v. drogen | – Zeer waarschijnlijk | – Onwaarschijnlijk – Elektrificatie eerste optie |
| Steen en keramiek | – Waterstofovens voor HT t.b.v. bakken – Waterstofbranders voor MT t.b.v. drogen | – Waarschijnlijk – R&D nodig, zeker wat betreft kleuring van het product | – Waarschijnlijk – Niet voor 2030 – Goedkoper dan elektrificatie |



Beschikbaarheid van waterstof

Komt die waterstof beschikbaar? De verwachting is dat er een internationale waterstofmarkt gaat ontstaan. Er zijn verschillende scenario's voor de Nederlandse positie: met meer of minder import, meer of minder eigen productie gekoppeld aan wind op zee, en meer of minder doorvoer naar onder meer Duitsland. Groene waterstof zal opkomen rond 2030, vooruitlopend daarop kan blauwe waterstof een belangrijke rol vervullen.

Prijzen zijn erg onzeker, maar voor waterstof is een prijsrange rond € 3,50 per kg in 2030 tot circa € 2 per kg in 2050 voorzien. De prijs van groene waterstof zal zijn gerelateerd aan de elektriciteitsprijs, maar niet één op één. Groene waterstof zal voornamelijk geproduceerd worden bij lage elektriciteitsprijzen, en dus niet gekoppeld zijn aan de gemiddelde elektriciteitsprijs.

Met overheidsbeleid is het omslagpunt voor energetische inzet van waterstof naar voren te halen. Wanneer de prijs van aardgas plus emissies stijgt en de prijs van waterstof daalt, komt er een omslagpunt. Bij € 0,23 cent per m³ voor aardgas en € 2 per kg voor waterstof, zou het omslagpunt liggen bij circa € 140 per ton aan emissierechten of CO₂-heffing. Voor zover prijzen te prognosticeren zijn, komt dit omslagpunt niet vóór 2030.

- **Stimuleer overheidsbeleid (techniekneutraal) dat de transitie naar duurzame technieken bevordert en de onzekerheid verkleint waarbinnen bedrijven hun investeringsbeslissingen moeten maken.**

Waterstoftransport

Hoe komt die waterstof dan beschikbaar? Er wordt gewerkt aan een nationale waterstofbackbone en aan de Deltacorridor. De backbone zal de vijf Nederlandse industrieclusters, waaronder Chemelot, verbinden met productie- of importlocaties en komt operationeel tussen 2025 en 2030. De Deltacorridor voorziet aanvullende buisleidingen om onder meer waterstoftransport van Rotterdam naar Chemelot en Noordrijn-Westfalen te faciliteren.

Bij de waterstofbackbone vigeren twee alternatieve tracés richting Chemelot:

Een route langs Venray en Venlo (min of meer parallel aan de N277) en een route langs Weert en Maasbracht (min of meer parallel aan de A2). De backbone zal voldoende capaciteit bieden, zowel voor waterstofvraag van Chemelot als eventuele waterstofvraag van overige LEA-bedrijven.

- **De route langs de N277 biedt de meeste kansen voor Limburgse bedrijven om erop aan te sluiten. We adviseren om in te zetten op de waterstofbackbone over dit tracé.**
- **De uiteindelijke aansluitingen op de waterstofinfrastructuur vormen een aandachtspunt. Dit moet per case uitgewerkt worden. Er komen mogelijkheden om buizen in het RTL op waterstof om te zetten. We raden aan om dit binnen LEA-verband op te pakken en te kijken waar men samen op kan trekken richting Gasunie en de Deltacorridor. Gezamenlijk is er een sterkere case te maken. Dit geldt bijvoorbeeld voor Maastricht.**



1 Inleiding

1.1 Welke rol kan waterstof als energiedrager spelen in de verduurzaming van de Limburgse industrie?

Waterstof is een veelgebruikte grondstof in de industrie. De laatste tijd wordt het ook steeds meer gezien als een energiedrager met potentie voor de verduurzaming van verschillende economische sectoren, zeker op de lange termijn. Ook de provincie Limburg ziet de potentiële rol die waterstof kan gaan spelen. Om dit potentieel te benutten is een van de speerpunten van het Limburgs beleid omtrent waterstof om nu onderzoek en innovatie te stimuleren. Dit onderzoek vormt daar een stap in. De vraag die de provincie Limburg heeft gesteld, is: welke rol kan waterstof als energiedrager spelen in de verduurzaming van het elektriciteits- en warmtegebruik in de Limburgse industrie?

Er is nu nog veel onzekerheid over de mogelijke rol van waterstof in de industrie, terwijl bedrijven die grote, meerjarige investeringen moeten doen weloverwogen keuzes willen kunnen maken. Om inzicht te krijgen in de potentie van waterstof dient een aantal aspecten onderzocht te worden:

- de ontwikkeling van de **beschikbaarheid** van waterstof in Nederland;
- de ontwikkeling van de **infrastructuur** voor waterstoftransport naar Limburg;
- de kansen voor **vraag** naar waterstof in de Limburgse industrie, opgebouwd uit de **technische haalbaarheid** en **financieel-economische case**.

1.2 Scope van het onderzoek

Dit onderzoek is gericht op de Limburgse bedrijven die zijn aangesloten bij het Limburgs Energie Akkoord (**LEA**). De focus ligt niet zozeer op Chemelot, maar op de overige bedrijven. Chemelot vormt een van de vijf grote industrieclusters van Nederland, en hiervoor is reeds de CES opgesteld (Cluster Energie Strategie). De vraag is welke waterstoftoepassingen kansrijk zijn voor de andere industrie, wellicht in het kielzog van de ontwikkelingen omtrent waterstof voor Chemelot.

Daarmee komt de focus vooral op **energetische waterstoftoepassingen**, meer dan op toepassing als grondstof. Waterstof is een belangrijke grondstof voor de chemie, en daarmee voor Chemelot, terwijl in andere sectoren waterstof als grondstof geen of een beperkte factor is.

Wanneer bedrijven de afweging maken om in waterstoftoepassingen te investeren, dan zullen ze de kosten en baten daarvan afzetten tegen die van **alternatieven**. Op korte termijn gaat het dan vooral om energiebesparende maatregelen, op langere termijn zijn er in de industrie grofweg drie routes naar klimaatneutrale productie: fossiele brandstoffen met CCS, elektrificatie en waterstof. De eerste twee opties zijn niet het onderwerp van dit onderzoek, maar de opties voor waterstof plaatsen we, op basis van bestaande expertise, wel naast de alternatieven.

Ten slotte, het onderzoek is gericht op waterstoftoepassing op korte en op lange termijn, of preciezer: in **2030 en 2050**.



Grijze, blauwe en groene waterstof

Waterstof (H₂) wordt nu veelal gemaakt uit aardgas (grotendeels methaan, CH₄). Hierbij komt kooldioxide (CO₂) vrij. Vanwege de fossiele bron wordt dit grijze waterstof genoemd.

Wanneer de CO₂ daarbij wordt opgevangen en opgeslagen, dan spreekt men van blauwe waterstof.

Waterstof is ook te produceren op andere manieren, zonder uitstoot van broeikasgassen. De belangrijkste is productie met elektrolyse, uit water (H₂O) en elektriciteit. Als de elektriciteit van hernieuwbare bronnen komt, bijvoorbeeld zon-pv of windmolens, en daar dus ook geen emissies bij zijn vrijgekomen, dan heet de waterstof groen.

De energetische toepassing van waterstof zou een duurzame invulling geven aan wat nu vooral gedaan wordt door aardgas te stoken. We richten ons in dit onderzoek daarom op via een waterstofnet aan te leveren blauwe of groene waterstof. Eventuele bijmenging van waterstof in het aardgasnet valt buiten scope van dit onderzoek.

1.3 Opzet van het onderzoek

Het onderzoek heeft vier belangrijke bronnen als basis:

- **Enquête onder de LEA-bedrijven:** we hebben een enquête gehouden onder de LEA-bedrijven over de huidige bedrijfsvoering, bestaande verduurzamingsplannen (projectenportfolio) en hun huidige visie op inzet van waterstof in verhouding tot aardgas en elektrificatie.
- **Interviews:** naar aanleiding van de enquête hebben we aanvullende interviews gedaan met de LEA-bedrijven. Daarnaast hebben we gesproken met Gasunie over de infrastructuur.
- **Literatuur over vraag, aanbod en prijsvorming van waterstof.**
- **Literatuur over de technische haalbaarheid en economische gegevens van waterstoftoepassingen:** de MIDDEN-database van PBL&TNO, (2021) vormt hierin de centrale component.

Voor de economische analyse zijn businesscases op hoofdlijnen gemaakt.

Deze zijn opgebouwd uit:

- **Investeringskosten**, omgerekend naar jaarlijkse kosten met economische levensduur van de installatie en een WACC van 8,5%.
- **Brandstof- en elektriciteitskosten**, inclusief ODE- en Energiebelasting.
- Kosten aan **emissierechten of CO₂-heffing**.
- Kosten aan **onderhoud en beheer**.
- **Netkosten** voor de gas- en elektriciteitsaansluiting.

We geven drie kanttekeningen bij de economische analyses. Ten eerste, de businesscases bevatten parameters waarover nog grote onzekerheden bestaan, zoals de investeringskosten, en prijzen voor waterstof, aardgas, CO₂ en elektriciteit. Ten tweede, sommige technieken zijn nog niet op de markt, zodat we aannames hebben moeten doen, met name voor de investeringskosten. Ten slotte, merk op dat de businesscases niet de hele bedrijfsvoering representeren - bijvoorbeeld grondstofprijzen ontbreken en niet alle processen zijn opgenomen -, maar focussen op de facetten die relevant zijn in de vergelijking tussen toepassing van aardgas, waterstof en elektrificatie. Dit betekent dat wat een significant verschil is in deze businesscases, voor de bedrijfsvoering als geheel een factor van beperkt belang kan zijn.

1.4 Overzicht LEA-bedrijven

Tabel 1 - LEA-bedrijven

| Naam | Locatie | Omschrijving |
|---------------------------|----------------|--|
| Canon Production Printing | Venlo | Assemblage van printers (voorheen Océ) |
| Chemelot | Sittard-Geleen | Chemie (cluster van bedrijven, voorheen DSM) |
| E-MAX | Kerkrade | Aluminium recycling en legeringen |
| Fitesa | Kerkrade | Nonwovens, fibers en stoffen uit polymeren, voor hygiëneproducten, medisch of industrieel gebruik (voorheen Tredegar) |
| KNB | (verspreid) | Steenfabrieken, o.a. bakstenen, dakpannen, tegels. Het gaat om 12 locaties van verschillende bedrijven, met name Bylandt, Engels Helden, Klinkers, Linssen, Monier, Sint Joris, Vandersanden en Wienerberger. Ze worden in LEA vertegenwoordigd door branchevereniging KNB. |
| MOSA | Maastricht | Keramiek (tevens lid van KNB) |
| O-I Netherlands | Maastricht | Glas voor verpakkingen |
| Rockwool | Roermond | Steenwol isolatiematerialen |
| Sappi | Maastricht | Papier |
| Sibelco | Maastricht | Mineralen (ook locaties in Wessem en Heerlen) |
| Smurfit Kappa | Roermond | Papier |
| Trespa | Weert | Gevelpanelen uit houtvezels |
| VDL Nedcar | Born | Automotive |
| WEPA | Swalmen | Papier |

Zoals aangegeven valt Chemelot buiten scope. Voor Chemelot is immers de CES opgesteld, waarin aandacht is besteed aan de mogelijke ontwikkeling van waterstofvraag.

Rockwool en Fitesa hebben niet deelgenomen aan de enquête en zijn niet opgenomen in de analyse van technische haalbaarheid en economische levensvatbaarheid van eventuele waterstoftoepassingen.

Met de overige bedrijven is de gehele analyse doorlopen en voor de betreffende sectoren zijn in dit rapport de resultaten gepresenteerd.

2 Beschikbaarheid van waterstof

Wanneer komt er waterstof beschikbaar op de markt? En tegen welke prijs? In dit hoofdstuk gaan we in op de verwachte ontwikkelingen rondom aanbod, vraag en prijsvorming. We besluiten met een reflectie op kantelpunten en de beleidsruimte om de omslag te bevorderen.

2.1 Aanbod van waterstof

Waterstof kan op verschillende manieren geproduceerd worden en beschikbaar komen. We maken onderscheid langs drie dimensies. De eerste is de techniek: elektrolyse (groene waterstof), productie uit aardgas (grijs) eventueel met CCS (blauw), en waterstof als bijproduct van andere processen. De tweede is centrale versus decentrale productie: wordt de waterstof op de markt gebracht of wordt die lokaal gemaakt voor eigen gebruik? De derde is productie in Nederland versus import.

Blauwe waterstof vervangt grijze waterstof, groene waterstof komt op. In de *Hydrogen Roadmap Europe* (FCH JU, 2019) zijn twee scenario's uitgetekend voor de techniek van waterstofproductie tot en met 2050. In de eerste wordt elektrolyse dominant, in de tweede wordt productie uit aardgas met CCS dominant. Meest waarschijnlijk is een mix van deze twee scenario's, waarin groene waterstof opkomt en vooruitlopend daarop blauwe waterstof een belangrijke rol te spelen heeft. Een open vraag is vanaf wanneer groene waterstof in zulke volumes beschikbaar is dat hij blauwe waterstof gaat vervangen.

Nieuw aanbod zal vooral komen uit Noordzeewind en vanuit een internationale waterstofmarkt. Het volume van het aanbod is voor 2030 uitgetekend door Gasunie (2019) en voor 2050 in de *Klimaatneutrale energiewereld 2050* (ook bekend als I13050 fase 1) (Berenschot & Kalavasta, 2020). Hierin is de productie in Nederland wel gespecificeerd, maar niet de herkomst van import. Deze scenario's waterstofaanbod zijn, samen met de vraag, weergegeven in Figuur 2.

Nederlandse groene waterstof zal vooral gekoppeld zijn aan windparken op de Noordzee. In 2030 zal 11 GW zijn gerealiseerd en de Rijksoverheid treft voorbereiding om voor nog 27 GW aan nieuwe gebieden aan te wijzen voor realisatie in de periode tot 2040. Samen met windparken op land en zon-pv zullen er elektriciteitsoverschotten ontstaan. Dat is de kiem voor een businesscase voor waterstofproductie. Elektrolyzers hebben echter meer vollasturen nodig hebben om rendabel te worden. Momenteel is in onderzoek hoe de samenhang tussen windparken op zee en waterstofproductie het beste is in te richten.

In de *Klimaatneutrale energiewereld 2050* zijn twee scenario's waar wind op zee voor een aanzienlijk deel (circa 40%) naar waterstofproductie gaat, en twee scenario's waar dit maar een klein deel is (minder dan 5%). Groene waterstofproductie in Nederland kan zo beperkt blijven tot 16 PJ per jaar, maar heeft ook een potentie van circa 370 PJ per jaar. Als rekenvoorbeeld: stel dat 25% van de energie uit 38 GW aan windparken naar elektrolyse gaat, met een efficiëntie van 70%, dan geeft dat 107 PJ per jaar aanbod van groene waterstof. Die kan op de markt worden aangeboden en beschikbaar zijn voor partijen die zijn aangesloten op de waterstofbackbone (zie daarvoor Paragraaf 3.3).

Doordat waterstof goed is op te slaan en te transporteren, kan er een internationale waterstofmarkt ontstaan. Import van waterstof vanuit landen waar die goedkoop geproduceerd kan worden, kan ook voor Nederland belangrijk worden. De geïmporteerde waterstof kan groen zijn, maar kan ook blauw. In dit laatste geval wordt aardgas bij de winningslocatie omgezet in waterstof en de CO₂ wordt daar afgevangen en opgeslagen. De waterstofmarkt kan zich zo ontwikkelen in het verlengde van de huidige markt en logistiek voor fossiele brandstoffen. CE Delft zette in (2018) drie waterstofroutes naast elkaar: productie in Nederland uit wind op zee, import van blauwe waterstof uit Noorwegen en import van groene waterstof uit Marokko.

Er moeten nog grote stappen worden gezet in de technische ontwikkeling van elektrolyzers om alle aanbod te realiseren. De grootste bestaande elektrolyser wereldwijd is 10 MW_e, de grootste in aanbouw is 40 MW_e. In Nederland wordt gesproken over 1 GW_e elektrolyzers, in de daadwerkelijke planvorming gaat het vooralsnog om maximaal 100 MW_e. In Zeeland is opdracht gegeven tot de bouw van twee installaties van 25 MW_e.

2.2 Vraag naar waterstof

Waterstof vanuit de industrie kan gaan concurreren om het aanbod met andere vraagsectoren. In alle sectoren - gebouwde omgeving, mobiliteit, industrie, landbouw en elektriciteit - kan vraag naar waterstof ontstaan, en in elke sector staat de waterstof-toepassing in concurrentie met andere alternatieven.

| Sector | Omschrijving waterstoftoepassing | Enkele belangrijke alternatieven |
|-------------------|--|--|
| Gebouwde omgeving | Verwarming van gebouwen, als vervanging van aardgas. | Warmtenet op restwarmte of geothermie, warmtepomp. |
| Mobiliteit | Aandrijving van personenauto's, vrachtwagens, scheepvaart en luchtvaart, als vervanger van fossiele brandstoffen. | Elektrisch rijden, e-fuels |
| Industrie | Grondstof met name voor chemie, kunstmest en raffinage, nu veelal gemaakt uit aardgas. Proceswarmte, nu veelal aardgas. | Aardgas met CCS, pyrolyse-olie, chemische recycling (grondstof). Bioketel (hoge temperatuur). E-boiler, warmtepomp (middelhoge en lage temperatuur). |
| Landbouw | Warmte, nu veelal aardgas. | Elektrificatie, geothermie, biogas. |
| Elektriciteit | Regelbare elektriciteitsproductie, met name in te zetten bij tekorten vanuit zon en wind, als vervanging van aardgascentrales. Opslag van elektriciteitsoverschotten. | Aardgascentrales met CCS. |

Elke sector zal bij een ander prijspeil willen overstappen op blauwe of groene waterstof. De vraagontwikkeling in de tijd hangt bovendien samen met ontwikkelingen rondom de alternatieven. Gesorteerd vormen ze een *merit order* of waterstofladder. De toepassingen waar waterstof het meest opportuun is, staan hierin vooraan: alternatieven zijn daar niet kansrijk ten opzichte van waterstof, ook bij hoge waterstofprijs. Achteraan staan toepassingen waar waterstof niet opportuun is: waterstof is daar weinig kansrijk ten opzichte van alternatieven, tenzij bij een zeer lage waterstofprijs. Gezien de verwachting van dalende waterstofprijzen, vormt zo'n *merit order* ook een indicator voor een tijdvolgorde. Als eerste komt waterstof als grondstof, gevolgd door zwaar transport en mogelijk de elektriciteitssector. Energetische toepassing in de industrie, gebouwde omgeving en landbouw zijn pas daarna opportuun. Een voorbeeld is te vinden in Figuur 1 en een ander voorbeeld in (Natuur en Milieu, 2021).

Figuur 1 - Merit order van waterstoftoepassingen van Liebreich Associates*

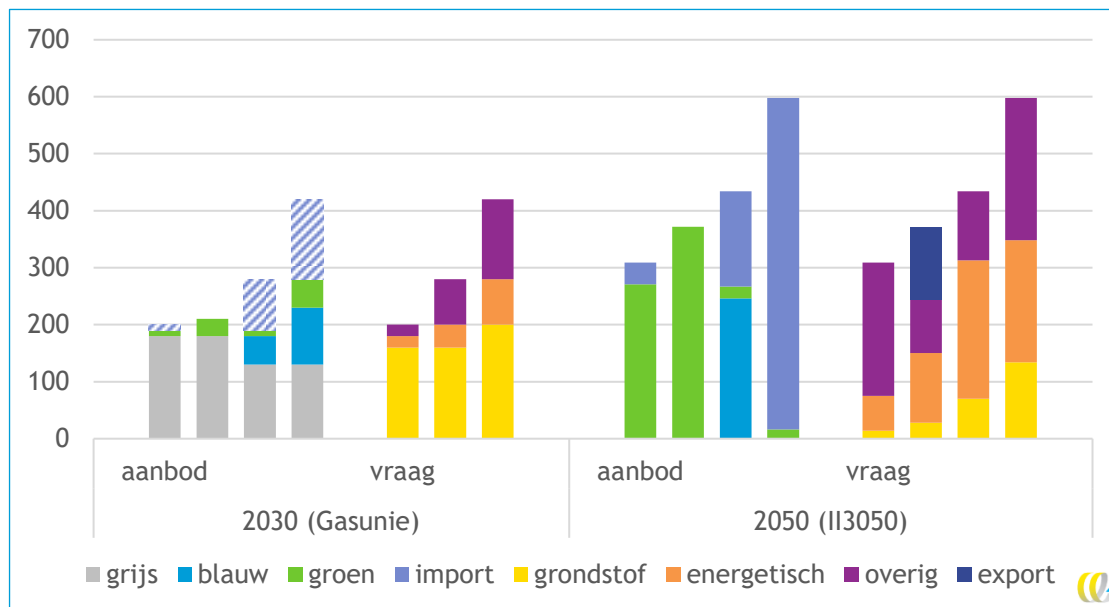


* Bron: (Liebreich Associates, 2021)

De prognoses en scenario's voor energetische waterstoftoepassing in de industrie variëren van 20 tot 80 PJ voor 2030 en van 14 tot 250 PJ voor 2050. Wanneer we de scenario's van diverse bronnen op een rij zetten, dan blijkt de variatie hier groot. De inzet als grondstof is stabiel. Die is nu circa 160 PJ, decentraal geproduceerd uit aardgas. De ontwikkeling van de waterstofbehoefte als grondstof is vooral afhankelijk van eventuele groei of krimp van de betreffende sectoren in Nederland, met name chemie, kunstmest en raffinage.

In onderstaande figuur zijn vraag en aanbod uit de studies van Gasunie en de *Klimaat-neutrale Energiescenario's* (c.q. II3050) weergegeven. In Bijlage C zijn tabellen na te slaan met deze cijfers plus cijfers uit nog andere bronnen.

Figuur 2 - Scenario's voor waterstofaanbod en -vraag in Nederland in 2030 en 2050 (PJ/jr) *



* Gasunie: aanbod en vraag naar zowel centraal als decentraal geproduceerde waterstofproductie (Gasunie, 2019). Het aanbod is door CE Delft aangevuld met import tot een van de vraagscenario's, wat daarom is gearceerd. II3050/*Klimaatneutrale energiescenario's*: aanbod en vraag enkel op centraal waterstofnet (Berenschot & Kalavasta, 2020). De scenario's zijn aangepast in fase 2 van II3050, we hanteren de bijgestelde versies. Zie ook de opmerking onder Tabel 5 in Bijlage C. Voor meer informatie over II3050 en de *Klimaatneutrale energiescenario's*, zie ook Bijlage D.

Ook voor de Limburgse industrie zijn er reeds prognoses en scenario's van de vraagontwikkeling. In de CES van maart 2021 (Chemelot, 2021) is ingeschat dat de waterstofbehoefte in Chemelot nu circa 200 kton per jaar bedraagt (28 PJ), voor 2030 wordt 200 tot 240 kton per jaar geschat (28 tot 34 PJ), en voor 2050 250 tot 320 kton per jaar (35 tot 45 PJ). De waterstof wordt nu op Chemelot zelf geproduceerd, de verwachting is dat in de toekomst ongeveer de helft lokaal geproduceerd wordt en de helft wordt afgenomen van een waterstofnet. Eigen productie is nu op basis van aardgas; dit kan blauw worden (met CCS) of groen (elektrolyse of plasma).

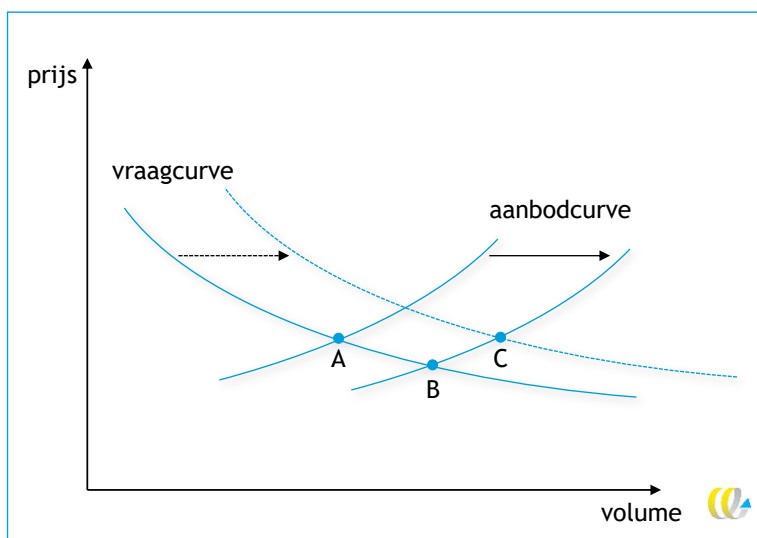
De Systeemstudie Limburg (CE Delft et al., 2020) vormt een uitwerking van de *Klimaat-neutrale energiewaarscenario's 2050* specifiek voor Limburg, aangevuld met scenario's voor 2030 op basis van het Klimaatakkoord. Voor 2030 wordt nog geen waterstofvraag voorzien uit de industrie buiten Chemelot. Voor 2050 wordt 11 tot 42 PJ per jaar aan extra waterstofvraag ingeschat voor de Limburgse industrie inclusief Chemelot. De schatting van de CES ligt binnen deze bandbreedte.

2.3 Prijsontwikkeling

In economische termen is de waterstofmarkt weer te geven in een vraag- en een aanbodcurve. De vraagcurve geeft aan hoeveel vraag er is bij welke prijs. Hoe lager de prijs, des te meer vraag: waterstof komt in meer sectoren als concurrerende verduurzamingsroute naar voren. De aanbodcurve geeft aan hoeveel aanbod er zal zijn bij welke prijs. Hoe hoger de prijs, des te meer zal er aangeboden worden; ook duurdere productie wordt dan rendabel en wordt aangeboden op de markt. Waar de twee lijnen snijden, bij dat prijspeil en dat volume, daar vindt de markt evenwicht tussen vraag en aanbod (punt A in Figuur 3).

De verwachting is dat groene waterstofproductie in de loop van de tijd goedkoper wordt, door technische innovatie. De aanbodcurve schuift naar rechts. Hoe de vraagcurve zal ontwikkelen, is minder duidelijk. Dit hangt af van de alternatieven, zowel de fossiele als de duurzame, en in het verlengde van de aardgasprijs, de CO₂-prijs en de elektriciteitsprijs. Als de vraagcurve gelijk blijft, dan zou de marktprijs van waterstof dalen terwijl een groeiend volume wordt afgenomen (B). Indien er meer druk is om te verduurzamen en de vraagcurve naar rechts schuift, dan zal het volume verder toenemen terwijl de marktprijs daardoor juist weer stijgt (C).

Figuur 3 - Vraag- en aanbodcurves bij aanname van een perfecte markt, los van belastingen en overheidsbeleid



Prijsschattingen variëren van circa € 1,50 tot 3,50 per kg in 2030, en circa € 0,80 tot 2,50 per kg in 2050. De schattingen variëren niet alleen kwantitatief, maar ook kwalitatief. Allereerst is er het verschil tussen kostprijzen en marktprijzen. Op een efficiënte markt zou de marktprijs in de range van kostprijzen moeten uitkomen. Daarnaast is er het verschil tussen een integrale en een marginale kostprijs; bij elektrolyse kunnen de kostenramingen verschillen als gevolg van de aangenomen elektriciteitsprijs; en bij import is de vraag of transport naar Nederland mee is gerekend. Voor de eindgebruiker komen bovendien nog de netwerkkosten en belastingen bovenop de marktprijs.

PBL raamt een totaalprijs exclusief belastingen van € 2,40 tot 5,33 per kg in 2030 (PBL, 2020b). Het is met name de elektriciteitsprijs die voor de variatie zorgt. Eigen berekeningen van CE Delft (2021) komen uit op een kostprijs van € 1,26 per kg in 2050 bij een elektriciteitsprijs van € 5 per MWh en € 3,31 per kg bij een elektriciteitsprijs van € 50 per MWh.

Waterstof wordt pas concurrerend voor aardgas bij een hogere CO₂-prijs. Om de waterstofprijzen te duiden, is het behulpzaam om deze naast aardgas te plaatsen. Een waterstofprijs van € 2 per kg is te vergelijken met de huidige aardgasprijs plus € 165 per ton CO₂, of € 140 per ton bij een aardgasprijs van € 0,23 per m³ zoals in de KEV voorzien voor 2030 (PBL, 2020a).¹ Er is dus een forsere prijs op broeikasgasemissies nodig dan nu om blauwe of groene waterstof concurrerend te maken voor aardgas in energetische toepassingen. Het gat kan ook overbrugd worden door verschil in netkosten, belastingen of subsidies, of door andere overwegingen bij een bedrijf. Merk op dat zelfs wanneer waterstof een gunstiger optie wordt dan aardgas, dit nog niets zegt over de vergelijking met ander alternatieven zoals elektrificatie. Merk bovendien op dat de meeste LEA-bedrijven wel CO₂-heffing moeten betalen, maar niet ETS-plichtig zijn.

¹ 1 kg waterstof bevat 0,142 GJ energie (HHV), dus € 1 per kg betekent ruim € 7 per GJ. De transactieprijs voor aardgas was begin 2021 € 5,685 per GJ (CBS, 2021), waar we kosten voor emissierechten bij optellen.

1 GJ (LHV) aardgas geeft bij verbranding 56,4 kg CO₂. De CO₂-prijs is in mei 2021 voor het eerst boven € 50 per ton uitgekomen, wat neerkomt op € 2,54 per GJ (HHV).

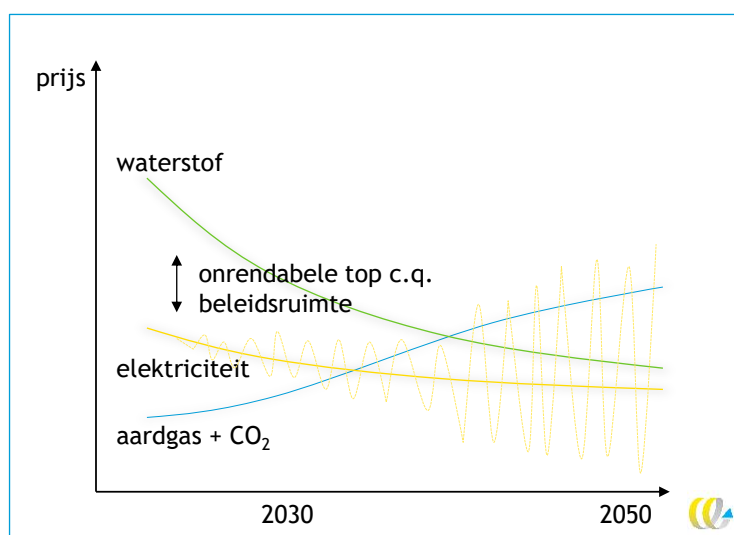
In de Wet belasting op milieugrondslag (art.48), die onder meer de Energiebelasting regelt, is waterstof gelijkgesteld aan aardgas (Rijksoverheid, 2021) (Belastingdienst, 2021). Dat betekent dat er nu geen verschil is in belastingen tussen waterstof en aardgas. Dit is zo ongeacht of het grijze, blauwe of groene waterstof betreft, en ongeacht of het gaat om enkel waterstof of een mengsel van waterstof met aardgas. Er gaan wel stemmen op om hier verandering in te brengen (EY et al., 2020).

Netkosten zijn momenteel nog onzeker. Er zijn al wel waterstofnetten - in Groningen Seaport, en van Air Liquide in de Rotterdamse haven - maar daarvan zijn de tarieven niet publiek. Wanneer men zou uitgaan van tarifiering gelijk aan aardgas, dan zouden de netkosten een factor drie hoger worden. Immers, om dezelfde hoeveelheid energie te transporteren in de vorm van waterstof, is een driemaal hogere druk nodig of moet driemaal zoveel kuub per uur geleverd als bij aardgas.

2.4 Kantelpunten en beleidsruimte

Alles overziend, wat is dan de dynamiek die verwacht mag worden? Het is hieronder schematisch en enkel illustratief bedoeld weergegeven.

Figuur 4 - Schematische weergave van mogelijke prijsontwikkelingen, kantelpunten en beleidsruimte *



* Dit schema geeft geen voorspelling van prijsontwikkelingen, maar illustreert mogelijke ontwikkelingen en wat daar voor consequenties aan te verbinden zijn voor bedrijfsleven en overheden.

Wanneer waterstof concurrerend wordt voor aardgas voor energetische toepassing, is niet te voorspellen. Wel kan met beleid dat moment naar voren gehaald worden. Waterstof is nu niet concurrerend tegenover aardgas, inclusief bijbehorende CO₂-prijs. De waterstofprijs zal waarschijnlijk dalen en de CO₂-prijs stijgen, zodat de onrendabele top voor waterstoftoepassing steeds kleiner wordt en op een gegeven moment een kantelpunt bereikt. Wanneer dat is, kunnen we nog niet voorspellen. Wel kunnen we stellen dat met beleid de onrendabele top te verlagen en het kantelpunt naar voren te halen is. Aangrijpingspunten kunnen bijvoorbeeld de waterstofkosten zelf zijn, de Energiebelasting en ODE op waterstof, netkosten, en SDE++ voor waterstofinstallaties.

Daar doorheen spelen nog de elektriciteitsprijs en de optie om te elektrificeren.

De elektriciteitsprijs wordt meer volatiel, met soms veel aanbod van hernieuwbare bronnen en lage prijzen, met mogelijk soms overschotten en negatieve prijzen, en met soms tekorten aan aanbod van hernieuwbare bronnen en hoge prijzen van back-up-centrales. Wederom, waar de gemiddelde elektriciteitsprijs op uit zal komen, kunnen we nog niet voorspellen.

De elektriciteitsprijs is uiteraard een belangrijke factor in de businesscase voor elektrificatie, en daarnaast zal die ook doorwerken op de waterstofprijs. Groene waterstof wordt immers uit elektriciteit geproduceerd. Echter, de prijsdynamiek hoeft niet één op één te lopen. Ten eerste omdat waterstof merendeels geproduceerd kan worden op momenten met lage elektriciteitsprijzen en vervolgens opgeslagen tot er vraag naar is, en ten tweede omdat er een internationale waterstofmarkt met mondiale transporten kan ontstaan. De waterstofmarkt zou zo juist een demper op de fluctuaties in de elektriciteitsmarkt kunnen gaan vormen.

Langdurig, consistent overheidsbeleid helpt bedrijven om goede keuzes te maken in de energietransitie. Te midden van alle onzekerheden - samen te vatten als waterstofbeschikbaarheid, waterstofprijs, elektriciteitsprijs en aardgasprijs plus CO₂-prijs - moeten bedrijven wel hun investeringsbeslissingen maken waarmee ze zich voor lange tijd committeren aan een bepaalde route voor verduurzaming. Zij willen uiteraard voorkomen dat zij de keuze maken voor elektrificatie en ingehaald worden door waterstof, of andersom de keuze maken voor waterstof terwijl later blijkt dat die zijn belofte niet waar weet te maken. De energietransitie brengt, kortom, ondernemersrisico met zich mee. Met gericht en langdurig, consistent overheidsbeleid kan in ieder geval zekerheid worden geboden over de kaders waarbinnen bedrijven hun beslissingen moeten nemen.

3 Waterstoftransport

Tussen vraag en aanbod van waterstof moet er een infrastructuur komen die hen met elkaar verbindt. We gaan in op de ontwikkeling van de waterstofbackbone, de voorziene tracés in Limburg, en de aansluiting erop. Tot slot beschouwen we kort de alternatieven, dat is, aanvoer per schip of over de weg.

3.1 Nationale en internationale infrastructuur

Er wordt op meerdere fronten gewerkt aan infrastructuur voor waterstoftransport, namelijk de backbone de Deltacorridor.

De waterstofbackbone is een project van Gasunie om een landelijk netwerk voor waterstoftransport te realiseren op basis van het bestaande gasnetwerk. Het belang en de mogelijkheden zijn recent onderzocht (Strategy&, 2021), waarop het kabinet heeft aangegeven dat het voornemens is om Gasunie te verzoeken om de ontwikkeling van een transportnet voor waterstof daadwerkelijk op zich te nemen (Ministerie van EZK, 2021). Het netwerk zal de vijf industrieclusters verbinden met havens, productie- en opslaglocaties. Daarnaast komen er verbindingen met België en Duitsland en zal het uiteindelijk deel uitmaken van een Europese waterstofbackbone. De huidige planning voorziet in realisatie tussen 2025 en 2030. De waterstofbackbone is essentieel voor het ontstaan van een openwaterstofmarkt in Nederland (Gasunie, 2020).

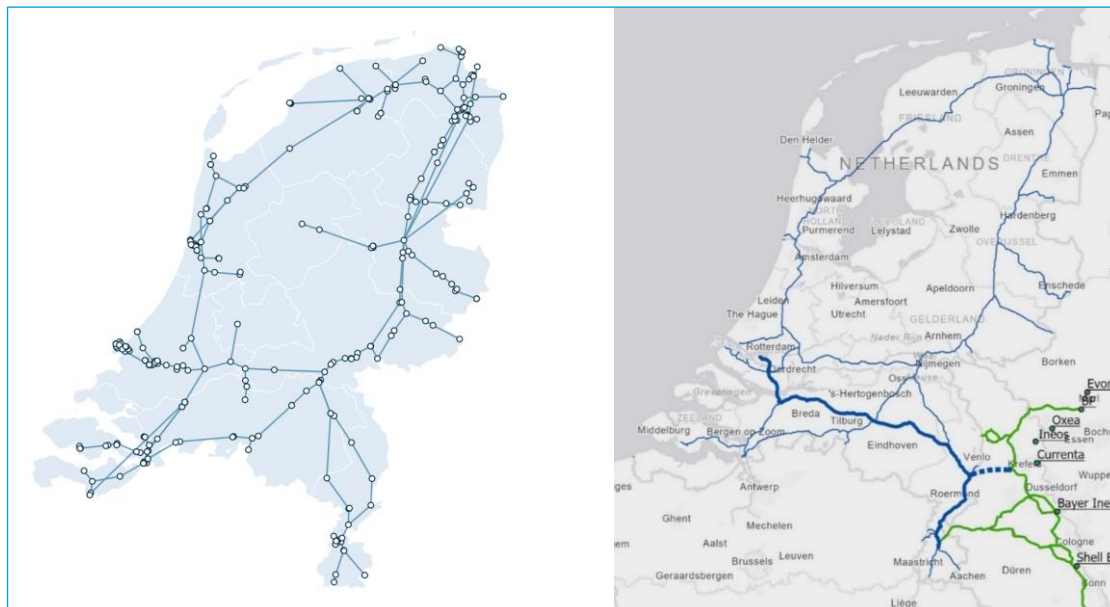
Gedurende de energietransitie kan er behoefte zijn aan meerdere netwerken parallel, namelijk voor transport van laagcalorisch aardgas, hoogcalorisch aardgas, waterstof en koolstofdioxide naast elkaar. De meeste buizen tracés bestaan niet uit vier parallelle leidingen, nog afgezien van de vraag of ze alle van voldoende capaciteit zijn. Kan er daarom op die trajecten competitie ontstaan tussen waterstof en koolstofdioxide voor dezelfde buisleidingen?

Gasunie geeft in die gevallen vaak prioriteit aan waterstof ten opzichte van CO₂. Ze beoogt de waterstofbackbone zo veel mogelijk te realiseren binnen haar bestaande netwerk. Dit geeft zekerheid wat betreft waterstofinfrastructuur; eventuele behoefte aan CO₂-transport zal niet interfereren met de ontwikkeling van de waterstofbackbone. Voor CO₂ zal naast resterende buisleidingen ook gekeken moeten worden naar alternatieven, voornamelijk naar nieuwe buisleidingen aan te leggen door Gasunie of andere bedrijven op dit vlak, en naar transport per schip.

De Deltacorridor is een project om een nieuwe verbinding te realiseren van de haven van Rotterdam naar Chemelot en Noordrijn-Westfalen. In de visie van Port of Rotterdam en Chemelot is een nieuwe leidingstraat nodig voor transport van brandstoffen en koolstofdioxide, waarbij ook een nieuwe waterstofleiding gelegd kan worden (Port of Rotterdam, 2020). De reden is dat er mogelijk extra capaciteit nodig zal zijn wanneer de Duitse industrie in grote getale de transitie maakt en de positie van Rotterdam als aanvoerhaven zeker te stellen. In 2021 is hierover een haalbaarheidsstudie aangeboden (Buck Consultants International, 2021).

Aanvoer van waterstof kan ook vanuit Antwerpen komen. Vanuit Vlaanderen zullen waterstofleidingen op de Nederlandse backbone uitkomen. Dit kan de beschikbaarheid van waterstof voor de Limburgse industrie nog vergroten.

Figuur 5 - Waterstofbackbone: (links) Gasunie; (rechts) aanvullende visie Port of Rotterdam en Chemelot *



* Bronnen: Netbeheer Nederland, (2021); Port of Rotterdam, (2020).

3.2 Routes door Limburg

Chemelot zal in 2028 aangesloten zijn op de waterstofbackbone. Het is immers een van de vijf industrieclusters, met bovendien vooral chemie met een aanzienlijke waterstofvraag.

Er zijn twee opties voor aansluiting van Chemelot vanuit Ravenstein. Ravenstein, in het noordoosten van Noord-Brabant, vormt een knooppunt in de waterstofbackbone: van hieruit zijn er buizen tracés naar het noorden, naar Zeeland/ Antwerpen, naar Rotterdam/ Moerdijk, en dus naar Limburg. Er zijn twee alternatieve tracés van Ravenstein naar Chemelot: een route onderlangs Venray en Venlo (min of meer parallel aan de N277) en vervolgens vanaf Reuver langs de Duitse grens; en een route langs Weert en Maasbracht tot bij Echt (min of meer parallel aan de A2). Daar komen beide routes samen, en is er een buizen tracé richting Sittard en Chemelot.

De keuze voor een van de alternatieven is nog niet gemaakt. Op beide routes is, volgens opgave van Gasunie, een buis van ruim voldoende capaciteit (ten minste 36 inch) vrij te maken voor de waterstofbackbone. De mogelijk aanvullende leidingstraat zou samenkomen met de route langs de N277 ter hoogte van America.

Gasunie voorziet verder takken naar België en naar Duitsland. Vanaf Sittard is er een tracé mogelijk in westelijke richting, voor connectie met België. Ook kan de waterstofbackbone vanaf 2030 zuidelijk worden doorgetrokken vanaf Sittard, waarna die splitst onder Geleen, met een tak richting Luik en een tak onderlangs Heerlen en Kerkrade, over exportstation Bocholtz/Vaals richting Aken en het Roergebied. Voor dit laatste tracé is de verwachting dat dit na 2030 nog enige jaren nodig is voor transport van hoogcalorisch aardgas naar de industrie. In de visie van de Deltacorridor zouden er verder aftakkingen komen naar het Roergebied ter hoogte van Tegelen en van Sittard.

Of de aansluiting op Duitsland bij Tegelen ook voor waterstof ingezet zal worden, is vanwege de beperkte bestaande transportcapaciteit nog onduidelijk. Wel is zeker dat buizen

tussen de backbone en Tegelen beschikbaar zijn, wat wellicht mogelijkheden biedt voor steenfabrieken daar.

Figuur 6 - Mogelijke tracés voor de waterstofbackbone in Limburg (blauwgroen; andere gasbuizen in roze)



3.3 Aansluiten op de waterstofbackbone

De kansen voor aansluiting op de waterstofbackbone zullen dus per locatie verschillen. Wanneer bedrijven hun vraag kunnen bundelen, dan ontstaat er een sterkere case.

Voor de aansluiting van een bedrijf op de waterstofbackbone zijn er in theorie de volgende opties: aansluiting direct op de backbone, aansluiting via regionale transportleidingen van Gasunie Transport Services (RTL), of aansluiting via het distributienet.

Directe aansluiting is een mogelijkheid voor een bedrijf dat dicht langs het tracé gevestigd is. Voor bedrijven die verderaf gevestigd zijn, zou een aparte aanvoerleiding gelegd moeten worden, met bijbehorende kosten en doorlooptijd.

In het RTL zullen ook leidingen vrijgespeeld kunnen worden om over te gaan op waterstof. Binnen het RTL zal er capaciteit vrijkomen, wat mogelijkheden biedt om waterstof verder Limburg in te transporteren. Zo zou bijvoorbeeld ook Maastricht aangesloten kunnen worden op de waterstofbackbone. Er zijn meerdere buisleidingen naar Maastricht die hiervoor in aanmerking kunnen komen. Bedrijven die nu een grote aardgasvraag hebben, beschikken nu veelal over een aansluiting op het RTL. Dit betekent dat voor de laatste stap, van het RTL naar de bedrijfslocatie, gebruik gemaakt kan worden van bestaande leidingen. Aandachtspunt bij het uitwerken van plannen hiervoor is een eventuele transitieperiode, waarin een bedrijf deels over is naar waterstof maar daarnaast nog aardgas nodig heeft.

Gasunie merkt hierover op dat de mogelijkheden mede afhangen van de ontwikkelingen in de gebouwde omgeving, oftewel verminderde gasvraag. Omdat afnemers vaak via verschillende routes kunnen worden beleverd, is er wel flexibiliteit, zodat delen van het RTL kunnen worden losgeknipt en ingezet voor waterstoftransport. Dit kan het huidige hoge niveau van transportzekerheid enigszins verlagen en moet dus per geval goed worden overwogen.

Aansluiting via het distributienet is minder gemakkelijk. Het distributienet is niet zonder meer op te knippen in losse stukken per gasontvangststation (GOS). Leidingen zijn meestal verbonden met meerdere GOS'en, die bovendien aan verschillende buizen van het RTL gekoppeld kunnen zijn. Netbeheerders hebben recent gekeken naar de mogelijkheden voor clustering. De clusters die te realiseren zijn, blijken in beginsel omvangrijk en kunnen alleen worden verkleind door op de juiste plekken het RTL en het distributienet op te knippen en eventueel nieuwe koppelingen te leggen, p.155 Netbeheer Nederland (2021). Dat betekent dat een bedrijf met een geringe waterstofvraag, waar levering via het distributienet de meest kostenefficiënte oplossing voor zou zijn, afhankelijk is van grotere besluiten over de bestemming van het gasnet in de omgeving.

3.4 Aanvoer per schip of over de weg

Een alternatief voor aanvoer via buisleidingen is aanvoer per schip of over de weg.

Over het algemeen zal deze optie niet de voorkeur verdienen. Stel dat een bedrijf nu 1 miljoen m³ aardgas per jaar afneemt en het bedrijf overgaat op waterstof. Er is dan een waterstofvraag met dezelfde hoeveelheid energie, oftewel 35 TJ per jaar, wat weer neerkomt op circa 250 ton waterstof per jaar. Dit komt neer op meer dan 300 vrachtwagens of 6 à 7 binnenvaartschepen (van 96 TEU).²

² De capaciteit van een *tube trailer* (vrachtwagen voor gastransport) is circa 800 kg (Aardgasbuffer Zuidwending, 2017). De capaciteit van een binnenvaartschip kan variëren van 24 tot 480 containers (TEU, *twenty-foot equivalent unit*), elk met een capaciteit van circa 400 kg. Een gangbaar formaat is 96 TEU.



Zowel qua kosten en veiligheid als voor leveringszekerheid is in principe aanvoer via buisleidingen de betere keus, zie ook p. 55 Buck Consultants International, (2021). Wanneer een aansluiting op de waterstofbackbone voor een bedrijf toch niet opportuun is, bijvoorbeeld vanwege de afstand tot de backbone en GOS'en op waterstof, dan kan aanvoer per schip of over de weg overwogen worden. De precieze case zal per bedrijf moeten worden bekeken en kan pas gemaakt worden wanneer de netkosten bekend zijn.



4 Kansen bij LEA-bedrijven

Vanaf omstreeks 2030 zal er een waterstofmarkt zijn en een backbone om waterstof aan te voeren, in ieder geval naar Chemelot. Wat zijn de kansen voor waterstoftoepassingen bij de overige LEA-bedrijven? In dit hoofdstuk geven we eerst een overzicht van technieken, en gaan daarna per sector in op de processen waar waterstof ingezet zou kunnen worden, de technische haalbaarheid en economische levensvatbaarheid ervan. Het hoofdstuk sluit af met een overzicht van de waarschijnlijkheid per sector en de verwachte ontwikkeling van het volume aan gevraagde waterstof. De uitkomsten van de analyse leggen we daarbij tevens naast de uitkomsten van de enquête.

4.1 Overzicht waterstoftoepassingen

Tabel 2 - Potentiële waterstoftoepassingen in de industrie

| Type | Omschrijving | Sectoren |
|-------------------------|---|---|
| Waterstof als grondstof | Waterstof is een belangrijke grondstof, die momenteel veelal geproduceerd wordt uit aardgas (methaan) | Chemie, kunstmest, raffinage |
| Waterstofoven | Oven op waterstof gestookt, voor processen op HT | Glas, aluminium, mineralen, steen en keramiek |
| Hybride oven | Oven voor HT, deels op waterstof gestookt en deels elektrisch | Glas, aluminium, mineralen, steen en keramiek |
| Waterstofbrander | Warmteproductie voor directe verwarming aan verbrandingslucht voor processen op MT | O.a. mineralen, papier |
| Waterstofboiler | Warmte/-stoomproductie voor processen op HT/MT/LT | O.a. mineralen, papier, assemblage |
| Waterstof-wkk | Warmte/-stoomproductie voor processen op HT/MT/LT waarbij ook elektriciteit gegeneerd wordt | O.a. mineralen, papier, assemblage |
| Hybride boiler | Stoomproductie deels met waterstofboiler en deels elektrisch | O.a. mineralen, papier, assemblage |
| Brandstofcel | Elektriciteitsproductie uit waterstof, hierbij komt ook warmte vrij | Alle |

* LT = lage temperatuur, tot 200°C; MT = middelhoge temperatuur, tot 400°C; HT = hoge temperatuur, boven 400°C.

Bovenstaand zijn de belangrijkste waterstoftoepassingen weergegeven. Voor de energietechnische toepassing ervan bestaan ook alternatieven met elektrificatie: elektrische ovens, directe luchtverwarming met heaters, e-boilers en warmtepompen. Hieronder gaan we per sector in op de specifieke toepassingen en hun technische haalbaarheid, en de economische levensvatbaarheid die voortkomt uit vergelijking met de conventionele techniek met aardgas en met de betreffende optie voor elektrificatie.

Toelichting op de businesscases

Voor geschikte waterstoftoepassingen zijn per sector de technische haalbaarheid en de economische levensvatbaarheid beoordeeld, zoals hieronder gepresenteerd. Voor de economische analyse zijn businesscases opgesteld, opgebouwd uit investeringskosten, brandstof-/elektriciteitskosten inclusief ODE- en Energiebelasting, kosten aan emissierechten of CO₂-heffing, kosten aan onderhoud en beheer en netkosten voor de gas- en elektriciteitsaansluiting.

Cruciale parameters zijn de prijzen voor waterstof, aardgas, emissierechten en elektriciteit. Hierover zijn op lange termijn grote onzekerheden. We presenteren hieronder steeds de uitkomsten met twee sets aan parameters, de A-set staat voor 2030 en de B-set kan staan voor 2040 of 2050. Dit is gekozen om een indruk te geven van hoe de uitkomsten kunnen veranderen bij bepaalde prijsontwikkelingen - niet als voorspelling van prijsontwikkelingen. De verantwoording waarom deze waardes zijn gekozen is te vinden in Bijlage C.4.

De businesscases zijn in de basis opgesteld aan de hand van gegevens uit de MIDDEN-database ([PBL & TNO, 2021](#)), deels aangevuld en overschreven door CE Delft, mede ingegeven door bedrijfsgegevens verstrekt door de LEA-bedrijven. Netkosten gaan uit van de huidige tarieven ([Enexis, 2021](#)); voor waterstof zijn de tarieven per m³/u van aardgas verondersteld. Eenmalige kosten om grotere aansluiting en aanpassingen te realiseren maken geen onderdeel uit van de analyse, evenmin als vrijstellingen aan emissierechten. Vrijstellingen betekenen uiteraard dat de opties met aardgas relatief gunstiger uitkomen.

In de uitkomsten zijn individuele bedrijfsgegevens weggelaten. Zo zijn niet de kosten voor hun productie te zien, maar de kosten per kiloton of per megawatt.

4.2 Aluminium

E-MAX produceert aluminiumperspalen voor de extrusie-industrie uit aluminiumschoot. Het productieproces maakt gebruik van smelt- en gietovens, waarin het schroot wordt gesmolten en gegoten tot palen. Dit gebeurt bij gewelftemperaturen van 1.000 graden Celsius (de temperatuur van het aluminiumbad is circa 700 graden Celsius). Vervolgens worden de perspalen nabehandeld in zogeheten homogeniseringsovens, waarin een temperatuur van 600 graden Celsius wordt bereikt. De ovens zijn nu aardgasgestookt³ (Kortes & van Dril, 2019).

Waterstofovens zijn waarschijnlijk technisch haalbaar, maar zijn nog niet getest.

Te verwachten is dat de omschakeling van aardgas naar waterstof beperkte aanpassingen en investeringen vergt, vergelijkbaar met de switch van laagcalorisch aardgas naar hoogcalorisch aardgas. Er zal in elk geval een nieuwe branderkoppel nodig zijn. Elektrificatie is technisch ook mogelijk, allereerst voor het homogeniseren. Bij smelten en gieten is een hogere temperatuur nodig, wat wel haalbaar is met elektrische (inductie-) ovens. Hybride combinaties zijn ook mogelijk, met name waterstof voor de smeltoven en multikameroven en elektrificatie van de gietoven en drie homogeniseringsovens, die in de businesscase is opgenomen.

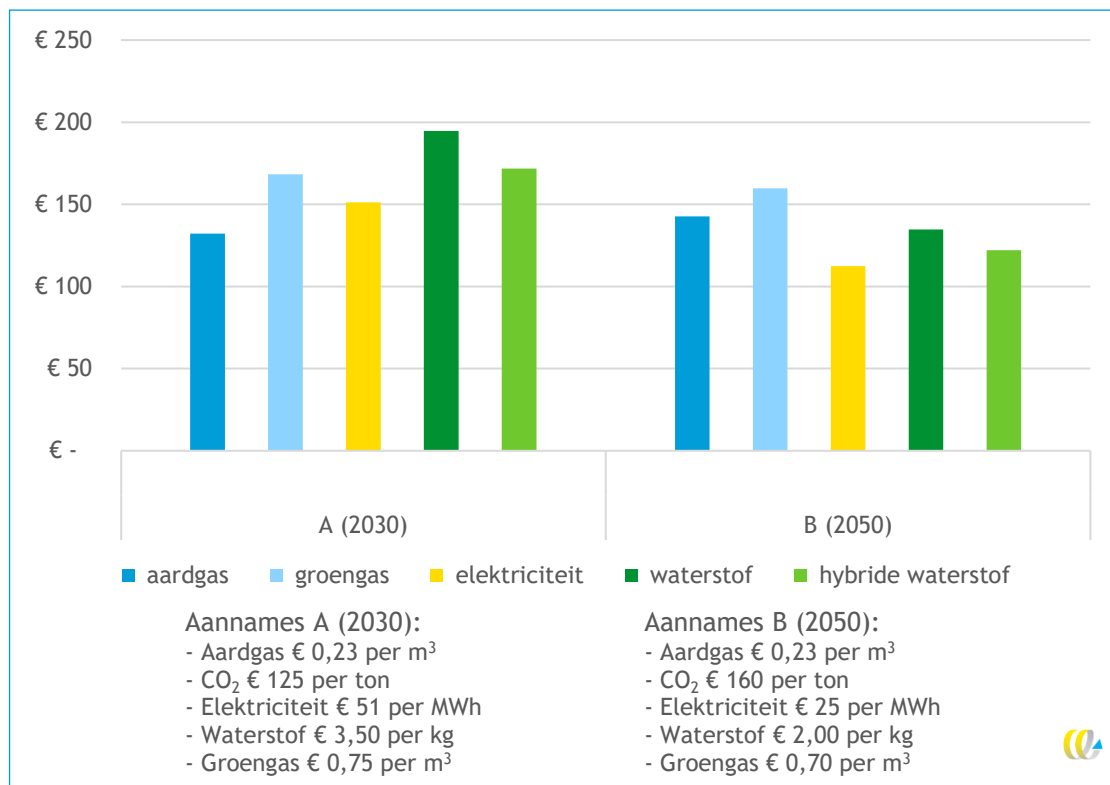
Economisch zal de waterstofoptie nog niet levensvatbaar zijn in 2030, voor de lange termijn lijken elektrificatie en de hybride combinatie even kansrijk. Ook een gehele overstap op waterstof wordt op den duur voordeliger dan de huidige aardgasgestookte ovens. Bij de aangenomen prijsparameters komt elektrificatie als meest gunstige optie naar voren, maar argumenten voor de hybride combinatie zijn minder kwetsbaarheid voor sterke fluctuaties in elektriciteitsprijzen en geen noodzaak voor een elektriciteitsaansluiting op het 150 kV-net.

Voor E-MAX is de infrastructuur een kritieke voorwaarde. Voor waterstof kunnen mogelijk buizen uit het regionale transportleidingnet (RTL) in zuidoost-Limburg naar waterstof overgaan. Voor volledige elektrificatie van de smelt- en gietovens zou een aansluiting op 150 kV nodig zijn (voor elektrificatie van de homogeniseringsovens is het 10 kV-net afdoende).

³ Tot 20% van de benodigde thermische energie wordt geleverd door de verbranding van organische gassen die vrijkomen bij de pyrolyse van verontreinigd schroot.



Figuur 7 - Kosten per ton aluminium



4.3 Assemblage (printers)

De fabriek van Canon Production Printing in Venlo maakt printers voor de zakelijke markt. Het productieproces bestaat voor een groot deel uit de assemblage van productonderdelen, daarnaast wordt er toner geproduceerd (poeder die in elektrofotografieprinters wordt gebruikt). Het huidige aardgasverbruik is voornamelijk voor gebouwverwarming, waarvoor water wordt verwarmd naar 60 tot 80 graden Celsius.

Waterstoftoepassing is technisch haalbaar. Het zou dan gaan om vervanging van aardgas-gestookte cv-ketels voor waterstofgestookte varianten. Gezien de lage temperaturen die nodig zijn, is elektrificatie met warmtepompen ook technisch een goede optie.

Economisch ligt waterstoftoepassing niet voor de hand, ook niet op de lange termijn. Elektrificatie is een goedkopere optie. De aanschafkosten van waterstofketels zijn lager dan van warmtepompen, maar warmtepompen vormen uiteindelijk de goedkopere optie dankzij de veel hogere efficiëntie en lagere prijzen voor elektriciteit ten opzichte van waterstof.

4.4 Automotive

VDL Nedcar in Born produceert automobielen. De locatie is opgedeeld in vier fabrieken: een pershal, een bodyshop, een lakstraat en een montagehal. Een groot deel van het aardgasverbruik vindt plaats in de lakstraat. Dit aardgas wordt voor drie hoofddoeleinden gebruikt: voor de verwarming van baden waarin de carrosserieën worden ondergedompeld om een grondlaag aan te brengen (gasketels, tot 105 graden Celsius), in de cabines waarin de carrosserieën worden gespoten (directe verwarming door gasverbranding, lage

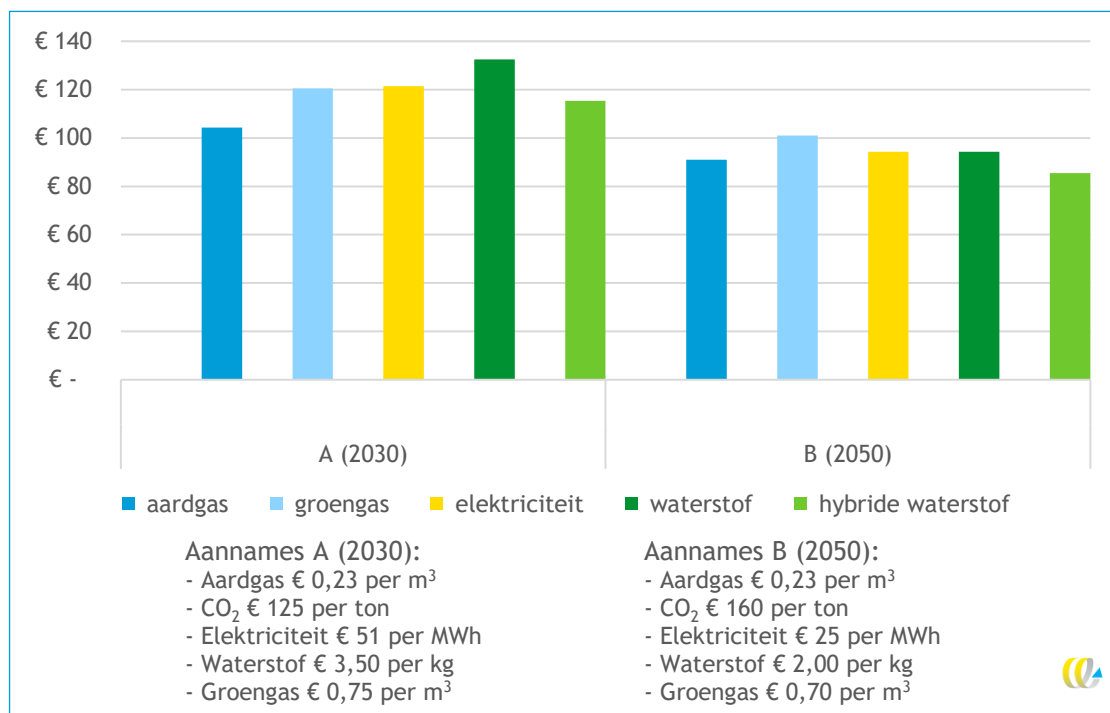
temperatuur), en in de ovens waarin de lak op de carrosserieën wordt gedroogd (gasovens tot 650 graden Celsius). Ten slotte is er aardgasgebruik voor gebouwverwarming (cv-ketel).

Waterstoftoepassing is technisch mogelijk. Gasketels kunnen vervangen of geschikt gemaakt worden voor waterstof, directe verwarming kan naar waterstofbranders omschakelen, en waterstofgestookte ovens zullen ook technisch mogelijk worden. Elektrificatie is evenzeer mogelijk: warmtepompen voor de gasketels en cv-ketels, heaters voor de cabines waarin carrosserieën worden verwarmd, en elektrische ovens voor het drogen van de lak.

Economisch lijkt waterstoftoepassing voor 2030 niet waarschijnlijk, maar op den duur wel waarschijnlijk voor het droogproces. Volgende figuur geeft de resultaten weer, waarbij hybride staat voor ovens op waterstof in combinatie met gebouwverwarming, baden en cabines op elektriciteit. Deze combinatie komt als de meest gunstige optie naar voren voor het jaar 2050, omdat in deze optie de goedkoopste technieken worden gecombineerd. De lage aanschafkosten van ovens op waterstof ten opzichte van elektrische ovens wegen hier zwaarder dan de hogere energiekosten. De aangenomen aanschafprijs van een elektrische droogoven is echter een grove schatting.

In de berekening is het elektriciteitsverbruik voor het hele assemblageproces opgenomen. Bij volledige elektrificatie van het aardgasverbruik zou de elektriciteitsvraag met circa de helft toenemen.

Figuur 8 - Kosten per auto (incl. elektriciteitsverbruik bij assemblage)



4.5 Glas

Bij glasfabrieken, zoals O-I Netherlands in Maastricht, gebeuren het smelten, conditioneren en vormgeven op hoge temperatuur, boven 1.000 graden Celsius. Het spanningsvrij maken van het glas gebeurt door afgekoelde glas kort op middelhoge temperatuur te brengen. Momenteel worden aardgasgestookte ovens gebruikt.

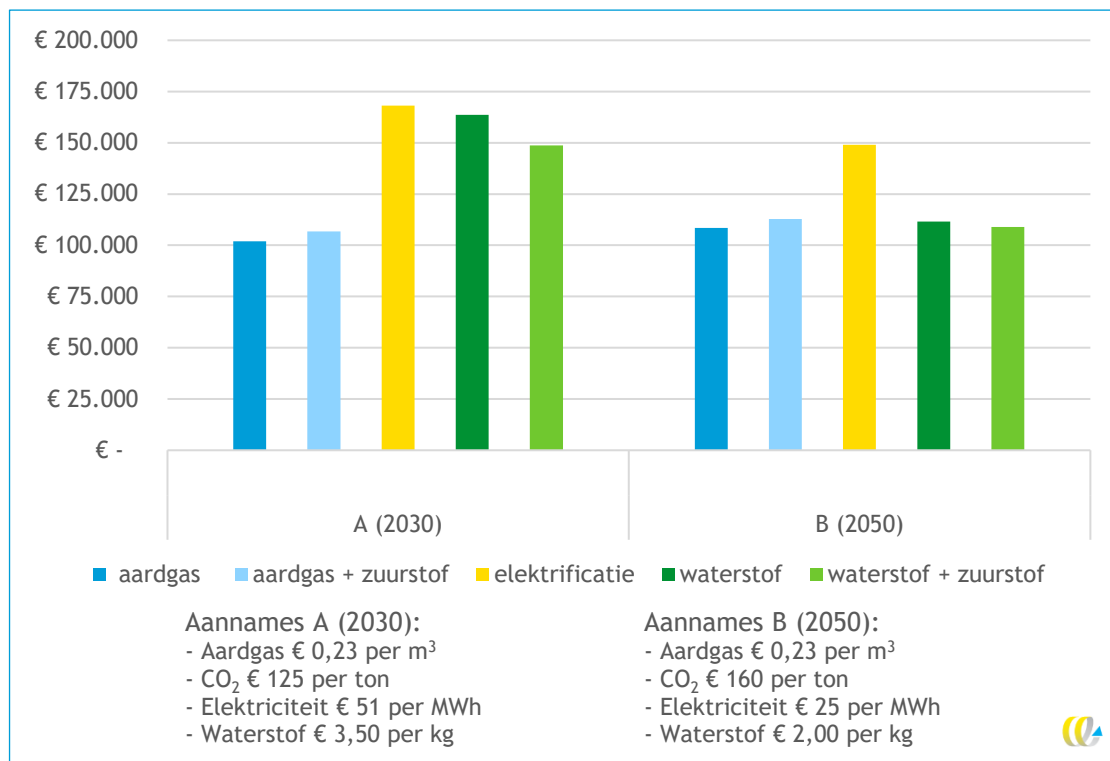
Duurzame alternatieven zijn gebruik van groengas in plaats van aardgas, een elektrische oven, en een waterstofoven. Hybride installaties waarin een deel geëlektrificeerd is en een deel met enig gas gestookt, zijn ook mogelijk. Een andere stap is van verbranding aan lucht naar verbranding van pure zuurstof. Dit brengt extra kosten mee, maar is wel efficiënter.

Waterstofovens zijn toepasbaar, maar technisch nog onderontwikkeld. Een waterstofoven geeft andere eigenschappen bij de verbranding: waterdamp kan nadelig zijn voor het proces, en er is minder straling in de gewenste golflengte (de koolstofband ontbreekt). Er is nu groeiende behoefte aan R&D op dit onderwerp, ook met het oog op eventuele bijmenging van waterstof in het aardgasnet.

Cruciaal bij glasproductie is een constante warmteproductie. Indien de oven niet op temperatuur zou blijven, dan zou het glas hard worden in de oven en kan deze worden afgeschreven. Betrouwbaarheid van de installatie en aanvoer van energie en grondstoffen is dus essentieel. Het huidige aardgasnet biedt die zekerheid. Waterstof via de waterstofbackbone zal die zekerheid wellicht ook bieden, maar dit valt vooralsnog af te wachten. Buffering van waterstof op locatie brengt nieuwe veiligheidseisen met zich mee en is daarom niet meteen wenselijk. Een hybride installatie, bijvoorbeeld een oven die zowel met waterstof als met elektriciteit verhit kan worden, kan de gewenste zekerheid geven, omdat dit de mogelijkheid geeft om te switchen indien nodig.

Economisch is de inschatting dat waterstofovens concurrerend kunnen worden, hoewel niet voor 2030. De standaard gasovens vormen tot 2030 waarschijnlijk de voordeligste keuze. Zuurstofverbranding is een investering die zich vrijwel terugverdient. Inzet van waterstof is nog te duur en dat geldt ook voor elektrificatie. Richting 2050 kunnen de verhoudingen echter anders komen te liggen. Een waterstofgestookte oven met zuurstofverbranding lijkt op den duur de meest gunstige optie te worden. Een belangrijke factor bij elektrificatie is dat een veel grotere aansluiting nodig is met, bij huidige tarieven, ook significante kosten.

Figuur 9 - Kosten smeltovens per ton glas



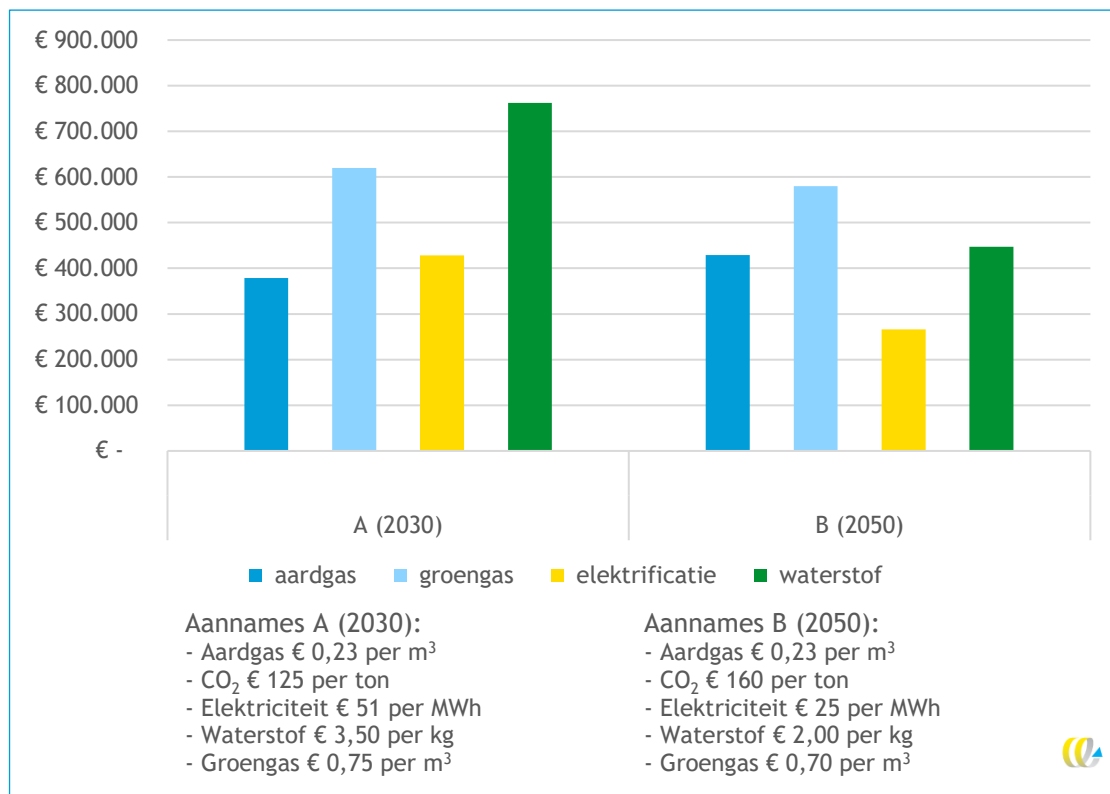
4.6 Mineralen

Mineralen worden in allerlei producten gebruikt, bijvoorbeeld silicium voor glas en voor zonnepanelen. Bij sommige producten worden hoge eisen gesteld aan de kwaliteit van de mineralen. Bedrijven zoals Sibelco leveren mineralen. Ze worden gedolven, gereinigd, vermalen en gedroogd. Bij een deel van de processen, met name het vermalen, is energie nodig voor kracht, en dit gaat veelal elektrisch. Bij andere processen, met name het drogen, is energie nodig voor warmte en dit gaat nu veelal op basis van aardgas. Mineralen kunnen gedroogd worden aan de hete lucht die direct van de verbranding komt, of aan stoom gemaakt met een ketel. Bij Sibelco in Maastricht gaat het om drogen met directe verbranding.

Waterstof is technisch toepasbaar voor directe verbranding, maar is, wederom, nog nauwelijks getest. Branders moeten vervangen worden en aandachtspunten zijn vocht en ventilatie. Elektrificatie is ook technisch haalbaar, door lucht te verhitten aan een heater. Groengas zou, indien beschikbaar, ook een optie kunnen zijn.

Economisch lijkt elektrificatie de vooraanstaande optie te zijn, niet waterstof. Elektrificatie kan rond 2030 al concurrerend zijn. Waterstof zal, bij stijgende emissieprijsen en dalende waterstofprijzen, wel de voorkeur gaan krijgen boven aardgas, wat relevant is wanneer elektrificatie geen optie blijkt.

Figuur 10 - Kosten directe verbranding per MWth per jaar



4.7 Papier en houtverwerking

Onder de LEA-bedrijven zijn drie papierfabrieken (Sappi, Smurfit Kappa en WEPA) en een fabriek voor HPL-compactplaten, vezelplaten, hars en papier (Trespa). Belangrijk onderdeel in de productieprocessen in deze branche vormt het drogen. Dit wordt veelal gedaan met stoom bij een temperatuur van 200 tot 400 graden Celsius. Een enkel proces werkt met directe verbranding. De stoom wordt doorgaans geproduceerd met aardgas: soms met een gewone ketel en soms met een wkk, waarbij naast warmte ook elektriciteit wordt geproduceerd.

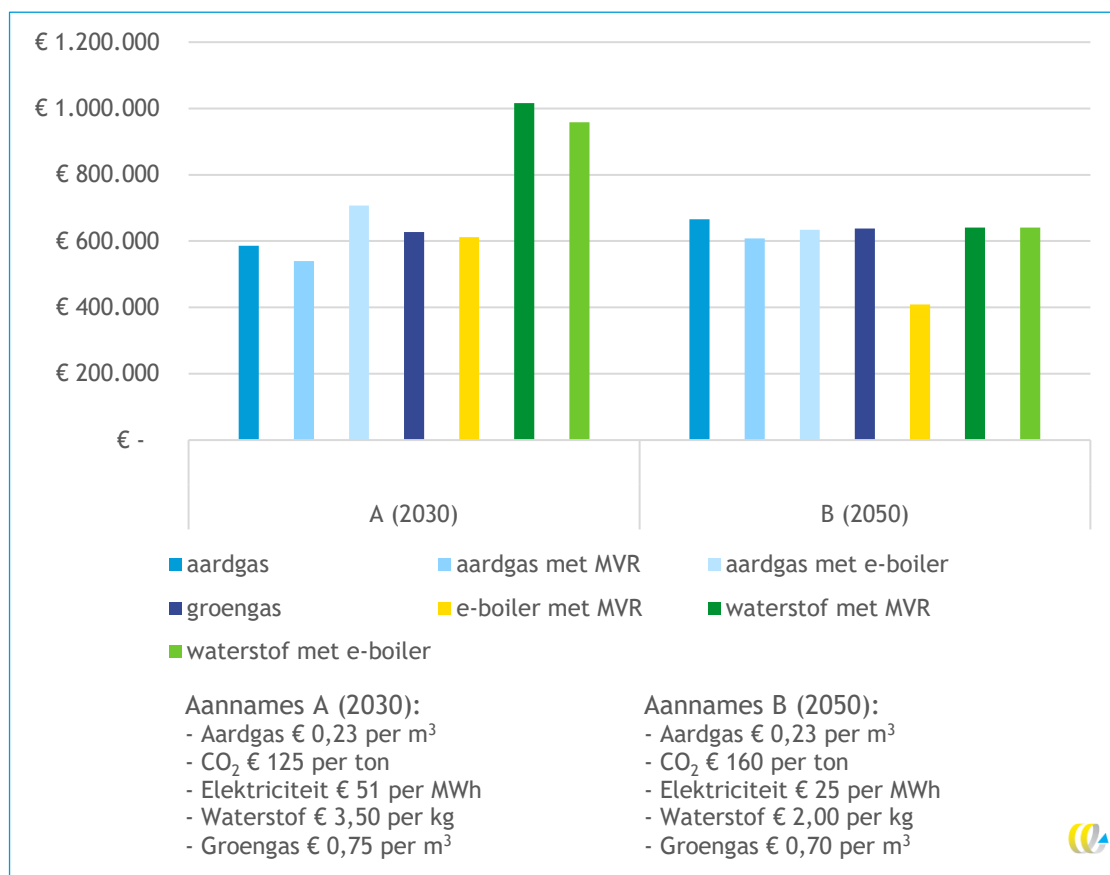
Waterstofketels zijn technisch zeker haalbaar, waterstof-wkk's zijn waarschijnlijk haalbaar maar nog ongetest, en waterstofbranders zijn technisch zeer waarschijnlijk haalbaar. In de basis verandert de stoom- of warmteproductie enkel bij de brander, die voor waterstof geschikt moet zijn. Alternatieven zijn stoomproductie met biogas of biomassa, wat vaak al voorhanden is binnen het bedrijf. Er zijn ook opties voor elektrificatie en hybridisering. Allereerst is er de e-boiler, en drogen van coatings kan met infraroodstraling. Daarnaast zijn er hybride opties met gasgestookte ketels plus e-boiler. Ten slotte is er de MVR, wat een warmtepomp is die een reststroom opwaardeert naar de gewenste temperatuur en zo de efficiëntie van een boiler kan verhogen.

Economisch lijkt waterstof op den duur mogelijk, maar waarschijnlijk niet de meest gunstige optie, voor ketels, wkk's noch directe verbranding. Tot 2030 zal een aardgas-ketel de primaire warmtebron blijven, eventueel met een MVR. Daarna ligt volledige elektrificatie met een e-boiler, eventueel met MVR, het meest voor de hand. Of biogas en

biomassa aantrekkelijke opties zijn, hangt sterk af van de beschikbaarheid binnen het bedrijf en interne prijzen die daarvoor gerekend worden.

Aandachtspunt bij elektrificatie vormt de elektriciteitsaansluiting. Bij volledige elektrificatie is een aanzienlijke aansluiting nodig, en dit kan praktische moeilijkheden geven en in ieder geval een aanzienlijke kostenpost. In geval men nu van een wkk gebruikmaakt, zal de stroom die daarmee nu opgewekt wordt ook van het net moeten komen.

Figuur 11 - Kosten MT-stoom per MWth per jaar



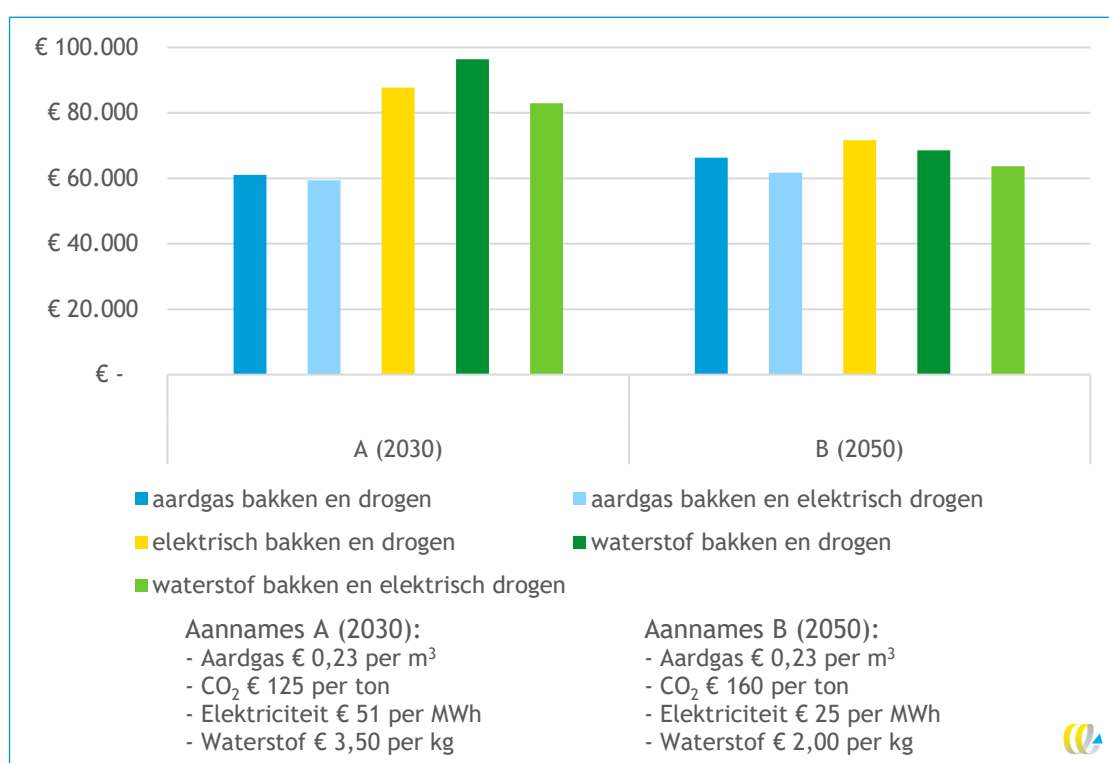
4.8 Steen en keramiek

In Limburg zijn er dertien locaties waar steen of keramiek geproduceerd wordt. Energetisch zijn de belangrijkste twee processen het bakken en het drogen; het eerste in ovens op hoge temperatuur en het tweede met hetelucht op middelhoge temperatuur uit directe verbranding. Alles is nu aardgasgestookt.

Waterstofovens zijn waarschijnlijk technisch haalbaar, maar de toepassing is nog onderwerp van onderzoek. Belangrijk bij het bakken is dat hierbij de steen zijn kleuring krijgt en de vraag is hoe deze kleuring bij waterstofovens goed vorm te geven is. De branche, verzameld in de KNB, doet hiernaar momenteel onderzoek met proefopstellingen. Elektrische ovens zijn mogelijk ook technische optie. Voor het drogen met directe verbranding geldt hetzelfde: technisch is waterstof waarschijnlijk haalbaar, elektrificatie lijkt ook mogelijk.

Voor 2030 is waterstoftoepassing economisch gezien zeer onwaarschijnlijk, op de lange termijn wordt het waarschijnlijk. De businesscases zijn nog omgeven met grote onzekerheid, niet alleen vanwege brandstof- en elektriciteitsprijzen, maar ook wat betreft de investeringen en efficiënties. Uit onze analyse, waarin we alle kennislacunes zo goed als mogelijk hebben ingevuld (Besier, 2021), komt als meest gunstige om eerst het droogproces te elektrificeren, waarna het bakproces op waterstof over zou kunnen gaan. In de B-set aan prijsaannames, die zou kunnen doorgaan voor 2040 of 2050, liggen alle opties evenwel nog dicht bij elkaar, inclusief de conventionele aardgasgestookte optie. Ten slotte merken we op dat het specifieke product (steen, tegels of keramiek, en de kleuring ervan) een relevante factor is in de efficiëntie, zodat de uitkomsten per bedrijfslocatie kunnen verschillen. Volgende figuur toont de uitkomsten voor een gemiddelde steenfabriek.

Figuur 12 - Kosten per ton steen



4.9 Overzicht bevindingen

Het totale volume aan waterstofvraag wat kan ontstaan vanuit de LEA-bedrijven (exclusief Chemelot) bedraagt waarschijnlijk 2,1 PJ per jaar, met een maximum van 9,3 PJ per jaar. We vatten de resultaten per sector samen in onderstaande tabel, waarbij we de technische haalbaarheid en economische levensvatbaarheid kwalificeren in termen van zeker niet/zeer onwaarschijnlijk/onwaarschijnlijk/mogelijk/waarschijnlijk zeer waarschijnlijk/zeker.

Tabel 3 - Technische haalbaarheid en economische levensvatbaarheid van waterstoftoepassing

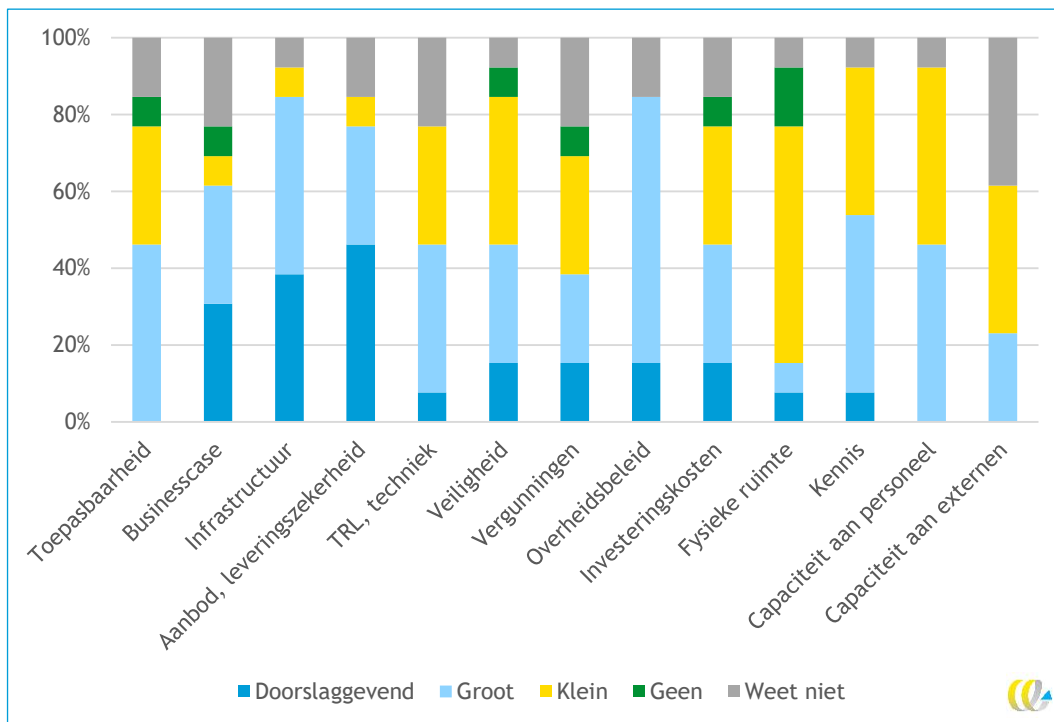
| Sector | Toepassing | Technische haalbaarheid | Economische levensvatbaarheid |
|--------------------------|--|---|--|
| Aluminium | – Waterstofovens voor HT t.b.v. smelten, gieten en homogeniseren | – Waarschijnlijk – R&D nodig | – Smelt- en gietovens: mogelijk – Homogenisering: mogelijk – Gelijke kansen voor elektrificatie en combinatie waterstof met elektrificatie – Niet voor 2030 |
| Assemblage | – Waterstofboilers voor LT | – Zeer waarschijnlijk | – Zeer onwaarschijnlijk – Elektrificatie goedkoper |
| Automotive | – Waterstofboilers voor LT – Waterstofbranders voor luchtverwarming – Waterstofovens voor MT t.b.v. drogen | – Zeer waarschijnlijk – R&D nodig | – Boilers en verwarmers: onwaarschijnlijk – Ovens: mogelijk – Niet voor 2030 |
| Glas | – Waterstofovens voor HT t.b.v. glassmelten | – Waarschijnlijk – R&D nodig – Constante productie essentieel; hybride biedt meer zekerheid | – Waarschijnlijk – Niet voor 2030 – Mogelijk goedkoper dan elektrificatie – Zuurstofverbranding eerste stap |
| Mineralen | – Waterstofboilers of -branders voor MT t.b.v. drogen | – Zeer waarschijnlijk | – Onwaarschijnlijk – Elektrificatie eerste optie |
| Papier en houtverwerking | – Waterstof-wkk's, -boilers of -branders voor MT t.b.v. drogen | – Zeer waarschijnlijk | – Onwaarschijnlijk – Elektrificatie eerste optie |
| Steen en keramiek | – Waterstofovens voor HT t.b.v. bakken – Waterstofbranders voor MT t.b.v. drogen | – Waarschijnlijk – R&D nodig, zeker wat betreft kleuring van het product | – Waarschijnlijk – Niet voor 2030 – Goedkoper dan elektrificatie |

Beschikbaarheid, overheidsbeleid en de businesscase vormen de voornaamste obstakels of onzekerheden voor de inzet van waterstof. We hebben de resultaten uit onze analyse naast de enquêteresultaten gelegd. De verwachtingen omtrent de kansen voor waterstof-toepassing en elektrificatie komen meestal overeen. In de enquête is ook gevraagd naar obstakels voor inzet van waterstof en voor elektrificatie. De resultaten zijn weergegeven in respectievelijk Figuur 13 en Figuur 14. Te zien is dat bij waterstof grote onzekerheid heerst over beschikbaarheid (oftewel infrastructuur en aanbod/leveringszekerheid) en over overheidsbeleid omtrent waterstof, wat uiteraard mede relevant is voor de businesscase. Bij elektrificatie is er de meeste onzekerheid over de businesscase en vormen infrastructuur (een grotere netaansluiting) en aanbod/leveringszekerheid eveneens obstakels of bronnen van onzekerheid.

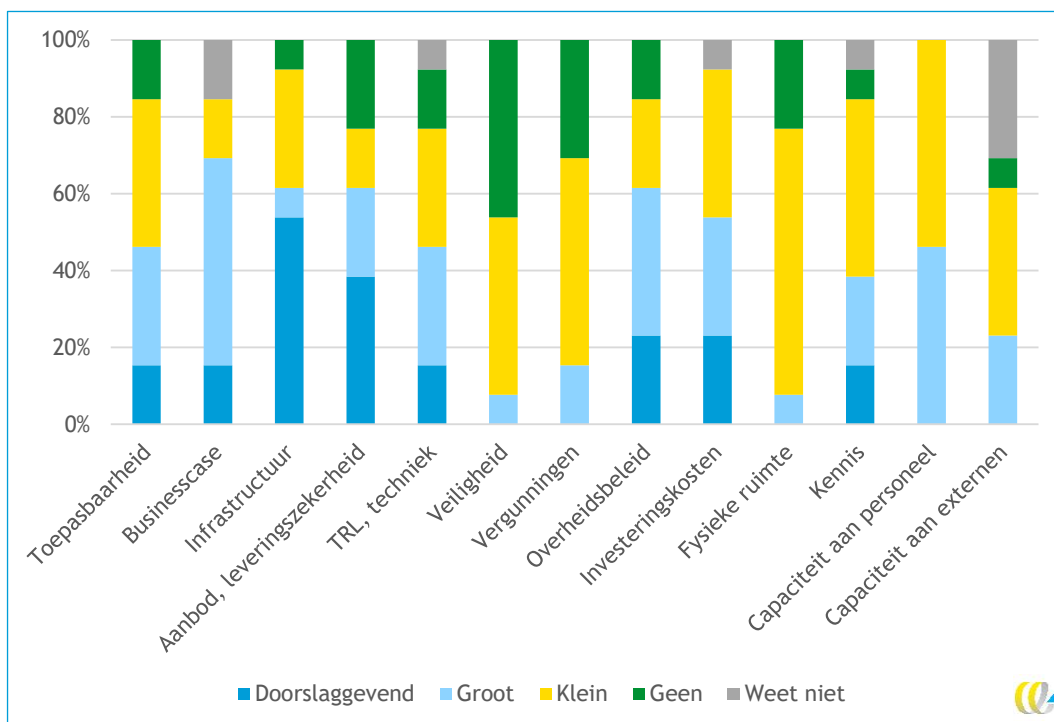
Er zijn, kortom, de meeste kansen voor waterstoftoepassing bij processen op hoge temperatuur in de glassector, steen en keramiek, en aluminium. Het is onwaarschijnlijk dat waterstof al wordt toegepast voor 2030. De grootste onzekerheden voor eventuele toepassing erna zijn gelegen in prijs, beschikbaarheid en infrastructuur, met achterliggend het

overheidsbeleid wat daarin een factor is. Bij processen op middelhoge of lage temperatuur is elektrificatie de vooraanstaande optie. Aandachtspunten bij elektrificatie vormen echter de netaansluiting en infrastructuur.

Figuur 13 - Enquête resultaten over obstakels voor inzet van waterstof



Figuur 14 - Enquête resultaten over obstakels voor elektrificatie



5 Conclusies en aanbevelingen

5.1 Beschikbaarheid van waterstof

Waterstof wordt steeds sterker gezien als essentieel onderdeel van de klimaattransitie, en er is groeiende activiteit zowel rondom vraag, aanbod als infrastructuur.

Energetische inzet van waterstof in de industrie zal niet de eerste toepassing zijn.

Waterstof zal eerst toepassing vinden als grondstof in met name chemie, kunstmest-productie en raffinage. De verwachting is dat er ook vraag zal ontstaan voor zwaar transport. Daarna komen wellicht de energetische inzet van waterstof in de industrie en in de gebouwde omgeving. Mogelijk ontstaat er op den duur een grote waterstofvraag voor elektriciteitscentrales, als klimaatneutrale back-up voor zon en wind.

De verwachting is dat er een internationale waterstofmarkt gaat ontstaan.

Er zijn verschillende scenario's voor de Nederlandse positie: met meer of minder import, meer of minder eigen productie gekoppeld aan wind op zee, en meer of minder doorvoer naar onder meer Duitsland. Groene waterstof zal opkomen rond 2030, vooruitlopend daarop kan blauwe waterstof een belangrijke rol vervullen.

Prijzen zijn erg onzeker. De belangrijkste parameters voor de opkomst van waterstof zijn de aardgasprijs, emissieprijs, de elektriciteitsprijs en de waterstofprijs. Deze laten zich nauwelijks voorspellen voor een termijn tot en met 2050. Voor waterstof is een prijsrange rond € 3,50 per kg in 2030 tot circa € 2 per kg in 2050 voorzien. De prijs van groene waterstof zal zijn gerelateerd aan de elektriciteitsprijs, maar niet één op één. Groene waterstof zal voornamelijk geproduceerd worden bij lage elektriciteitsprijzen, en dus niet gekoppeld zijn aan de gemiddelde elektriciteitsprijs.

Met overheidsbeleid is het omslagpunt voor energetische inzet van waterstof naar voren te halen. Wanneer de prijs van aardgas plus emissies stijgt en de prijs van waterstof daalt, komt er een omslagpunt. Bij € 0,23 cent per m³ voor aardgas en € 2 per kg voor waterstof, zou het omslagpunt liggen bij circa € 140 per ton aan emissierechten of CO₂-heffing. Voor zover prijzen te prognosticeren zijn, komt dit omslagpunt niet vóór 2030.

- **Stimuleer overheidsbeleid (techniekneutraal) dat de transitie naar duurzame technieken bevordert en de onzekerheid verkleint waarbinnen bedrijven hun investeringsbeslissingen moeten maken.**

5.2 Waterstoftransport

Voor de infrastructuur zijn concrete plannen: zowel voor een waterstofbackbone als de aanvullende Deltacorridor. De backbone zal de vijf Nederlandse industrieclusters, waaronder Chemelot, verbinden met productie- of importlocaties. De backbone kan grotendeels binnen het bestaande gasnetwerk gerealiseerd worden en operationeel komen tussen 2025 en 2030. De Deltacorridor voorziet aanvullende buisleidingen om onder meer waterstoftransport van Rotterdam naar Chemelot en Noordrijn-Westfalen te faciliteren.

Bij de waterstofbackbone vigeren twee alternatieve tracés richting Chemelot: een route langs Venray en Venlo (min of meer parallel aan de N277) en een route langs Weert en Maasbracht (min of meer parallel aan de A2).

De backbone zal voldoende capaciteit bieden, zowel voor waterstofvraag van Chemelot als eventuele waterstofvraag van overige LEA-bedrijven.

- De route langs de N277 biedt de meeste kansen voor Limburgse bedrijven om erop aan te sluiten. We adviseren om in te zetten op de waterstofbackbone over dit tracé.
- De uiteindelijke aansluitingen op de waterstofinfrastructuur vormen een aandachtspunt. Dit moet per case uitgewerkt worden. Er komen mogelijkheden om buizen in het RTL op waterstof om te zetten. We raden aan om dit binnen LEA-verband op te pakken en te kijken waar men samen op kan trekken richting Gasunie en de Deltacorridor. Gezamenlijk is er een sterkere case te maken.
- Een specifiek voorbeeld hiervan is om met Gasunie en de LEA-bedrijven de concrete opties voor aansluiting van Maastricht op de waterstofbackbone te onderzoeken.

5.3 Kansen voor waterstoftoepassing bij LEA-bedrijven

Van de meeste LEA-bedrijven is een analyse gemaakt van de verduurzamingsopties, waarbij de technische haalbaarheid en de economische levensvatbaarheid zijn onderzocht.

Technisch is de inzet van waterstof waarschijnlijk overal mogelijk, maar is R&D gevraagd. De toepassing van waterstof is nog nauwelijks getest, omdat daar economisch geen reden toe is geweest. Punten die nu onderwerp vormen voor R&D zijn onder meer de porositeit en kleuring van stenen, aanpassingen aan branders en instellingen van ovens.

Economisch is de inzet van waterstof vooral opportuun bij hoge temperaturen en na 2030. In Limburg gaat het dan met name om aluminium, glas, en steen en keramiek. Elektrificatie is gunstiger bij middelhoge- en laagtemperatuurniveaus. In sommige gevallen kan biogas of groengas ook een goede optie zijn, aangenomen dat dit beschikbaar is en vrij van emissierechten. Aandachtspunten bij elektrificatie zijn de netaansluiting en de groeiende fluctuaties in de elektriciteitsprijzen.

Resultaten over economische levensvatbaarheid zijn nog erg onzeker, gezien de onzekerheid in de prijsparameters (aardgas, emissies, elektriciteit en waterstof). Niettemin hebben we bij twee sets van parameters de resultaten gepresenteerd in dit rapport: de ene set gericht op 2030, de tweede op 2040 tot 2050. De berekeningen zijn gedeeld met de bedrijven, zodat zij inzicht krijgen wanneer kantelpunten zich voor hen kunnen voordoen.

Het totale volume aan waterstofvraag wat kan ontstaan vanuit de LEA-bedrijven bedraagt waarschijnlijk 2,1 PJ per jaar, met een maximum van 9,3 PJ per jaar. Dit is exclusief Chemelot. In de CES is aangegeven is de waterstofbehoefte in Chemelot ingeschat op 200 tot 240 kton per jaar geschat (28 tot 34 PJ) voor 2030, en op 250 tot 320 kton per jaar (35 tot 45 PJ) voor 2050.

- **Stimuleer met LEA de R&D naar waterstoftoepassingen.**
- **We adviseren om de analyses van technische haalbaarheid en economische levensvatbaarheid tweejaarlijks te updaten en na te gaan of dat aanleiding geeft om in LEA-verband extra actie te ondernemen om waterstof tijdig beschikbaar te maken voor de betreffende bedrijven.**

A Literatuur

- Aardgasbuffer Zuidwending.** 2017. *Aardgasbuffer Zuidwending: van aardgasbuffer naar energiehubs* [Online]. Available: [https://www.agbzw.nl/projecten/a1/\\$843/\\$845](https://www.agbzw.nl/projecten/a1/$843/$845) [Accessed].
- Afman.** 2020. *Aanpassingen aan de klimaatneutrale energiescenario's 2050* [Online]. Available: <https://refman.energytransitionmodel.com/publications/2119> [Accessed 2021].
- Belastingdienst.** 2021. *Handboek milieubelastingen : paragraaf 7.1* [Online]. Available: https://download.belastingdienst.nl/belastingdienst/docs/handboek_milieubelast_2021_ml0301z11fd.pdf [Accessed 2021].
- Berenschot,** 2018. *Elektronen en/of Moleculen: Twee transitiepaden voor een CO2-neutrale toekomst.* Utrecht, Berenschot Groep B.V.
- Berenschot & Kalavasta.** 2020. *Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 : Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050* [Online]. Available: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Toekomstscenario's_64_9ab35ac320.pdf [Accessed 2021].
- Besier.** 2021. *Decarbonisation of the Dutch ceramic industry: A techno-economic analysis of decarbonisation options* [Online]. Available: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3A95925fdc-69a1-410e-b335-cc6ca4c38d31> [Accessed 2021].
- Buck Consultants International.** 2021. *Haalbaarheidsstudie buisleiding(en) PoR - Chemelot - NRW* [Online]. Available: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/05/19/bijlage-1-haalbaarheidsstudie-buisleidingen-por-chemelot-nrw-2020-01-13> [Accessed 2021].
- CBS.** 2021. *Statline: Aardgas en elektriciteit, gemiddelde prijzen van eindverbruikers* [Online]. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/81309NED/table?dl=56025> [Accessed 2021].
- CE Delft.** 2018. *Waterstofroutes Nederland : Blauw, groen en import* [Online]. Delft: CE Delft. Available: <https://ce.nl/publicaties/waterstofroutes-nederland-blauw-groen-en-import/> [Accessed 2021].
- CE Delft.** 2021. *Windenergie voor elektrificatie: Bij welke elektriciteitsprijzen gaat het elektrificatiepotentieel in de industrie maximaal benut worden?* [Online]. Available: <https://ce.nl/publicaties/windenergie-voor-elektrificatie/> [Accessed 2021].
- CE Delft, Quintel & TNO.** 2020. *Systeemstudie energie-infrastructuur Limburg* [Online]. Available: <https://www.chemelot.nl/duurzaamheid/cluster-energie-strategie-chemelot-2030-2050> [Accessed 2021].
- Chemelot.** 2021. *Duurzaam verbonden: Cluster Energie Strategie Chemelot 2030 - 2050* [Online]. Available: <https://www.chemelot.nl/duurzaamheid/cluster-energie-strategie-chemelot-2030-2050> [Accessed 2021].
- Energy Transitions Commission.** 2021. *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy* [Online]. Available: <https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/> [Accessed 2021].
- Enexis.** 2021. *Tarievenbladen grootzakelijk* [Online]. Available: <https://www.enexis.nl/zakelijk/aansluitingen/tarieven/tarievenoverzicht/tarievenbladen-downloaden> [Accessed 2021].



- EY, NVDE & NWBA. 2020. *Stimulering van waterstof in de fiscaliteit* [Online]. Available: <https://www.nwba.nl/wordpress/wp-content/uploads/2020/07/Position-Paper-waterstof-kansen-fiscaliteit.pdf> [Accessed 2021].
- FCH JU. 2019. *Hydrogen Roadmap Europe* [Online]. Available: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf [Accessed 2021].
- Gasunie, 2019. Waterstof: vraag en aanbod nu - 2030. Groningen, Gasunie.
- Gasunie. 2020. *Waterstofbackbone Gasunie* [Online]. Available: [https://www.gasunie.nl/expertise/waterstof/waterstofbackbone/\\$6062/\\$6063](https://www.gasunie.nl/expertise/waterstof/waterstofbackbone/$6062/$6063) [Accessed 2021].
- IEA, 2019. *The Future of Hydrogen : Seizing today's opportunities*. Paris, IEA Publications.
- IRENA. 2019. *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective* [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf [Accessed 2021].
- Kortes & van Dril, 2019. *Decarbonisation options for the Dutch aluminium industry*. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- Liebreich Associates. 2021. *Hydrogen Demand Side Merit Order* [Online]. Available: https://drive.google.com/file/d/1JTNA8w8yqBOAg_4rt3MxvW5HQQwE4F2/view [Accessed 2021].
- Ministerie van EZK. 2021. *Kamerbrief d.d. 30 juni 2021 betreft: ontwikkeling transportnet voor waterstof* [Online]. Available: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2021/06/30/kamerbrief-over-ontwikkeling-transportnet-voor-waterstof> [Accessed].
- Natuur en Milieu. 2021. *Waterstof: De waterstofladder* [Online]. Available: <https://www.natuurenmilieu.nl/themas/energie/projecten-energie/waterstof/waterstof-de-waterstofladder/> [Accessed 2021].
- NEa. 2020. *Voorlichting CO2-heffing industrie* [Online]. Available: <https://www.emissieautoriteit.nl/actueel/nieuws/2020/11/27/voortlichting-co2-heffing-industrie> [Accessed 2021].
- Netbeheer Nederland. 2021. *Het Energiesysteem van de Toekomst: Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050* [Online]. Available: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Toekomstscenario's_64_9ab35ac320.pdf [Accessed].
- PBL. 2020a. *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020* [Online]. Available: <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2020> [Accessed 2021].
- PBL. 2020b. *Waterstof voor de gebouwde omgeving: Operationalisering in de startanalyse 2020* [Online]. Available: https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-waterstof-voor-de-gebouwde-omgeving-operationalisering-in-de-startanalyse-2020_4250.pdf [Accessed 2021].
- PBL. 2021. *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021* [Online]. Available: <https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2021> [Accessed 2021].
- PBL & TNO. 2021. *Publications Manufacturing Industry Decarbonisation Data Exchange Network (MIDDEN)* [Online]. Available: <https://www.pbl.nl/en/middenweb/publications> [Accessed 2021].
- Port of Rotterdam. 2020. *New pipelines needed between Rotterdam, Chemelot and North Rhine-Westphalia for the energy transition* [Online]. Available: <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/vision-port-of-rotterdam-pipeline-structure-rotterdam-chemelot-nrw.pdf> [Accessed 2021].
- Raad voor de Leefomgeving n Infrastructuur. 2021. *Waterstof : De ontbrekende schakel* [Online]. Available:



- https://www.rli.nl/sites/default/files/advies_waterstof_de_ontbrekende_schakel_-_def.pdf [Accessed 2021].
- Rijksoverheid.** 2021. *Wet belastingen op milieugrondslag, artikel 48* [Online]. Rijksoverheid. Available: <https://wetten.overheid.nl/jci1.3:c:BWBR0007168&hoofdstuk=VI&afdeling=2&artikel=48&z=2021-04-01&g=2021-04-01> [Accessed 2021].
- Strategy&**. 2021. *HyWay 27 : waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?* [Online]. Available: <https://www.hyway27.nl/actueel/hyway-27-realisatie-van-het-landelijk-waterstofnetwerk> [Accessed 2021].
- Visser.** 2020. *Waterstof: cruciaal voor behalen klimaatdoelen* [Online]. Available: <https://energiepodium.nl/artikel/waterstof-cruciaal-voor-behalen-europese-klimaatdoelen> [Accessed 2021].



B Interviews en medewerking

Tabel 4 - Organisaties en personen die met hun medewerking hebben bijgedragen aan dit onderzoek

| Organisatie | Naam |
|---------------------------|---------------------|
| Canon | Peter Geurts |
| E-MAX | Carlos van Kampen |
| Gasunie | Jarig Steringa |
| KNB | Niels Bijleveld |
| | Durk Smink |
| MOSA | Willem Stas |
| O-I Manufacturing | Joost Laven |
| Provincie Limburg | Nina van Dongen |
| | Jan-Jaap van Halem |
| | Paul Levels |
| | Martijn Valk |
| Sappi | Bram Goorts |
| Sibelco | Jan Jansen |
| Smurfit Kappa | Geert Hees |
| | Claire Schreurs |
| Steenfabriek Engels | Jeroen Engels |
| Steenfabriek Linssen | Han van der Weijden |
| Steenfabriek Vandersanden | Marcel Joosten |
| Trespa | Ingrid van Berkum |
| VDL Nedcar | Ruud Jessen |
| WEPA | Jos Manders |
| Wienerberger | Huub Briels |

C Tabellen

C.1 Aanbod van waterstof

Tabel 5 - Waterstofaanbod in Nederland uit eigen productie en import

| Bron | Scenario | Jaar | Aanbod waterstof |
|-------------------------------------|--|------|--|
| (Gasunie, 2019) | Scenario 1 / geen programmatische aanpak | 2030 | 180 PJ grijze waterstofproductie 10 PJ groene waterstofproductie p.m. import |
| | Scenario 2 / programmatische aanpak op elektrolyse | 2030 | 180 PJ grijze waterstofproductie 30 PJ groene waterstofproductie p.m. import |
| | Scenario 3 / programmatische aanpak op CCS | 2030 | 130 PJ grijze waterstofproductie 50 PJ blauwe waterstofproductie 10 PJ groene waterstofproductie p.m. import |
| | Scenario 4 / programmatische aanpak op elektrolyse en CCS | 2030 | 130 PJ grijze waterstofproductie 100 PJ blauwe waterstofproductie 50 PJ groene waterstofproductie p.m. import |
| (Berenschot & Kalavasta, 2020) * | Regionale Sturing | 2050 | 271 PJ groene waterstofproductie 38 PJ import |
| | Nationale Sturing | 2050 | 372 PJ groene waterstofproductie Geen import |
| | Europese CO ₂ -Sturing | 2050 | 21 PJ groene waterstofproductie 246 PJ blauwe waterstofproductie 167 PJ import |
| | Internationale Sturing | 2050 | 16 PJ groene waterstofproductie 582 PJ import |

* De scenario's zijn bijgesteld na uitwerking van flexibilisering tijdens fase 2 van I13050 (Afman, 2020). De gegevens waar we in dit rapport mee hebben gewerkt, komen daarom direct uit de Energietransitiemodellen van de bijgestelde scenario's. Zie ook Bijlage D.

C.2 Vraag naar waterstof

Tabel 6 - Waterstofvraag Nederland (industrie en totaal) *

| Bron | Scenario | Jaar | Waterstofvraag |
|--------------------------------|-----------------------------------|------|---|
| (Gasunie, 2019) | Laag | 2030 | 160 PJ grondstof industrie 20 PJ energetisch industrie 200 PJ totaal alle sectoren |
| | Midden | 2030 | 160 PJ grondstof industrie 40 PJ energetisch industrie 280 PJ totaal alle sectoren |
| | Hoog | 2030 | 200 PJ grondstof industrie 80 PJ energetisch industrie 420 PJ totaal alle sectoren |
| (Berenschot, 2018) | Moleculen | 2050 | 452 PJ grondstof + energetisch industrie 1.185 PJ totaal alle sectoren |
| | Elektronen | 2050 | 199 PJ grondstof + energetisch industrie 694 PJ totaal alle sectoren |
| (FCH JU, 2019) | Business as usual | 2050 | 60 PJ grondstof industrie 8 PJ energetisch industrie 120 PJ totaal alle sectoren |
| | Ambitious | 2050 | 138 PJ grondstof industrie 50 PJ energetisch industrie 479 PJ totaal alle sectoren |
| (Berenschot & Kalavasta, 2020) | Regionale Sturing | 2050 | 14 PJ grondstof industrie 61 PJ energetisch industrie 309 PJ totaal alle sectoren |
| | Nationale Sturing | 2050 | 28 PJ grondstof industrie 122 PJ energetisch industrie 344 PJ totaal alle sectoren |
| | Europese CO ₂ -Sturing | 2050 | 70 PJ grondstof industrie 243 PJ energetisch industrie 434 PJ totaal alle sectoren |
| | Internationale Sturing | 2050 | 134 PJ grondstof industrie 214 PJ energetisch industrie 598 PJ totaal alle sectoren |



Tabel 7 - Waterstofvraag Limburgse industrie volgens CES en Stysteemstudie *

| Bron | Scope industrie | Jaar | Scenario | Toepassing (PJ/jaar) | | |
|-------------------------|---|------|-----------------------------------|----------------------|-----------|--------|
| | | | | Warmte | Grondstof | Totaal |
| (Chemelot, 2021) | Chemelot | 2020 | N.v.t. | N.b. | N.b. | 28 |
| | Chemelot | 2030 | N.v.t. | N.b. | N.b. | 28-34 |
| | Chemelot | 2050 | N.v.t. | N.b. | N.b. | 35-45 |
| (CE Delft et al., 2020) | Overig | 2030 | Klimaatakkoord | 0,1 | 0 | 0,1 |
| | Overig | 2030 | Klimaatakkoord Plus | 0,1 | 0 | 0,1 |
| | Overig, papier en voedsel (warmte); kunstmest (grondstof) | 2050 | Regionale Sturing | 2,3 | 10 | 13 |
| | Overig, papier en voedsel (warmte); kunstmest (grondstof) | 2050 | Nationale Sturing | 5,4 | 15 | 20 |
| | Overig, papier en voedsel (warmte); kunstmest (grondstof) | 2050 | Europese CO ₂ -Sturing | 11 | 0 | 11 |
| | Overig, papier en voedsel (warmte); kunstmest (grondstof) | 2050 | Internationale Sturing | 11 | 31 | 42 |

* De CES telt ook de huidige waterstofvraag mee die wordt voorzien d.m.v. eigen waterstofproductie. De systeemstudie neemt deze niet mee. Voor de systeemstudie is de opsplitsing naar waterstof als energiedrager en als grondstof verstrekt door de auteurs van het rapport.

C.3 Prijsontwikkeling

Tabel 8 - Inschattingen van toekomstige waterstofprijzen

| Bron | Jaar | Type | Kostprijs |
|--------------------------------|------|----------------|--|
| (Berenschot & Kalavasta, 2020) | 2025 | Blauw | € 2,30 per kg |
| | | Groen | € 2,20 - 3,20 per kg |
| | 2030 | Blauw | € 2,30 per kg |
| | | Groen | € 2,10 - 2,90 per kg |
| | 2035 | Blauw | € 2,30 - 2,40 per kg |
| | | Groen | € 1,70 - 2,10 per kg |
| (PBL, 2020b) | 2030 | Blauw | € 2,40 - 5,27 per kg (incl. transport, opslag etc.) |
| | | Groen | € 2,80 - 5,33 per kg (incl. transport, opslag etc.) |
| (Visser, 2020) | 2020 | Groen (Sahara) | € 2,70 per kg productie + € 0,30 per kg transport |
| | 2030 | Groen (Sahara) | € 1,40 per kg productie + € 0,30 per kg transport |
| | 2050 | Groen (Sahara) | € 0,80 per kg productie + € 0,30 per kg transport |

| Bron | Jaar | Type | Kostprijs |
|---------------------------------------|------|-------------------|----------------------|
| (CE Delft, 2018) | 2030 | Blauw (Noorwegen) | € 1,70 - 2,20 per kg |
| | | Groen (Noordzee) | € 1,70 - 2,90 per kg |
| | | Groen (Marokko) | € 1,20 - 2,20 per kg |
| | 2030 | Blauw | € 1,45 - 2,91 per kg |
| | | Groen | € 1,73 - 3,45 per kg |
| | 2050 | Groen | € 1,45 - 2,55 per kg |
| (IRENA, 2019) | 2030 | Blauw | € 1,10 - 2,27 per kg |
| | | Groen | € 1,45 - 1,73 per kg |
| | 2050 | Blauw | € 1,10 - 2,27 per kg |
| | | Groen | € 0,86 - 2,36 per kg |
| (Energy Transitions Commission, 2021) | 2030 | Blauw | € 1,15 - 1,80 per kg |
| | | Groen (Frankrijk) | € 1,70 per kg |
| | 2050 | Blauw | € 1,05 - 1,70 per kg |
| | | Groen (Frankrijk) | € 1,20 per kg |

C.4 Parameters economische analyses

In aanvulling op de MIDDEN-database en bedrijfsgegevens zijn de volgende parameters opgenomen in de businesscases.

Tabel 9 - Aanvullende parameters in economische analyse

| Type | Waarde | Toelichting | Bron |
|-------------------------------|---------------------------|--|--|
| Aardgasprijs | € 0,23 per m ³ | 2030 groothandelsprijs, ook aangenomen voor set B (2040/50). | (PBL, 2020a) |
| CO ₂ -emissieprijs | € 125 per ton | 2030, aangenomen voor set A (2030). | (NEa, 2020) |
| | € 140 per ton | Prijs waarbij kantelpunt van aardgas naar waterstof in zicht komt (bij € 0,23 per m ³ resp. € 2 per kg). | Zie Paragraaf 2.3 |
| | € 160 per ton | Aanname voor set B (2040/50). | Aanname |
| Elektriciteitsprijs | € 51 per MWh | 2030 groothandelsprijs, aangenomen voor set A (2030). | (PBL, 2020a) |
| | € 14 per MWh | 2050 scenario Regionale Sturing. Dit is gebaseerd op marginale kosten. Daarbij is onduidelijk hoe de kosten aan productiemiddelen worden terugverdiend. Deze bedragen circa € 20 per MWh. Een deel daarvan kan als strategische reserve worden aangemerkt, maar een ander deel zal via de reguliere marktmechanismen in de prijs tot uiting moeten komen. Deze opmerking is ook op de andere drie scenario's van toepassing. | (Berenschot & Kalavasta, 2020) |
| | € 13 per MWh | 2050 scenario Nationale Sturing. | |
| | € 35 per MWh | 2050 scenario Europese CO ₂ -Sturing. | |
| | € 34 per MWh | 2050 scenario Internationale Sturing. | |
| | € 25 per MWh | Marktprijs voor set B (2040/50). | Aanname, gemiddelde van bovenstaande vier scenario's |
| Groengasprijs | € 0,75 per m ³ | Marktprijs voor set A (2030), kostprijs plus winstmarge. | Aanname |



| Type | Waarde | Toelichting | Bron |
|----------------|---------------------------|---|--------------|
| | € 0,70 per m ³ | Marktprijs voor set B (2040/50), kostprijzdaling door leereffect en schaalvergroting, maar prijsstijging door krapte. | Aanname |
| | € 0,67 per m ³ | Inschatting kostprijs 2030 op basis van vergisting en superkritische watervergassing. | (PBL, 2020a) |
| | € 0,92 per m ³ | Inschatting kostprijs op basis van biomassavergassing. | (PBL, 2021) |
| MVR | 88% / 12% | De MVR verlaagt de load van de boiler naar 88%, de overige 12% komt van de reststoom die met de MVR wordt opgewaardeerd en terug ingevoerd. | |
| WACC | 8,5% | Investeringskosten worden met de WACC en de levensduur (MIDDEN) omgerekend tot jaarlijkse CAPEX. | Aanname |
| Prijspeil jaar | 2021 | Investeringskosten volgens MIDDEN zijn met inflatiecorrectie naar prijspeil 2021 omgezet. | Aanname |
| Inflatie | 2,0% | | Aanname |

D Klimaatneutrale energiescenario's 2050



Om zicht te krijgen op de investeringen die nodig zijn voor het energiesysteem van de toekomst, werken de netbeheerders aan een Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050). Deze verkenning geeft aan de hand van scenario's en marktontwikkelingen een langetermijnperspectief op het toekomstige energiesysteem en de bijbehorende energienetten. De studie neemt inzichten mee uit de energiesector, vraagontwikkeling in de industrie en input van de Regionale Energie Strategieën. Ook sluit de verkenning aan bij andere projecten over infrastructuurontwikkelingen.

Het project bestaat drie fasen, waarvan de eerste twee inmiddels zijn afgerond.

1. Klimaatneutrale energiescenario's 2050.
2. Consequenties van deze scenario's voor de netten.
3. Ontwikkelpaden.

Er zijn vier klimaatneutrale energiescenario's uitgewerkt door Berenschot en Kalavasta. Elk kent met een ander startpunt van waaruit de energietransitie wordt gedreven: regionaal, nationaal, Europees of mondiaal. In de eerste twee scenario's is Nederland sterk zelfvoorzienend in energie, in de laatste twee is er meer import. Er zijn daarnaast verschillende aannames gedaan over onder meer groeipaden van verschillende industriële sectoren, het draagvlak voor CCS en biomassa, en prijsontwikkelingen van verschillende energiedragers.

Uit het rapport over de scenario's (Berenschot & Kalavasta, 2020) geven we hieronder de algemene uitgangspunten en de omvang van de industrie per sector weer:

| Scenario Regionale sturing | Algemene uitgangspunten |
|---|--|
|  | <ul style="list-style-type: none">• Nederland haalt CO₂-doelen door regionale ontwikkeling• 100% CO₂-reductie• Zelfvoorzienend• Geen importen• Krimp van energie-intensieve industrie• Regionale projecten• Burgers zeer gedreven• Circulariteit speerpunt voor goederen en voedselproductie |
| Scenario Nationale sturing | Algemene uitgangspunten |
|  | <ul style="list-style-type: none">• Nederland haalt CO₂-doelen nationaal als koploper in Europa• 100% CO₂-reductie• Zeer hoge mate zelfvoorziening• Minimale importen• Energie-intensieve industrie blijft gelijk aan de huidige omvang• Grote nationale projecten• Circulariteit belangrijk voor goederen en voedselproductie |

Scenario Europese CO₂-sturing

Algemene uitgangspunten



- Europa haalt CO₂-doelen en is daarin koploper in de wereld
- 100% CO₂-reductie
- Algemene CO₂-heffing, importheffingen & compensatie aan de grenzen van Europa
- Energie-intensieve industrie groeit
- Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt
- CCS krijgt veel ruimte

Scenario Internationale sturing

Algemene uitgangspunten



- Gehele wereld streeft naar CO₂-doelen, fossiel wordt sterk beperkt
- 100% CO₂-reductie
- Vrije handel wordt gestimuleerd
- Handelinfrastructuren worden bevorderd
- Energie-intensieve industrie groeit
- Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt
- CCS krijgt ruimtetew

Tabel 20 Omvang industrie ten opzichte van 2015 (tevens ETM inputs)

| Industrie omvang | Regionale sturing | Nationale sturing | Europese CO ₂ sturing | Internationale sturing |
|----------------------------|-------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| Staal | 78% | 107% | 145% | 145% |
| Aluminium | 78% | 107% | 145% | 145% |
| Overig metaal* | 78% | 107% | 145% | 145% |
| Totale Raffinage | 19% | 44% | 45% | 54% |
| Raffinage | 14% | 36% | 40% | 50% |
| "E-refinery" | 5% | 8% | 5% | 4% |
| Chemische industrie | 78% | 107% | 145% | 145% |
| Kunstmest | 20% | 40% | 100% | 145% |
| ICT | 580% | 580% | 580% | 580% |
| Voeding | 78% | 107% | 145% | 145% |
| Papier | 78% | 107% | 145% | 145% |
| Overige industrie* | 78% | 107% | 145% | 145% |

* De overige metaalsector wordt in de modellering bij de overige industrie meegenomen. Hierdoor wijkt de waarde af met de waarde die in het ETM te vinden is.

De scenario's zijn online beschikbaar in het EnergieTransitieModel.

Ze zijn op volgende url's te raadplegen.

- [Regionale sturing: Scenariostudie Klimaatneutrale energiestudio's 2050](#)
- [Nationale Sturing: Scenariostudie Klimaatneutrale energiestudio's 2050](#)
- [Europese sturing: Scenariostudie Klimaatneutrale energiestudio's 2050](#)
- [Internationale sturing: Scenariostudie Klimaatneutrale energiestudio's 2050.](#)