

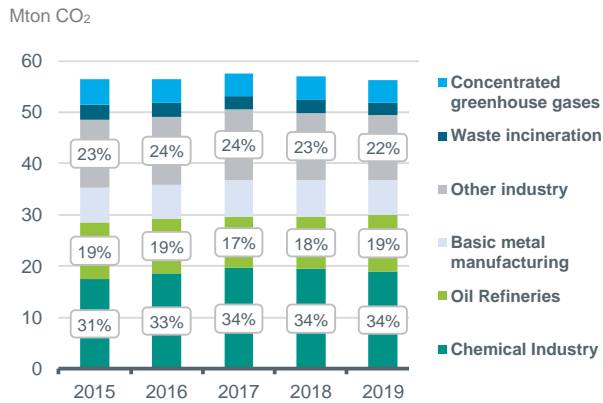
Energietransitiemonitor

Shanawaz Bhimji, CFA, Senior Credit
Strategist

shanawaz.bhimji@nl.abnamro.com

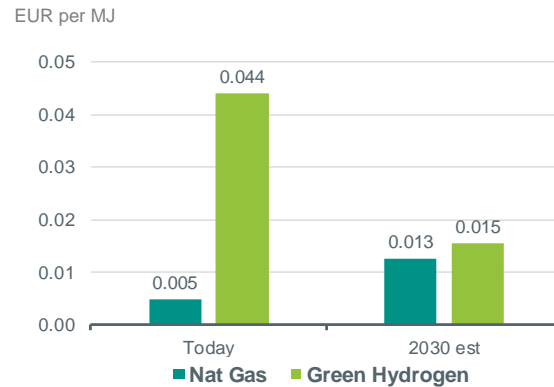
Groene waterstof als alternatief voor fossiele brandstoffen in 2030 komt dichterbij

- ▶ In een groot deel van de Nederlandse industrie zijn de productieprocessen warmte-intensief, met temperaturen tot 850°C. Deze warmte-intensieve processen zijn goed voor 31% van de uitstoot van broeikasgassen (CO₂) in Nederland en vormen daarmee de grootste bron van uitstoot.
- ▶ Gegeven het risico van CO₂-lekkage en de economische impact van de coronapandemie hebben de EU en de Nederlandse regering besloten om voor veel sectoren op de korte termijn coulanace te betrachten bij de invoering van CO₂-belasting. Vanaf 2025 treden echter allerlei CO₂-heffingen in werking; in 2030 kost dit de warmte-intensieve industrie EUR 80 per ton CO₂-uitstoot.
- ▶ Industriële verwarmingsprocessen kunnen geschikt worden gemaakt voor verbruik van een schone brandstof, zoals groene waterstof dat wordt geproduceerd door duurzaam opgewekte energie en water door elektrolyzers te leiden en geen CO₂-voetafdruk heeft. Op dit moment is groene waterstof niet concurrerend. Zelfs bij een sterke stijging van CO₂-heffingen moet de prijs van groene waterstof in 2030 tot circa EUR 1,78 per kg zijn gedaald voordat een overstap van fossiele brandstoffen naar groene waterstof de moeite van het overwegen waard wordt.
- ▶ Dankzij veelbelovende elektrolysetechnologie is een hoge efficiency haalbaar. Bij productie op industriële schaal is een prijs van EUR 2,19 per kg groene waterstof in 2030 mogelijk. Daarmee wordt de bestaande kloof in prijs/efficiency tussen groene waterstof en fossiele brandstoffen aanzienlijk kleiner.

Nederlandse industrie – CO₂-uitstoot per subsector

Bron: CBS, ABN AMRO Economisch Bureau

Groene waterstof in 2030 vrijwel concurrerend



Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

Inleiding – Eerste stappen in onderzoek naar potentieel van waterstof in Nederland

De energievraag in Noord-Europa wordt grotendeels door industriële ondernemingen bepaald. Zo is in Nederland de industriële sector verantwoordelijk voor 31% van de CO₂-uitstoot. De industriële productieprocessen werken grotendeels op reactiebasis en vereisen intensieve warmte tot niveaus die alleen via de verbranding van fossiele brandstoffen kunnen worden bereikt. Voor kraken met stoom ('steam cracking'), een proces dat ondernemingen als **Shell Chemicals**, **Sabic** en **Dow** toepassen, zijn oventemperaturen van 850°C vereist, terwijl voor de productie van ammoniak door ondernemingen als **OCI** en **Yara** een temperatuur tot 600°C nodig is. Door de huidige lage aardgasrijzen en beperkte beschikbaarheid van alternatieven voor aardgas als brandstof in reactieprocessen is de kans gering dat de CO₂-voetafdruk op korte termijn verbetert.

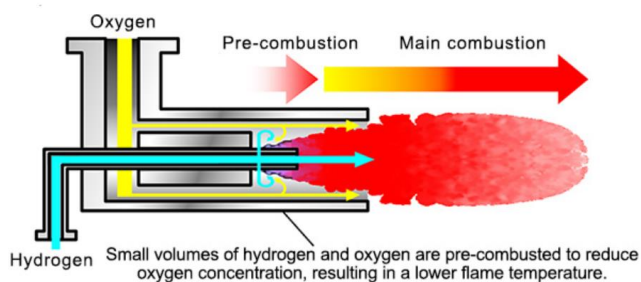
Op de langere termijn kan dit veranderen. De komst van hernieuwbare of groene waterstof en de commerciële opschaling van de productie hiervan kunnen voor een doorbraak zorgen. Groene waterstof kan immers aardgas als brandstof vervangen, omdat het in branders ongeveer dezelfde energiecapaciteit heeft (verbrandingswaarde in Wobbe-index voor laag/hogcalorisch aardgas = 44/51 MJ/m³ tegen waterstof = 45 MJ/m³). Net als aardgas kan waterstof via pijpleidingen worden getransporteerd. **Gasunie** onderzoekt in dit verband de aanleg van een nationaal waterstofnetwerk. Project NorthH₂ (hierop gaan we later in deze publicatie dieper in) moet uitgroeien tot een industrieel producent van groene waterstof en bij een installatiecapaciteit van 10 GW uiteindelijk 842 mln kg groene waterstof produceren. Dit is voldoende om de fossiele brandstoffen die de Nederlandse industrie nu voor thermische doeleinden verbruikt, voor ruim een derde te vervangen. **Toyota** heeft recentelijk technologie ontwikkeld voor de verbranding van waterstof, waarbij tevens de ongewenste uitstoot van stikstofoxide (NO_x), een bekende oorzaak van smog, wordt vermindert.

Waterstofnet – Gasunie verzorgt transport



Bron: Gasunie, ABN AMRO Economisch Bureau

Waterstofverbrander Toyota voorkomt ongewenste neveneffecten



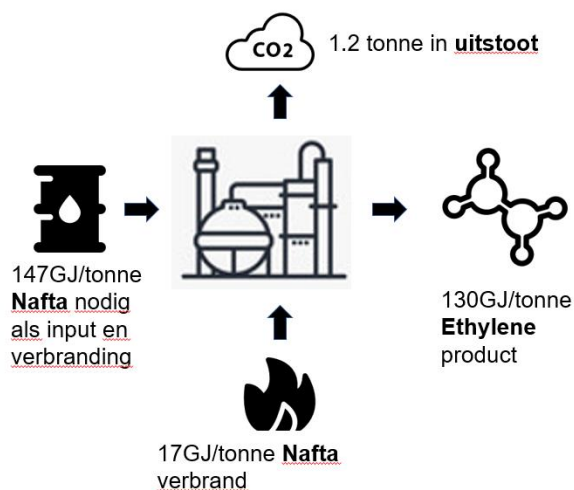
Bron: Toyota, ABN AMRO Economisch Bureau

Enkele koplopers, onder wie het van Akzo Nobel afgesplitste **Nouryon**, zijn inmiddels pilotprojecten op het gebied van groene waterstof gestart. De eerste pilotprojecten zijn kleinschalig en moeten worden gesubsidieerd omdat de technologie nog duur is, terwijl fossiele brandstoffen nog aantrekkelijk zijn door de relatief lage kosten van CO₂-uitstoot. In deze publicatie onderzoeken we of Nederlandse industriële ondernemingen aan het einde van dit decennium kunnen overschakelen naar het gebruik van groene waterstof in hun reactieproces; in de tussenliggende periode verviervoudigt immers de CO₂-prijs in Nederland, terwijl de kosten van groene waterstofftechnologie dalen. We bespreken hoe economisch bezien de kostprijs van schone waterstof tot stand komt en hoe de toekomstige prijs de overstap kan stimuleren. In onze analyse spelen de aannames voor de kosten van CO₂-uitstoot, windenergie en elektrolyzers een essentiële rol; hierbij zullen we dan ook uitvoerig stilstaan.

Industriële processen verbruiken veel energie voor warmteopwekking

Voordat we in details treden, willen we graag eerst illustreren waarom schonere brandstof nodig is. Dit doen we door de huidige warmteopwekkingsprocessen van industriële ondernemingen en de daarmee gepaard gaande CO₂-productie in kaart te brengen. Centraal in het bedrijfsmodel van een chemiebedrijf staat het gebruik van technieken om door middel van reactieprocessen een bestaande verbinding in een nieuwe verbinding om te zetten. Goede voorbeelden zijn de vaak gebruikte organische chemicaliën ethyleen en propyleen, die bouwstenen zijn voor onder meer plastics (polymeren), niet-geweven producten (textiel) en alcohol. Deze bouwstenen worden vaak vervaardigd via een proces dat bekend is onder de naam 'stoomkraken'. In dit proces is energie nodig voor de productie van hogedrukstoom die aan de koolwaterstof wordt toegevoegd, en de verbranding van dit mengsel van koolwaterstof en stoom. Moderne kraakinstallaties kunnen warmte en waterstof recycleren en deze vervolgens hergebruiken voor de productie van stoom. Dat neemt niet weg dat er per saldo nog steeds een bepaalde vraag naar brandstoffen resteert. De onderstaande grafiek laat zien dat in Nederland dit proces mogelijk leidt tot de **uitstoot van 10 mln ton CO₂ per jaar**. Overschakeling naar schone brandstof voor deze reactie zou duidelijk milieuvordelen opleveren.

Energieverbruik en CO₂-uitstoot bij productie van 1 ton ethyleen in nafta-stoomkraker



- Moderne kraakinstallaties hebben per saldo 17 GJ brandstof nodig om 1 ton (1.000 kilo) ethyleen via stoomkraken te produceren.
- De verbranding van 17 GJ nafta resulteert in een CO₂-uitstoot van 1,2 kg per kilo ethylene, op basis van algemene normen voor brandstofverbruik en CO₂-uitstoot.
- Volgens Eurostat produceerde Nederland in de eerste acht maanden van 2020 bijna 5,5 mln ton ethyleen en propyleen.
- Dit zou neerkomen op een **CO₂-uitstoot van bijna 10 mln ton per jaar** (ofwel ruim 5% van de totale Nederlandse CO₂-uitstoot).

Bron: Energy use in steam cracking and alternative processes, Universiteit Utrecht (2004), ABN AMRO Economisch Bureau, GJ = gigajoule

Een tweede grote chemische subsector in Nederland betreft de productie van minerale meststoffen (kunstmest). De CO₂ die bij de productie hiervan vrijkomt, kan door de overschakeling naar groene waterstof op twee manieren worden teruggedrongen. De conventionele wijze waarop ammoniak (NH₃) wordt geproduceerd, is het Haber-Boschproces. In twee fasen van dit proces is de energievraag groot. De eerste fase betreft het splitsen van aardgas door een verbrandingsproces waarbij de temperatuur tot 600°C oploopt, om de aardgasmoleculen in waterstof en koolstofdioxide te splitsen. De tweede fase betreft de verhitting van waterstof en stikstof in een reactor tot 450°C om uiteindelijk het ammoniak te vormen. In dit hele proces ontstaat 2,9 kg CO₂ per 1 kg geproduceerde NH₃ (het dubbele van de uitstoot van ethyleen). Gegeven de Nederlandse productiecapaciteit van bijna 2,6 mln ton ammoniak per jaar, bedraagt de **potentiële hoeveelheid CO₂ die bij de productie van ammoniak in Nederland vrijkomt, bijna 7,5 miljoen ton per jaar** (ofwel bijna 4% van de totale Nederlandse CO₂-uitstoot).

Een recent voorbeeld dat met CO₂-vrije waterstof dezelfde temperaturen als met fossiele brandstoffen kunnen worden bereikt, is door Ovako geleverd. Deze Noorse staalproducent verwarmde de oven in zijn walserij met waterstof in plaats van lpg. In een warmwalserij wordt de oven verhit tot ongeveer 900°C om staal te smelten. Dit is vergelijkbaar met andere productieprocessen die hoge temperaturen vereisen en waarbij nu nog fossiele brandstoffen zoals aardgas worden gebruikt.

CO₂-heffingen vanaf 2025; gevolgen voor conventionele installaties kunnen significant zijn

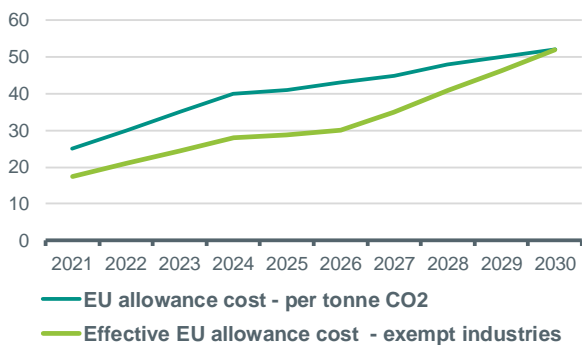
De prijs voor CO₂-uitstoot, ofwel de CO₂-heffing, bepaalt in belangrijke mate de concurrentiekracht van hernieuwbare energiebronnen. Nederlandse industriële ondernemingen zijn al onderworpen aan het Europees emissiehandelssysteem (*European Emission Trading System* – EU ETS) en binnen een afzienbare termijn ook aan een nationale CO₂-heffing. De Europese heffing onder het EU ETS vindt plaats in de vorm van verhandelbare emissierechten (*EU Allowance* – EUA). De marktprijs voor EUA's in fase 4 die loopt van 2021 tot 2030 (bovenste lijn in linkergrafiek hieronder), wordt beïnvloed door interventies van de Europese Commissie (EC) aan de aanbodzijde. Naast een lineaire vermindering van het totaal aantal EUA's in omloop met 2,2% per jaar intervenueert de EC ook op ad-hoc basis wanneer er te veel of te weinig EUA's in omloop zijn. Dit mechanisme wordt de marktstabiliteitsreserve (*Market Stability Reserve* – MSR) genoemd. Volgens

berekeningen van Bloomberg New Energy Finance (BNEF), dat uitgaat van een hogere lineaire vermindering met 4,3% vanaf 2026, zou de prijs van de EUA-emissierechten kunnen stijgen tot EUR 52 per ton in 2030.

Voor fase 4 van de EUA-periode zijn verschillende grote industriële sectoren aangewezen als gevoelig voor CO₂-lekkage. Om de hieruit voortvloeiende lastendruk te verlichten, ontvangen de betrokken ondernemingen gratis emissierechten tot 30% van hun uitstoot. Deze vrijstelling van 30% geldt tot 2026, waarna de toekenning van gratis rechten wordt afgebouwd tot nul in 2030. Op basis hiervan is het mogelijk om voor sectoren die voor deze vrijstelling in aanmerking komen, de effectieve (reële) EUA-prijs te berekenen. Dit is de onderste lijn in de linkergrafiek hieronder. Deze grafiek laat zien dat de effectieve prijs convergeert naar de EUA-marktprijs in 2030. De rechtergrafiek toont dat als gevolg van het voornemen van de Nederlandse regering om een toeslag te heffen, de prijs voor CO₂-emissie nog verder kan oplopen.

Kosten EUA's tot 2030

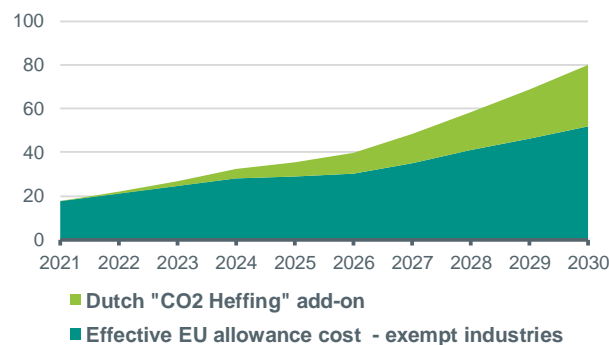
Geraamde prijs per metrieke ton (T) CO₂-emissie



Bron: Europese Commissie (EC), ABN AMRO Economisch Bureau

Totale CO₂-belasting voor industriële ondernemingen tot 2030

Geraamde prijs per metrieke ton (T) CO₂-emissie



Bron: PBL, EC, ABN AMRO Economisch Bureau

De Nederlandse regering is van mening dat het EUA-systeem mogelijk niet toereikend is om de eigen doelstelling voor vermindering van de CO₂-uitstoot door industriële ondernemingen te halen, namelijk van 54,2 mln ton nu naar 39,9 mln ton in 2030. De Nederlandse overheid gaat daarom een aanvullende CO₂-heffing voor de industrie invoeren. Dit systeem werkt ook met een vrijstelling over een deel van de uitstoot (dispensatierechten). In 2020 ontvangen alle ondernemingen vanwege de coronacrisis dispensatierechten voor hun volledige uitstoot. Vanaf 2021 worden de dispensatierechten negen jaar lang met 3% per jaar verminderd om de beoogde reductie van de CO₂-uitstoot met 14,3 mln ton te halen. Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) heeft prijsscenario's voor de totale CO₂-belasting (dus inclusief EUA's) vastgesteld om de beoogde vermindering te realiseren. Hierbij is ervan uitgegaan dat gratis emissierechten worden toegekend voor minimaal 70% van de uitstoot (dalend van 97% in 2021). In onze analyse gebruiken we het mildste scenario, waarin wordt aangenomen dat aanstaande technologie zoals CO₂-afvang en -opslag (hierop komen we later in deze publicatie terug) de CO₂-uitstoot door de industrie flink kan terugdringen. Tot slot krijgen grootverbruikers van aardgas in Nederland te maken met een verhoging van de energiebelasting per m³ van nu 0,9€/0,5€ naar 2,5€. Alleen de meest efficiënt opererende ondernemingen zijn van deze opslag vrijgesteld.

PWC Advisory heeft voor meerdere Nederlandse fabrieken met een hoge uitstoot een impactbeoordeling van de totale CO₂-belasting uitgevoerd. Hieruit bleek bijvoorbeeld dat bij een specifiek petrochemisch bedrijf de emissiegerelateerde kosten met 155% ten opzichte van het huidige niveau zouden stijgen en de totale kosten met 10% zouden toenemen. De zwaardere Nederlandse aanvullende CO₂-heffing roept uiteraard de vraag op of in Nederland gevestigde industriële ondernemingen hun activiteiten niet beter kunnen verplaatsen naar andere Europese landen die misschien ook dichterbij de eindmarkt liggen, zoals Duitsland. Zo vermijden ze zowel de aanvullende CO₂-heffing als transportkosten. Duitsland

verwacht dat het EUA-mechanisme wel voldoende is voor de prijsstelling van de CO₂-uitstoot door de industrie. Deze inschatting is waarschijnlijk echter gemaakt op basis van de huidige installaties in het land. Mocht Duitsland als gevolg van de hoge CO₂-prijs in Nederland met een toename van nieuwe verbrandingsinstallaties worden geconfronteerd, dan kan dit snel veranderen. Het opzetten van installaties in lagekostenlanden buiten Europa waar geen CO₂-heffingen gelden, is een alternatief waaraan haken en ogen zitten. De export van eindproducten naar Europa zou dan onder het door de EC voorgestelde CO₂-correctiemechanisme vallen en aan de grens worden belast op basis van de CO₂-uitstoot tijdens het productieproces.

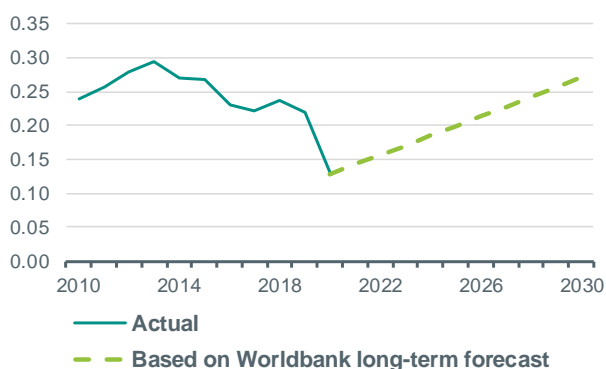
Het heeft er alle schijn van dat de rekening voor de Nederlandse en Europese klimaatambities voor de industrie uiteindelijk terecht komt op het bord van de eindgebruikers. Intussen zal een totale CO₂-belasting van EUR 80 per ton CO₂ in 2030 ongetwijfeld veel CEO's en CFO's aan het denken hebben gezet over schonere alternatieven. Een zo'n alternatief is groene waterstof. Op welk prijsniveau zou groene waterstof moeten komen om te kunnen concurreren met fossiele brandstoffen? Op basis van de hogere CO₂ prijs kunnen we in ieder geval een inschatting maken voor aardgas in 2030.

CO₂-belasting drijft aardgasprijs op van EUR 0,19 naar EUR 0,50 per m³

Gezien het bovenstaande ligt het in de lijn der verwachting dat de totale aardgasprijs voor grootverbruikers in Nederland, zoals industriële ondernemingen, aanzienlijk zal stijgen. We extrapoleren de huidige aardgasprijs voor grootverbruikers (verbruik tot 28 mln m³ per jaar) naar 2030 op basis van de door de Wereldbank voorspelde stijging van de Europese aardgasprijzen. Verwacht wordt dat de aardgasprijzen op de lange termijn oplopen omdat door de groeiende bevolking de vraag vanuit de opkomende markten sterk zal zijn en aardgas een veel schoner alternatief is dan steenkool om de ontwikkeling van de CO₂-voetafdruk om te buigen. Wood Mckenzie rekt voor dit decennium op een stijging van de wereldwijde vraag naar vloeibaar aardgas (LNG) met meer dan 50%.

Aardgasprijs grootverbruikers in Nederland - prognose

Aardgasprijs in EUR per m³ voor grootverbruikers (tot 28 mln m³)



Bron: CBS, Wereldbank, ABN AMRO Economisch Bureau

Na verwerking van de verschillende CO₂- en andere heffingen zoals vermeld in de vorige paragraaf, stijgt het totaaltarief per kubieke meter aardgas van EUR 0,19 nu naar EUR 0,50 in 2030. De onderstaande tabel toont ook de aardgasprijs per MJ. Dit maakt het mogelijk om de maximumprijs voor groene waterstof te berekenen, want gebruikers zullen pas een overstap van fossiele brandstoffen naar groene waterstof overwegen wanneer de prijs per eenheid thermische energie vergelijkbaar is.

	Nu	2030
Aardgasprijs grootverbruikerstarief	0,128	0,27
Transportkosten aardgas	0,02	0,02
CO ₂ -uitstoot (bij verbranding van 1 m ³ komt 2,2 kg CO ₂ vrij)	0,04	0,18
Energiebelasting grootverbruikers	n/a	0,03
Totaalprijs aardgas	0,19	0,50
Totaalprijs aardgas per MJ (1 m ³ gas bevat 39,8 MJ energie)	0,0047	0,0126
Maximale equivalente prijs per kg waterstof (1 kg waterstof bevat 142 MJ energie)	0,67	1,78

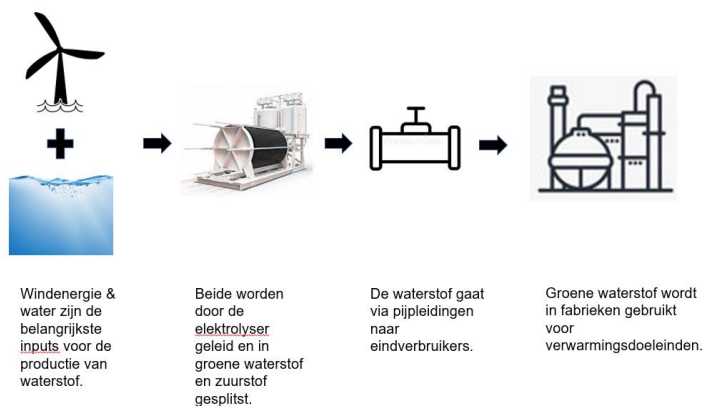
Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

In de volgende paragrafen analyseren we of een prijsniveau van circa EUR 1,78 per kg haalbaar is voor groene waterstof als schonere alternatieve brandstof. Significante technologische ontwikkelingen om de kostprijs van groene waterstof te verlagen, zijn inmiddels op gang gekomen.

Groene waterstof maakt gebruik van in overvloed aanwezige wind en water in Europa

Groene waterstof wordt geproduceerd door duurzaam opgewekte energie en water door een elektrolyser te leiden. Hierbij worden de watermoleculen in zuurstof en waterstof gesplitst. Dit proces wordt ook wel aangeduid als 'power-to-gas' en de op deze wijze geproduceerde waterstof wordt 'groene' waterstof genoemd. Voor dit proces wordt specifiek duurzame energie gebruikt. Het aandeel van windturbines en zonnepanelen in de energiemix neemt snel toe; overtollige energie uit deze hernieuwbare bronnen moet voor de productie van groene waterstof worden benut.

Groene waterstof: de 'power-to-gas' productieketen



Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

Het voordeel van groene waterstof is uiteraard dat in het hele proces van 'wieg tot graf' geen CO₂ vrijkomt. Windenergie en water, als inputs voor de productie van groene waterstof, zijn in Noord-Europa in het bijzonder in overvloed beschikbaar. De strategie van de EC voor offshore duurzame energie is gericht op vergroting van de offshore **windenergiecapaciteit van 12 GW nu naar 300 GW in 2050**. De doelstelling voor 2050 is specifiek voor de productie van groene waterstof recentelijk met 60 GW verhoogd. **Met 60 GW kan circa 5 mld kg groene waterstof per jaar worden geproduceerd**, mits de hiervoor benodigde elektrolysecapaciteit beschikbaar is.

De beperkingen op dit moment zijn de hoge kosten, hoofdzakelijk voor de opwekking van duurzame energie en de verdere ontwikkeling van de nog prille elektrolysetechnologie. Het zou dan ook lastig zijn om nu al naar groene waterstof over te schakelen. Maar hoe ziet het kostenplaatje er over tien jaar uit? Hieronder leggen we uit dat de belangrijkste

kostencomponenten (duurzame energie en apparatuur voor elektrolyse) zich de komende tien jaar vermoedelijk gunstig ontwikkelen. Hierdoor zullen de kosten het eerder bepaalde concurrentieniveau van EUR 1,78 per kg dicht naderen.

Offshore duurzame windenergie kost EUR 44 per MWh (all-in) in 2030

In onze beoordeling of groene waterstof economisch haalbaar is, zetten we 2030 als stip op de horizon. De kosten van duurzame energie en groene waterstoftechnologie zijn naar verwachting tegen die tijd aanzienlijk lager dan nu. We gaan uit van het gebruik van 'power-to-gas' installaties op industriële schaal en nemen het eerder genoemde North₂ project als ijkpunt. Het consortium van Shell, Gasunie en Groningen Seaports voert voor dit megaproject een haalbaarheidsstudie uit. Het is naar verluidt een van de grootste projecten die op het gebied van groene waterstof op stapel staan, met een geplande windenergieproductie van 4 GW in 2030 en 10 GW in 2040. De grote omvang en de focus op de industrie zijn de belangrijkste redenen voor onze keuze van het North₂ project als ijkpunt in onze analyse.

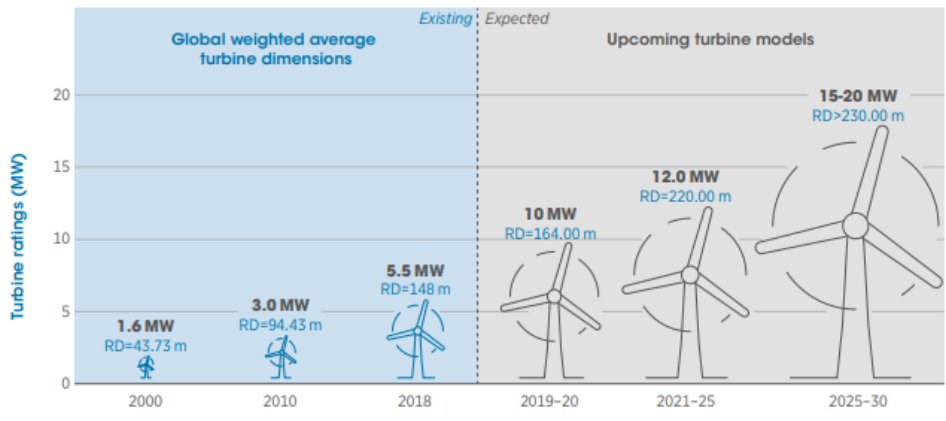
North₂

- Windparken op de Noordzee genereren 4 GW (2030) en uiteindelijk 10 GW (2040) duurzame energie.
- Dit resulteert in een groene waterstofproductie van 337 mln kg in 2030 en 842 mln kg in 2040 op basis van 66% efficiency van de electrolyzers.
- De waterstof is bestemd voor industriële doeleinden (brand- en grondstof).
- Transport naar de bestemming gaat via de bestaande aardgasinfrastructuur van Gasunie.

Het idee achter een elektrolyser op industriële schaal is dat het windpark volledig voor de productie van groene waterstof wordt benut. Grootschalige productie maakt het immers mogelijk om de kosten substantieel te verlagen. North₂ streeft naar een capaciteit van 4 GW in 2030, wat ongeveer gelijk is aan de elektriciteitsproductie van vier kerncentrales of zes kolencentrales.

Duurzame energie is een belangrijk element in de productie van groene waterstof. Het is de energiebron voor de elektrolyser waar water in waterstof wordt omgezet. Dankzij de overvloedige windenergie, de verlaging van de kosten van windturbines en de vooruitgang van offshore windtechnologie kunnen de kosten voor de opwekking van duurzame energie laag worden gehouden. Windparken op zee worden als de meest geschikte oplossing beschouwd voor 'power-to-gas' installaties op industriële schaal: zij benutten de hogere windsnelheden op zee. De benuttingsgraad van wind op zee ligt rond 50%, terwijl dit voor zon in Spanje 20% is. Door de verwachte technologische ontwikkelingen in het ontwerp van windturbines en de grootte van de bladen zal de capaciteit van een doorsneeturbine in 2030 bijna zijn verdubbeld. De radius van de bladen neemt toe van 150 meter nu tot meer dan 230 meter in 2030.

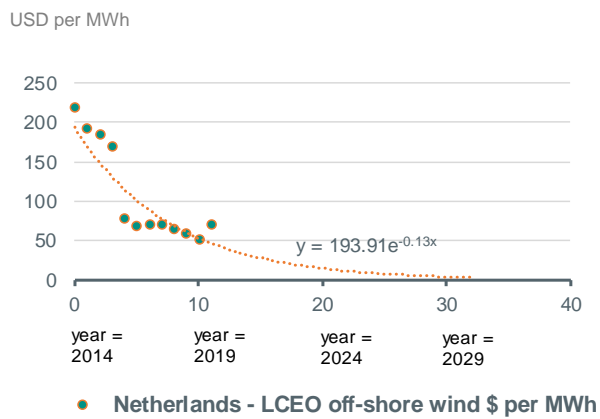
Efficiency en kosten van offshore windenergie verbeteren sterk



Bron: GE, MHI Vestas, IRENA, ABN AMRO Economisch Bureau, RD = radius

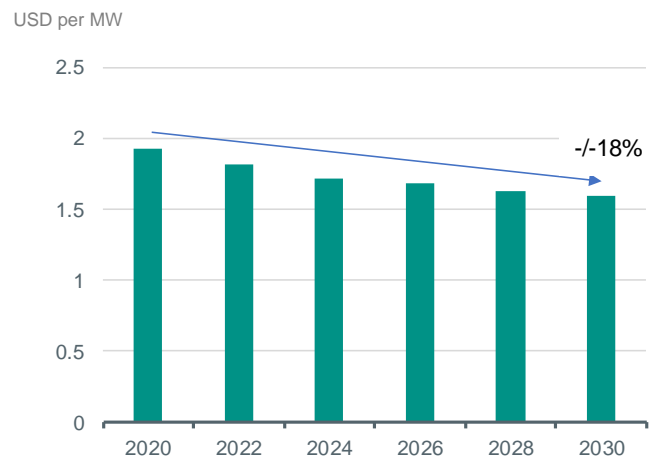
Experts verwachten dat de genivelleerde energiekosten (*Levelized Cost of Energy* – LCOE; dit is een maatstaf waarbij de kosten van een windturbine tijdens de hele levensduur worden gedeeld door de energieproductie tijdens de hele levensduur) dalen tot EUR 30 per MWh in 2030. Dit lijkt niet overdreven optimistisch want de investeringsbeslissing voor windpark Hollandse Kust 3 & 4 werd genomen op basis van een aanname van EUR 43 per MWh in 2019, terwijl de LCOE per MWh voor offshore windenergie in Nederland inmiddels ongeveer 75% lager is dan in 2014. Een simpele trendanalyse van de kosten laat zien dat EUR 30 per MWh zeker haalbaar is; bovendien verwachten experts dat de investeringskosten met 18% dalen ten opzichte van het huidige niveau.

Trendanalyse van kosten: EUR 30 per MWh is haalbaar



Bron: Bloomberg NEF, ABN AMRO Economisch Bureau

Investeringskosten offshore windenergie 18% lager in 2030



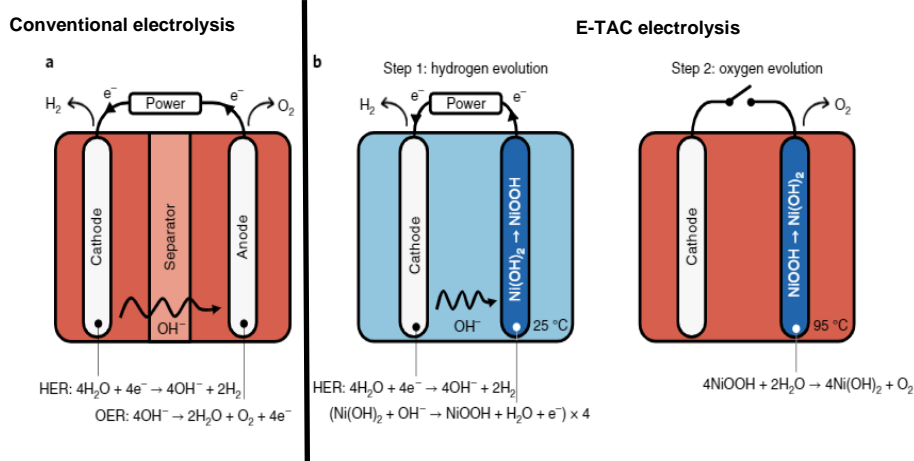
Bron: Bloomberg NEF, ABN AMRO Economisch Bureau

Infrastructuurfondsen die naar stabiele rendementen op zoek zijn, zullen graag investeren in windparken in de ‘power-to-gas’ waardeketen. Ze ontvangen gedurende 20 jaar EUR 30 per MWh en staan niet langer bloot aan de prijsvolatiliteit op de elektriciteitsmarkt voor grootverbruikers of de noodzaak om middellange energieleveringsovereenkomsten (*Power Purchase Agreements* – PPA's) te verlengen. In onze analyse vormt het bedrag van EUR 30 per MWh duurzame windenergie dus de variabele kosten. Daarnaast zijn er de kosten van aansluiting op het net. Deze stellen we voor offshore locaties op EUR 14 per MWh, conform de recente berekening door het ministerie van Economische Zaken voor de meest recente offshore aansluitingen van netbeheerder Tennet. Hiermee komen de totale windenergie kosten uit op EUR 44 per MWh.

Efficiency van elektrolyser verbetert aanzienlijk

De volgende forse kostenpost is de **elektrolyser** die wordt gebruikt om waterstof te produceren door de watermoleculen te splitsen. In meer begrijpelijke taal betekent dit dat energie door water wordt geleid, waarbij water wordt gesplitst in waterstof en zuurstof op de plaats van twee elektroden die in het water zijn gedompeld – de kathode filtert de waterstof en de anode filtert de zuurstof. Het nadeel van de hedendaagse elektrolyser is het gebrek aan efficiency. Van elke eenheid energie die in het elektrolyseproces wordt gebruikt, wordt uiteindelijk slechts het equivalent van 66,5% opgeslagen in de vorm van waterstof. Nieuwe technologieën (die nog wel moeten worden vercommercialiseerd) lijken echter veelbelovend. Een goed voorbeeld is E-TAC, dat staat voor Electrochemical – Thermally Active Chemical. Zoals de naam al aangeeft, bestaat het elektrolyseproces in deze methode uit twee fasen. De eerste elektrochemische stap verschilt niet van conventionele alkaline elektrolyse, waarbij de reactie aan de kathode de gewenste waterstof levert. In de tweede stap van E-TAC wordt echter zuurstof geproduceerd via een chemische reactie van een opgeladen anode en water. Hierdoor is er geen energie nodig en haalt E-TAC een efficiency van 98,7%. Bovendien hoeft het E-TAC proces niet in een en dezelfde ruimte te worden uitgevoerd. Het membraan dat bij conventionele elektrolyse wordt gebruikt, is hierdoor overbodig. Dit kan ook de kostenefficiëntie van het materiaalgebruik verhogen. De uitvinders van de E-TAC methode hebben hun bevindingen gepubliceerd in 'Nature Energy', een wetenschappelijk tijdschrift waarin artikelen intercollegiaal worden getoetst.

E-TAC elektrolyse vindt plaats in twee stappen



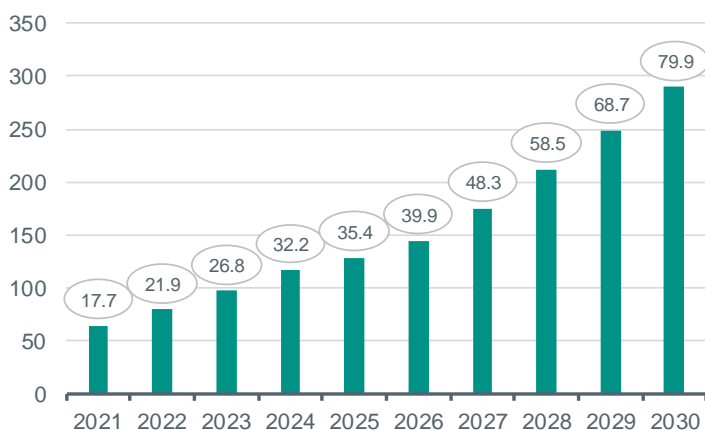
Bron: Nature Energy, Technion, ABN AMRO Economisch Bureau

Maar nu terug naar de kostenprognoses voor elektrolyzers. Omdat gedetailleerde prognoses van kostenbesparingen op materialen bij de E-TAC methode ontbreken (de uitvinders verwachten dat de kosten van E-TAC ongeveer de helft van die van conventionele elektrolyse bedragen), gaan we uit van de verwachte kostenontwikkeling van conventionele alkaline elektrolyse. Wel stellen we de efficiency naar boven bij tot 98,7%, het niveau dat E-TAC haalt. We nemen verder aan dat de kosten van stacks / overige apparatuur voor alkaline elektrolyzers afnemen van EUR 500 / 980 per kWh nu naar EUR 333 / 400 per kWh in 2030; dit is gebaseerd op de gemiddelde raming van Bloomberg New Energy Finance (BNEF) en het Internationaal Energieagentschap (IEA). Omdat het streven is om geproduceerde windenergie optimaal te benutten, gaan we uit van de installatie van 4 GW elektrolysecapaciteit. Dit komt neer op een waterstofproductie van 456 mln kg waterstof per jaar, veel hoger dan 337 mln kg wat onder 67% efficiency kan worden geproduceerd. Tot slot stellen we de exploitatiekosten van elektrolyzers op 2% per jaar van de kapitaaluitgaven.

CO₂-opbrengsten worden gebruikt om kosten van groene waterstof te verlagen

Eerder in deze publicatie hebben we het al gehad over CO₂-heffingen. De EC en Nederland hebben toegezegd de opbrengsten hiervan te besteden aan duurzame energieprojecten. Op basis van de potentiële groene waterstofproductie van 456 mln kg en ons CO₂-traject kunnen we berekenen hoe hoog de opbrengst van de CO₂-heffingen is, uitgaande van energie-equivalentie. In dit verband brengen we in herinnering dat de ramingen van de CO₂-heffingen (en dus de potentiële opbrengsten) waren gebaseerd op een scenario waarin bijvoorbeeld CO₂-afvang en -opslag (zie voor nadere toelichting hieronder) de CO₂-uitstoot flink beperkt. In onze analyse nemen we dus aanstaande technologieën al mee, maar de definitieve en grootste reductie moet komen van de overstap naar duurzame waterstof als brandstof.

Autoriteiten innen dit decennium EUR 1.6 mld aan heffingen op met fossiele brandstoffen geproduceerde warmte tot het energieniveau van de waterstofproductie van North₂



Bron: ABN AMRO Economisch Bureau, labels tonen CO₂-heffingen volgens eerder geschetst traject

Aannames

A: jaarlijkse waterstofproductie van 4 GW
'power-to-gas' (kg) = 456,1 mln kg

B: jaarlijkse thermische energie van A = 64,7 PJ

C: jaarlijkse CO₂-uitstoot met betrekking tot thermische energie in B, bij gebruik van aardgas (ton) = 3,6 mln ton uitgaande van 0,056 kg per MJ

Het is voor onze analyse irrelevant of het geïnde bedrag van EUR 1,6 mld cumulatief wordt gebruikt voor de subsidiëring van onderzoek en ontwikkeling in de komende jaren dan wel voor de financiering van de investering in de 'power-to-gas' installatie in 2030. Feit blijft immers dat door technologische ontwikkelingen de kosten van groene waterstof sterker zullen dalen dan de markt nu verwacht. De opbrengsten van de heffingen brengen we in mindering op de initiële investering. Dit pakt ook gunstig uit in de berekening van het rendement op het geïnvesteerd vermogen, omdat vooraf te betalen kosten lager zijn. Voor het vereiste rendement hanteren we een simpele annuïteit over de totale kapitaaluitgaven van EUR 1,4 mld en brengen we de initiële investering in mindering omdat het effect van aflossing in de annuïteit uit te sluiten. Met betrekking tot de annuïteit gaan we uit van een effectief rendement (*Internal Rate of Return* – IRR) van 5,2%. Dit weerspiegelt de premies op de Nederlandse markt en de bèta (exclusief de impact van schuldenlast) van ESG-voorlopers Iberdrola en Orsted.

Prijs van groene waterstof naar EUR 2,20 per kg in 2030

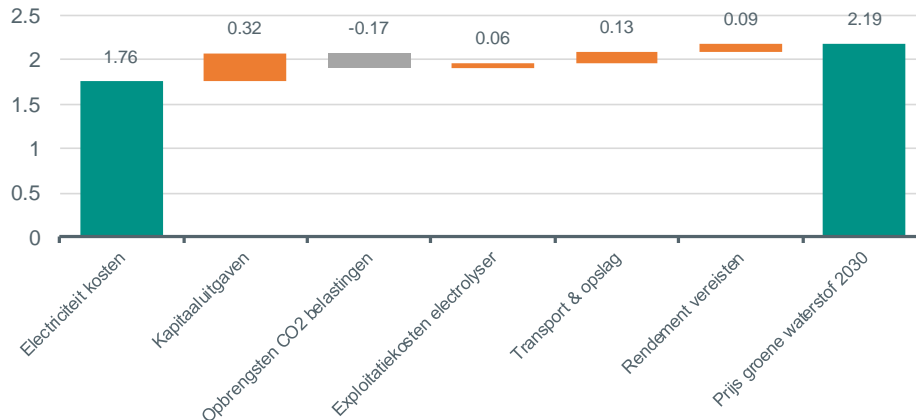
Nu de grootste kostenposten (en voordelen) zijn geïnventariseerd, kunnen we de prijs van groene waterstof in 2030 ramen. Onderstaande tabel toont de prijs per kg op basis van de kostenopbouw over de totale levensduur. Daarnaast hebben we de prijs ook volgens de methode van netto contante waarde (NCW) berekend, omdat de vereiste kostencomponenten en het vereiste rendement nu bekend zijn.

	Eenheid	Waarde (EUR mld, tenzij anders aangegeven)
Levensduur	20 jaar	n.v.t.
Benuttingsgraad windpark	52%	n.v.t.
Efficiency elektrolyser	98,70%	n.v.t.
Variabele kosten 4 GW windenergie bij benuttingsgraad van 52% gedurende 20 jaar	EUR 44 MWh	16
Investing in stacks voor productie van 4 GW – stacks moeten 90.000 uur meegaan	EUR 333 KW	1,3
Overige investering in elektrolyseapparatuur voor productie van 4 GW	EUR 400 KW	1,6
Proportioneel gebruik opbrengsten CO ₂ -heffingen om kapitaaluitgaven van project te verlagen	n.v.t.	-1,6
Exploitatiekosten elektrolysers (20 jaar)	2% van kapitaaluitgaven	0,6
Transport - toegestaan rendement & afschrijving op aanpassing pijpleiding ad EUR 2 mld	EUR 0,12 per kg	1,1
Opslag - EUR 0,55 per m ³ waterstof tegen 200 bar en 1 maand	EUR 0,0027 per kg	verwaarloosbaar
Vereist rendement - cumulatieve annuïteit op basis van IIR van 5,2% over netto investering, 20j - /- initiële investeringswaarde	n.v.t.	0,9
A: Som van alle kosten- en rendementscomponenten over 20 jaar	EUR	19,9
B: Cumulatieve productie in 20 jaar	kg mld	9,1
C: Prijs per kg = A/B	EUR	2,19

Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

Prijs van groene waterstof op basis van kostenopbouw over totale levensduur

Prijs per kg



Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

We hebben de gemiddelde prijs per kg groene waterstof ook volgens de NCW-methode berekend. De uitkomsten zijn in onderstaand tabel weergegeven. Hierbij zijn, naast de gehanteerde aannames voor de berekening op basis van de kostenopbouw over de totale levensduur, ook lineaire afschrijving (van de netto investering, dat wil zeggen na aftrek van de opbrengsten van CO₂-heffingen van de kapitaaluitgaven voor elektrolysers) en een vennootschapsbelastingtarief van 25% toegepast. Hieruit bleek dat bij een prijs van EUR 2,22 per kg groene waterstof de NCW van het NorthH₂ 4 GW project nul is.

