

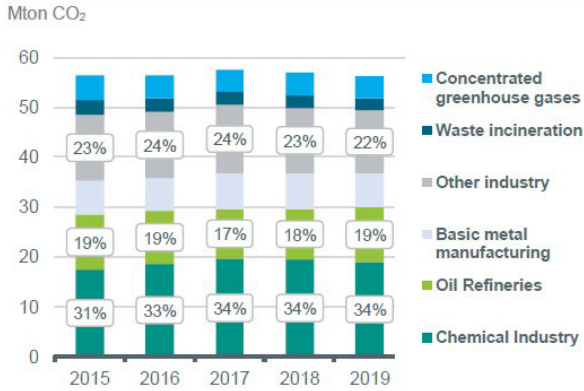
GROENE WATERSTOF ALS ALTERNATIEF VOOR FOSSIELE BRANDSTOFFEN IN 2030 KOMT DICHTERBIJ

- 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 coulerie 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.
- Elektrolysetechnologie is in ontwikkeling en er zijn vele initiatieven om de kosten te verlagen en/of de efficiency te verhogen. Er zijn meerdere wegen naar Rome, en als voorbeeld kijken we naar een recentelijk nieuwe technologie waarbij een hoge efficiency haalbaar is.
- Indien de technologie kan worden vercommercialiseerd en op industriële schaal worden toegepast is een prijs van EUR 2,19 per kg groene waterstof in 2030 als scenario mogelijk. Daarmee wordt de bestaande kloof in prijs/efficiency tussen groene waterstof en fossiele brandstoffen aanzienlijk kleiner.

Auteur:

Shanawaz Bhimji, CFA
Senior Credit Strategist
shanawaz.bhimji@nl.abnamro.com

Nederlandse industrie – CO₂-uitstoot per subsector



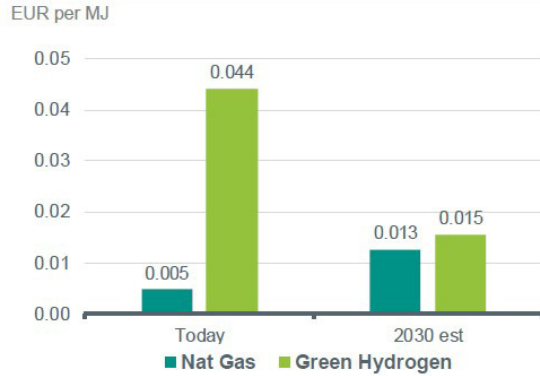
Bron: CBS, ABN AMRO Economisch Bureau

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 aardgasprijzen 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

Groene waterstof in 2030 vrijwel concurrerend



Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

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/hoogcalorisch 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 North2 (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 verminderd.

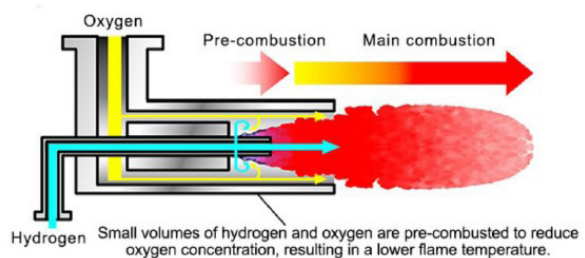
Enkele koplopers, onder wie het van Akzo Nobel afgesplitste Nouryon, zijn inmiddels pilotprojecten op het gebied van groene waterstof gestart. De eerste pilotprojecten zijn kleinschalig en moeten worden gesubsidieerd omdat de technologie nog duur is, terwijl fossiele brandstoffen nog aantrekkelijk zijn door de relatief lage kosten van CO₂-uitstoot. In deze publicatie onderzoeken

Waterstofnet – Gasunie verzorgt transport



Bron: Gasunie, ABN AMRO Economisch Bureau

Waterstofverbrander Toyota voorkomt ongewenste neveneffecten



Bron: Toyota, ABN AMRO Economisch Bureau

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 waterstoftechnologie 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.

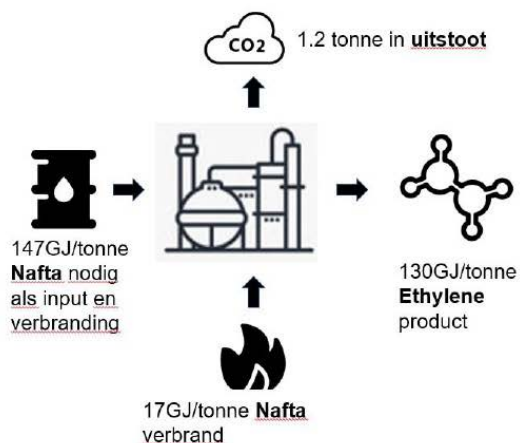
INDUSTRIËLE PROCESSEN VERBRUIKEN VEEL ENERGIE VOOR WARMTEOPWEKKING

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 recyclen 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 milieuvorderen opleveren.

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).

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).

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

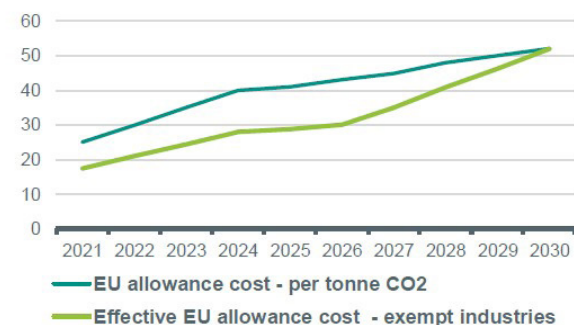
Bloomberg New Energy Finance (BNEF), dat uitgaat van een hogere lineaire vermindering met 4,3% vanaf 2026, zou de prijs van de EUA-emissierechten kunnen stijgen tot EUR 52 per ton in 2030.

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.

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 vermindert 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%

Kosten EUA's tot 2030

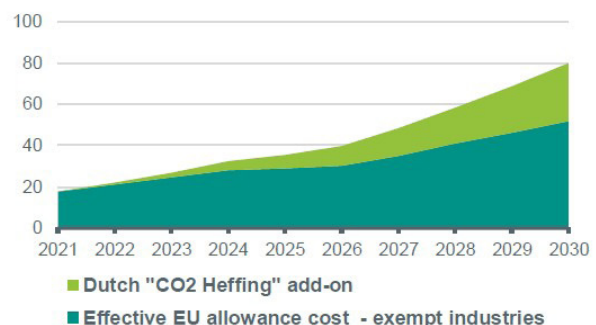
Geraamde prijs per metrieke ton (T) CO₂-emissie



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

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€c/0,5€c naar 2,5€c. 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 terechtkomt 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

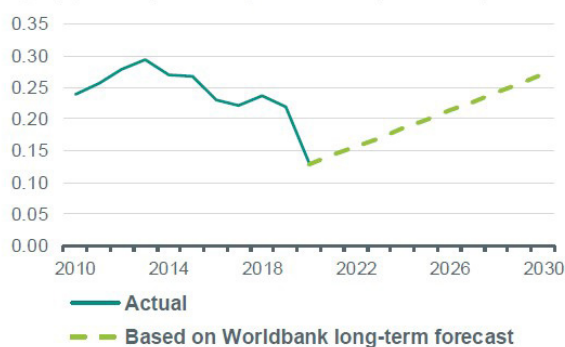
om te kunnen concurreren met fossiele brandstoffen? Op basis van de hogere CO₂ prijs kunnen we in ieder geval een inschatting maken voor aardgas in 2030.

CO₂-BELASTING DRIJFT AARDGAS-PRIJS 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 aardgasrijzen. Verwacht wordt dat de aardgasrijzen 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 rekent 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 totaal tarief 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

| | 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 | nvt | 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 |

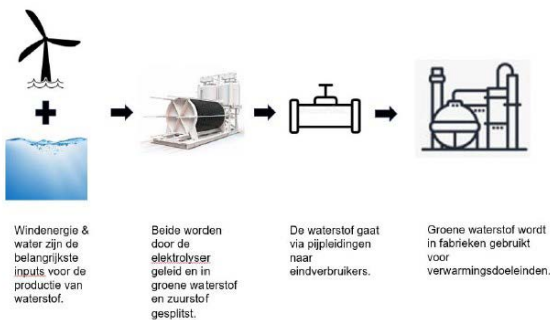
Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

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. 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 NorthH₂ 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

NorthH₂

- 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 electrolysers.
- De waterstof is bestemd voor industriële doeleinden (brand- en grondstof).
- Transport naar de bestemming gaat via de bestaande aardgasinfrastructuur van Gasunie.

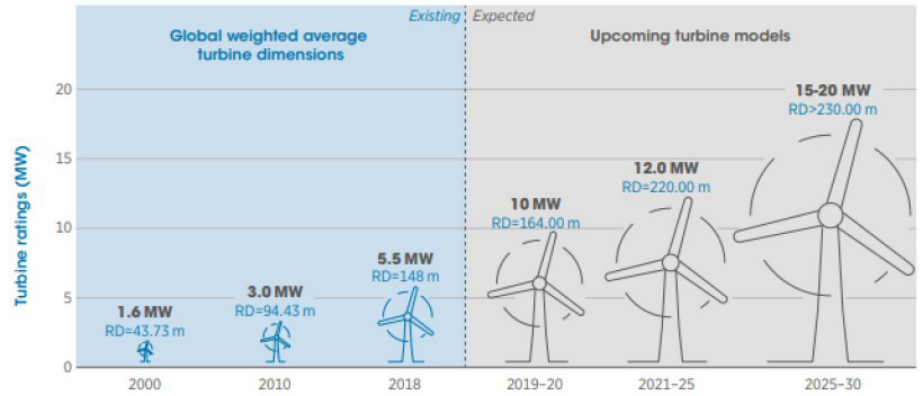
Efficiency en kosten van offshore windenergie verbeteren sterk

de focus op de industrie zijn de belangrijkste redenen voor onze keuze van het North2 project als jipspunt in onze analyse.

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.

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

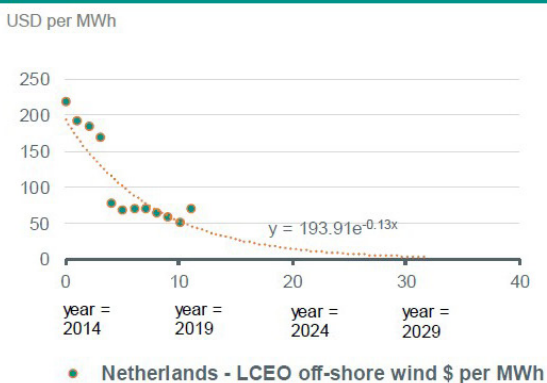


Bron: GE, MHI Vestas, IRENA, ABN AMRO Economisch Bureau, RD = radius

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.

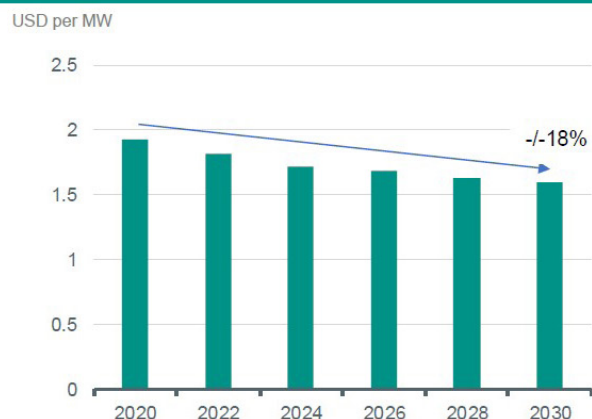
Infrastructuurfondsen die naar stabiele rendementen op zoek zijn, zullen graag investeren in windparken in de 'power-to-gas' waardeketen. Ze ontvangen gedurende 20 jaar EUR 30 per MWh en staan niet langer bloot aan de prijsvolatiliteit op de elektriciteitsmarkt voor grootverbruikers of de noodzaak om 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 windenergiekosten uit op EUR 44 per MWh.

Trendanalyse van kosten: EUR 30 per MWh is haalbaar



Bron: Bloomberg NEF, ABN AMRO Economisch Bureau

Investeringskosten offshore windenergie 18% lager in 2030



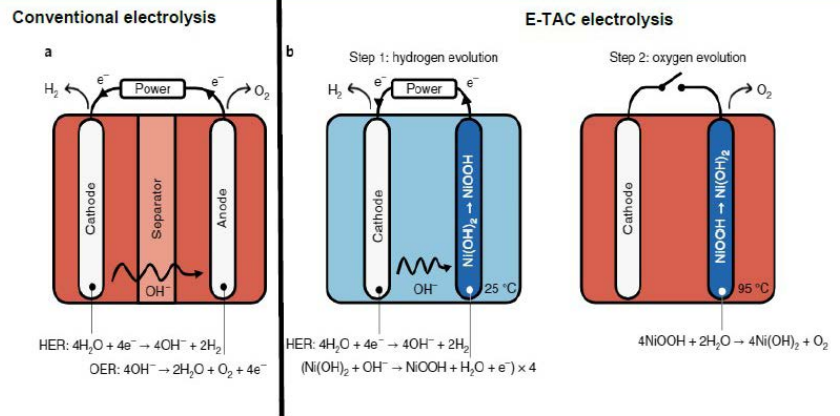
Bron: Bloomberg NEF, ABN AMRO Economisch Bureau

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.

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

E-TAC elektrolyse vindt plaats in twee stappen



Bron: Nature Energy, Technion, ABN AMRO Economisch Bureau

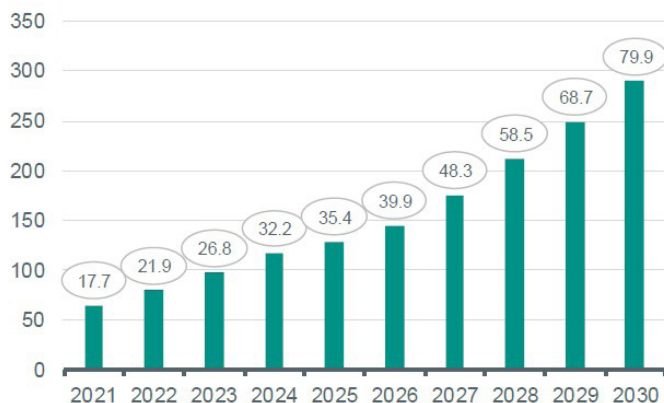
Energieagentschap (IEA). Omdat het streven is om geproduceerde windenergie optimaal te benutten, gaan we uit van de installatie van 4 GW elektrolysecapaciteit. Dit komt neer op een waterstofproductie van 456 mln kg waterstof per jaar, veel hoger dan 337mn kg wat onder 67% efficiency kan worden geproduceerd. 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.

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

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

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

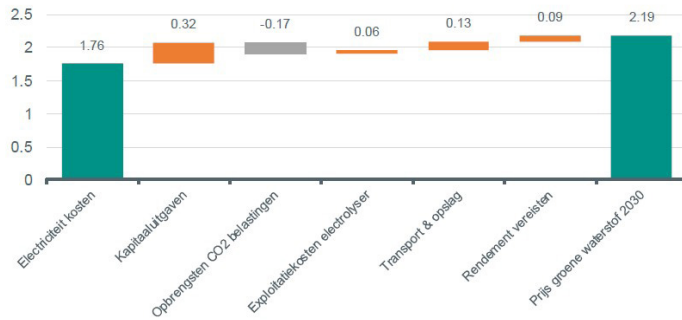
Nu de grootste kostenposten (en voordelen) zijn geïnventariseerd, kunnen we de prijs van groene waterstof in 2030 ramen. Onderstaande tabel toont de prijs per kg op basis van de kostenopbouw over de totale levensduur. Daarnaast hebben we de prijs ook volgens de methode van netto contante waarde (NCW)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

| | Eenheid | Waarde (EUR mld tenzij anders aangegeven) |
|---|-------------------------|---|
| Levensduur | 20 jaar | nvt |
| Benuttingsgraad windpark | 52% | nvt |
| Efficiency elektrolyser | 98,70% | nvt |
| Variabele kosten 4 GW windenergie bij benuttingsgraad van 52% gedurende 20 jaar | EUR 44 MWh | 16 |
| Investering 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 | nvt | -1,6 |
| Exploitatiekosten elektrolyzers (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 | nvt | 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 elektrolyzers) en een vennootschapsbelastingtarief van 25% toegepast. Hieruit bleek dat bij een prijs van EUR 2,22 per kg groene waterstof de NCW van het North2 4 GW project nul is.

| Prijs in EUR per kg groene waterstof | 2.22 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| Productie per jaar (min kg) | 456.1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IRR | 5.20% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CF0 | CF1 | CF2 | CF3 | CF4 | CF5 | CF6 | CF7 | CF8 | CF9 | CF10 | CF11 | CF12 | CF13 | CF14 | CF15 | CF16 | CF17 | CF18 | CF19 | CF20 | |
| Investering in elektrolyzers (netto) | -1,375 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Jaarlijkse productie x prijs | | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | 1,013 | |
| Contante kosten | | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | -885 | |
| Inkomstenbelasting | | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | -15 | |
| Jaarlijkse kasstroom | -1,375 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | 113 | |
| Disconteringsvoet | 1.00 | 0.95 | 0.90 | 0.86 | 0.82 | 0.78 | 0.74 | 0.70 | 0.67 | 0.63 | 0.60 | 0.57 | 0.54 | 0.52 | 0.49 | 0.47 | 0.44 | 0.42 | 0.40 | 0.38 | 0.36 | |
| NCW: $\sum CF_0 - CF_{20} = EUR 0$ | -1,375 | 107 | 102 | 97 | 92 | 87 | 83 | 79 | 75 | 71 | 68 | 65 | 61 | 58 | 55 | 53 | 50 | 48 | 45 | 43 | 41 | |

Bron: ABN AMRO Economisch Bureau, alle kasstroombedragen luiden in EUR mln.

Zoals te zien is in de rechtergrafiek op de eerste pagina van deze publicatie, kan groene waterstof aan het begin van het volgende decennium aan een sterke opmars beginnen, al blijft de prijs waarschijnlijk hoger dan die van fossiele brandstoffen. Pas bij een prijs van EUR 1,78 per kg wordt groene waterstof concurrerend met aardgas. Er zijn echter gewichten die de balans in het voordeel van groene waterstof kunnen doen doorslaan. Om te beginnen kwam uit een onlangs verschenen rapport van Bloomberg New Energy Finance (BNEF) naar voren dat in een optimistisch scenario de kosten van stacks in alkaline elektrolyzers in 2030 tot USD 115 (EUR 100) per KW kunnen dalen (wij gaan nu uit van EUR 333 per KW). In dat geval komt de prijs per kg voor groene waterstof EUR 0,15 lager uit, terwijl het prijsverschil met aardgas per MJ dan EUR 0,001 in plaats van EUR 0,002 is. Ten tweede kent Nederland een getrappt systeem van aardgasprijzen en zou groene waterstof voor kleinere verbruikers (tot 100 TJ per jaar) even duur

zijn als aardgas. En mocht ten derde aanstaande technologie zoals CO₂-afvang en -opslag (zie hieronder voor verdere uitleg) om de een of andere reden op de korte termijn de CO₂-uitstoot niet voldoende kunnen verminderen (bijvoorbeeld vanwege een hoger dan verwachte economische bedrijvigheid), dan stijgt de totale CO₂-belasting mogelijk tot EUR 120 per ton in plaats van de veronderstelde EUR 80 per ton. Het niveau van prijsequivalentie tussen aardgas en groene brandstof stijgt dan van EUR 1,78 naar EUR 2,07, wat veel dichter ligt bij het berekende prijsniveau voor groene waterstof die door North2 wordt geproduceerd. Tot slot wordt de scope 3 CO₂-uitstoot van downstreamactiviteiten onderdeel van de EU-taxononomie. Nederlandse industriële ondernemingen die in hun thermisch proces fossiele brandstoffen verbruiken, zullen moeite hebben om hun producten te verkopen. Hun klanten moeten namelijk verifiëren dat de aangekochte producten op duurzame wijze (dus zonder verbranding van fossiele brandstoffen) zijn vervaardigd. Dit kan niet anders dan tot fragmentatie van premies voor

kapitaalrisico leiden: hogere kapitaalkosten bij verbranding van fossiele brandstoffen en lagere kapitaalkosten bij verbranding van waterstof. Al met al lijkt het erop, gezien de behoorlijke opwaartse risico's, dat prijsequivalentie tussen fossiele brandstoffen en groene waterstof in 2030 wellicht dichterbij komt. In tien jaar tijd kan er veel gebeuren!

ANDERE ALTERNATIEVEN VOOR NEDERLANDSE INDUSTRIËLE ONDERNEMINGEN OM CO2-VOETAFDRIJK TE VERMINDEREN

Er is nog een lange weg te gaan voordat groene waterstof commercieel haalbaar wordt. Intussen rusten industriële ondernemingen en energiebedrijven niet op hun lauweren. Een veelbelovende aanstaande technologie om de CO₂-uitstoot door de industrie te verminderen, betreft CO₂-afvang en -opslag. Bij deze technologie wordt CO₂ niet in de atmosfeer uitgestoten, maar afgevangen en ondergronds opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee. In Nederland komen inmiddels projecten van de grond om industriële verbruikers op twee hoofdnetwerken voor CO₂-transport (Porthos en Athos) aan te sluiten. Fabrieken die op

Porthos of Athos willen worden aangesloten, moeten zelf de CO₂ afvangen en naar dit hoofdnetwerk transporteren. Door de locatie in de haven van Rotterdam is Porthos uiterst geschikt voor chemische fabrieken en raffinaderijen in het industriegebied van Rotterdam. Shell, ExxonMobil, Air Products en Air Liquide, die allemaal in het Botlekgebied actief zijn, gaan naar verluidt subsidie aanvragen voor een geraamd bedrag van EUR 1,5 mld voor investeringen in CO₂-afvang. Voor de aanleg van het transportnetwerk Porthos verleent de EC, in de vorm van een subsidie van EUR 102 mln, een aanzienlijke bijdrage aan de totale beoogde investering van EUR 400 / 500 mln. CO₂-afvang en -opslag maakt ook de productie van blauwe waterstof mogelijk. Bij de productie van blauwe waterstof wordt nog steeds aardgas als brandstof gebruikt, maar het proces is vrijwel CO₂-neutraal want de vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen.

DISCLAIMER

Dit document is samengesteld door ABN AMRO. Het heeft uitsluitend als doel om financiële en algemene informatie te verstrekken over de economie. ABN AMRO behoudt zich alle rechten voor met betrekking tot de informatie in het document en het document wordt uitsluitend aan u verstrekt voor uw informatie. Het is niet toegestaan dit document (geheel of deels) te kopiëren, distribueren, door te geven aan een derde of om het voor enig ander doel te gebruiken dan hierboven bedoeld. Dit document is informatief bedoeld en vormt geen aanbieding van effecten aan het publiek, of een uitnodiging om een aanbod te doen.

U mag niet om welke reden dan ook vertrouwen op de informatie, meningen, beramingen, en aannames in dit document noch dat het compleet, accuraat of juist is. Er wordt geen garantie gegeven, uitdrukkelijk of stilzwijgend, door of uit naam van ABN AMRO, haar directeuren, functionarissen, vertegenwoordigers, gelieerde partijen, groepsmaatschappijen of werknemers met betrekking tot de juistheid of volledigheid van de informatie in dit document, en geen enkele aansprakelijkheid wordt geaccepteerd voor enig verlies als direct of indirect gevolg van het gebruik van deze informatie. De opvattingen en meningen opgenomen hierin kunnen op enig moment aan verandering onderhevig zijn en ABN AMRO heeft geen enkele verplichting om de informatie in dit document na de datum hiervan te herzien.

Voordat u in enig product van ABN AMRO investeert, dient u zich te informeren over de verschillende financiële en andere risico's, alsmede mogelijke beperkingen voor u en uw investeringen als gevolg van toepasselijke wetgeving en regels. Indien u, na lezing van dit document, overweegt een investering te doen in een product, raadt ABN AMRO aan om een dergelijke investering met uw relatiemanager of persoonlijke adviseur te bespreken om nader te bezien of het relevante product – met inachtneming van alle mogelijke risico's – past bij uw investeringen. De waarde van beleggingen kan fluctueren. In het verleden behaalde resultaten bieden geen garanties voor de toekomst. ABN AMRO behoudt zich het recht voor wijzigingen in dit materiaal aan te brengen.

Alle rechten voorbehouden