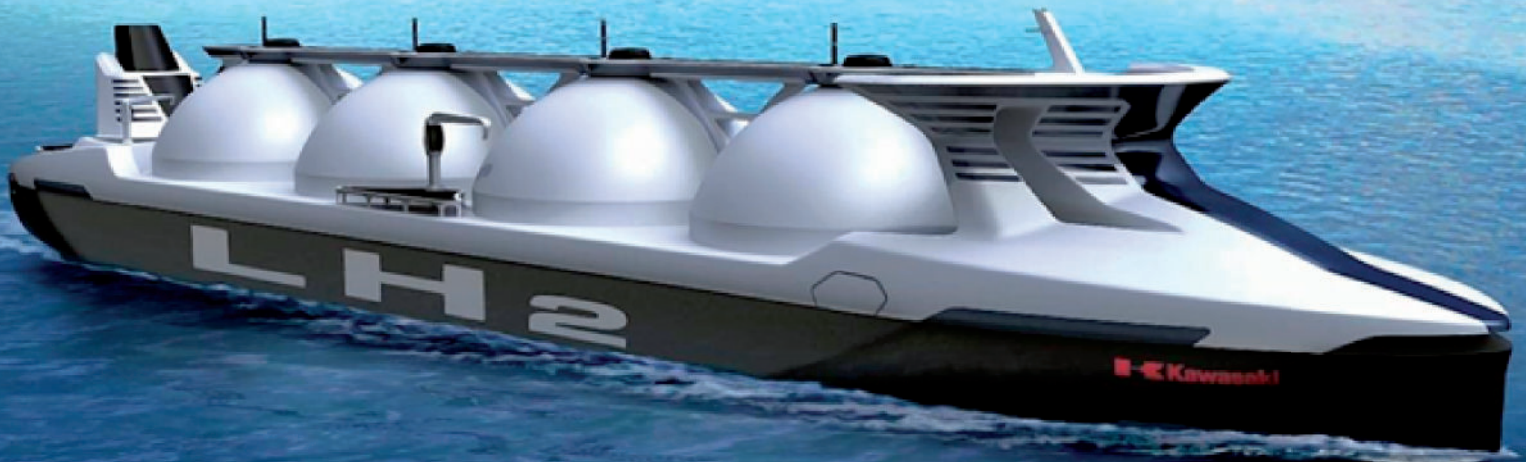


waterstof

de sleutel voor de energietransitie



 TU Delft

 TVVL

Ad van Wijk
Chris Hellinga

Waterstof – de sleutel voor de energietransitie

Geaccepteerd voor publicatie in “Circulariteit – Neemt dat al een vlucht?”

uit te geven door TU Delft Open

Prof. Dr. Ad van Wijk, TU Delft, Hoogleraar Future Energy Systems
Ir. Chris Hellinga, TU Delft, Sustainability Program Manager

INHOUDSOPGAVE

	Blz.
VOORWOORD	5
HOOFDSTUK 1 - Inleiding	7
HOOFDSTUK 2 - De waterstofkringloop	8
HOOFDSTUK 3 - Waterstofgas versus aardgas	9
HOOFDSTUK 4 - Functies van waterstof	10
HOOFDSTUK 5 - De Nederlandse behoefte aan brand-, grond- en hulpstoffen	13
HOOFDSTUK 6 - Duurzame elektriciteit is/wordt zeer goedkoop!	15
HOOFDSTUK 7 - Ook de kosten van elektrolyzers en brandstofcellen (conversiesystemen) dalen scherp	17
HOOFDSTUK 8 - Energietransport over langere afstanden: goedkoper met moleculen dan met elektronen	18
HOOFDSTUK 9 - De prijs van waterstof uit de woestijn	20
HOOFDSTUK 10 - Waterstoftransport in Nederland	21
HOOFDSTUK 11 - Waterstof voor verwarming van de bebouwde omgeving?	22
HOOFDSTUK 12 - Waterstof voor het lichte wegvervoer?	24
HOOFDSTUK 13 - De auto als elektriciteitscentrale	25
HOOFDSTUK 14 - Conclusie	26
HOOFDSTUK 15 - Referenties	27

VOORWOORD

Waterstof nr. 1 in het periodiek systeem van de elementen is het kleinste en het meest voorkomende element op aarde. Het moment is gekomen om dit grootschalig duurzaam in te zetten.

Het is niet nieuw: Jules Verne (1828-1905) schreef in “the Mysterious Island” in 1874;

“Ja, mijn vrienden, ik ben er van overtuigd dat water op een dag als brandstof zal worden gebruikt, en dat waterstof (...) een onuitputtelijke bron van warmte en licht zal vormen!”

Ook in Nederland hebben wij het eerder meegemaakt. 60% van wat wij als “stadsgas” in de jaren ‘50 en ‘60 hebben leren kennen was waterstof, gemaakt uit steenkool.

Maar het is terug met disruptieve kracht voor de fossiele energie systemen. Door de enorme prijsdaling van zon-, en wind energie verslaat groen gas (waterstof) onze bestaande fossiele energie systemen. Je kunt het opslaan, omzetten naar verschillende vormen van energie en gemakkelijk over lange afstanden transporteren. Je hebt dus veel minder “overcapaciteit” in je systeem nodig. Bijkomend voordeel is dat wij met relatief geringe kosten ons aardgasnet en toestellen geschikt kunnen maken voor waterstof.

Deze oplossing is vele malen effectiever dan de “all electric” oplossingen waarbij we zwaar zouden moeten investeren in onnodige netverzwaringen en back-up capaciteit. We kunnen ons geld beter gebruiken voor het ombouwen van ons aardgasnet naar een waterstofnet. In de tussentijd kan decentraal opgewekte duurzame elektriciteit, al dan niet ondersteund met een parkeergarage met elektrische auto's, gekoppeld aan een gelijkstroomnet eveneens een bijdrage van de duurzame energietransitie. Hierna kunnen brandstofcel gedreven elektrische auto's hier naadloos op worden aangesloten.

Het Groningen besluit is al zo duur, maar duurzame energie hoeft niet duur te zijn. Zeker als we alle kosten bij een energie systeem optellen zoals uitstoot, vervuiling, sloop en geopolitieke kosten. Prof. Ad van Wijk (TU Delft, Hoogleraar Future Energy Systems) en zijn collega ir. Chris Hellinga (TU Delft, Sustainability Program Manager) hebben met deze publicatie een zeer waardevolle bijdrage geleverd aan de energie transitie. Als TVVL, vereniging voor Mens, Techniek en Maatschappij, zijn wij vereerd dat wij deze publicatie mogen uitgeven.

Prof.ir. P.G. Luscuere
H.W. van Dorp MBA

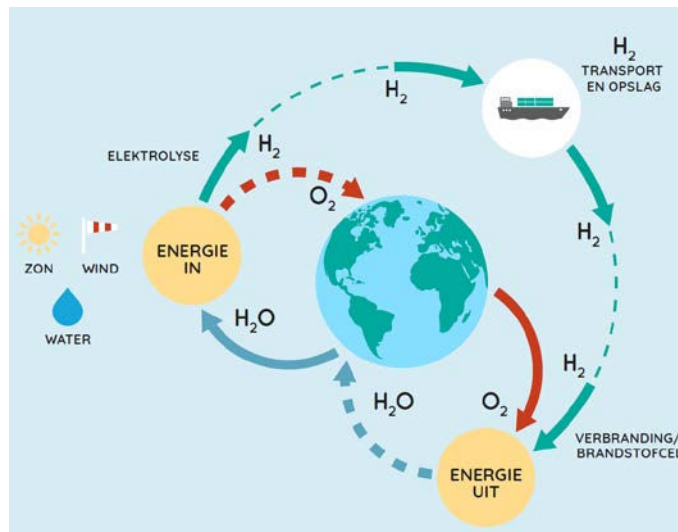
Voorzitter Maatschappelijke Advies Raad
Voorzitter TVVL

HOOFDSTUK 1 - INLEIDING

In Jeremy Rifkin's 'The Hydrogen Economy' uit 2003 werd een lans gebroken voor waterstof als de centrale energiedrager in een duurzame samenleving. Waterstof (H) is het meest voorkomende element in ons heelal. Het waterstofmolecuul (H₂) is eenvoudig te maken uit water met behulp van (duurzaam opgewekte) elektriciteit. Na een aanvankelijk breed gedragen enthousiasme voor deze boodschap is het nog niet tot een echte doorbraak gekomen, maar daar lijkt nu verandering in te gaan komen. Eén van de vele signalen is de oprichting van de Hydrogen Council, waarin meer dan 20 multinationals samenwerken (met een gezamenlijke omzet van circa 1.300 miljard €/jaar), die al ruim € 10 miljard in waterstofontwikkelingen hebben geïnvesteerd [1, 2, 3]. Ook in Nederland is vanuit de Topsector Energie/TKI Groen Gas in toenemende mate aandacht voor waterstof. In de publicatie Contouren van een Routekaart Waterstof (maart 2018) staat als eerste sleutelboodschap: De klimaatdoelen voor 2050 realiseren kan met waterstof [4].

Diverse ontwikkelingen versterken het beeld dat waterstof wel eens in grote hoeveelheden in onze maatschappij beschikbaar kan gaan komen, wat grote consequenties zou gaan hebben voor sectoren als het vervoer, de industrie, de havens en de bebouwde omgeving. Waterstof is mogelijk, samen met elektriciteit, dé energiedrager van de toekomst, goed te transporteren en zeer grootschalig ondergronds op te slaan. Waterstof (of daarvan afgeleide energiedragers en grondstoffen) wordt dan een verbindende factor in de uitdagingen waar al deze sectoren voor staan en kan een handvat bieden om meer structuur te krijgen in het aanjagen van de grootschalige ontwikkelingen naar een duurzame energievoorziening.

HOOFDSTUK 2 - DE WATERSTOFKRINGLOOP



Figuur 1. De globale waterstofkringloop.
Bron: van Wijk et. al. [5]

Figuur 1 schetst de globale waterstofkringloop. Water (H_2O) wordt met elektriciteit omgezet in waterstof (H_2) en zuurstof (O_2). Elektrolyse is op dit moment de leidende grootschalige technologie, waarmee 70-80% van de elektrische energie in de waterstof terecht komt. In de toekomst vindt de bulk van de waterstofproductie typisch plaats in gebieden met veel zon of veel wind, en wordt het (eventueel na omzetting naar bijvoorbeeld ammoniak) na koeling of compressie in tankers naar de gebieden met de energievraag vervoerd. Daar wordt het door verbranding of met brandstofcellen in bruikbare energie (stoom, warmte en/of elektriciteit) omgezet, als grondstof gebruikt of tot brandstoffen verwerkt (niet getoond). In de “keten” (electriciteit geeft waterstof, waar weer electriciteit uit wordt gemaakt) gaat typisch zo’n 60-70 % van de oorspronkelijke duurzame energie verloren (als we de warmte die vrijkomt bij de omzettingsprocessen niet nuttig gebruiken). Omdat de elektriciteitsproductiekosten in zon- of windrijke gebieden aanzienlijk lager kunnen liggen dan in de grote afzetgebieden in gematigde klimaatzones, hoeft dit niet te betekenen dat de resulterende elektriciteitsprijs veel hoger ligt dan bij zonne-electriciteit van het eigen dak, of van een windturbine in de buurt – zie ook figuur 8.

Waterstof is geen broeikasgas, dus onvermijdelijke verliezen in zulke ketens leiden niet tot een versterking van het broeikasgaseffect¹. (Ontsnapte waterstof wordt in de atmosfeer weer water). Schadelijke effecten voor het milieu zitten uitsluitend in het eventueel niet duurzame materialengebruik voor opwekking, conversie, opslag en transport.

¹ Methaan bijvoorbeeld (de hoofdcomponent van aardgas), heeft volgens het IPCC een 28 maal sterker broeikasgaseffect over 100 jaar, dan CO_2 [10]. Er is nog veel onzekerheid over de verliezen naar de atmosfeer bij de aardgasproductie en -gebruik, maar de Rhodium Group schat bijvoorbeeld dat het verlies naar de atmosfeer 3% van de jaarlijkse aardgasproductie bedraagt, wat dus een aanzienlijk broeikasgaseffect geeft bovenop de CO_2 vorming bij verbranding van dat aardgas [11].

HOOFDSTUK 3 - WATERSTOFGAS VERSUS AARDGAS

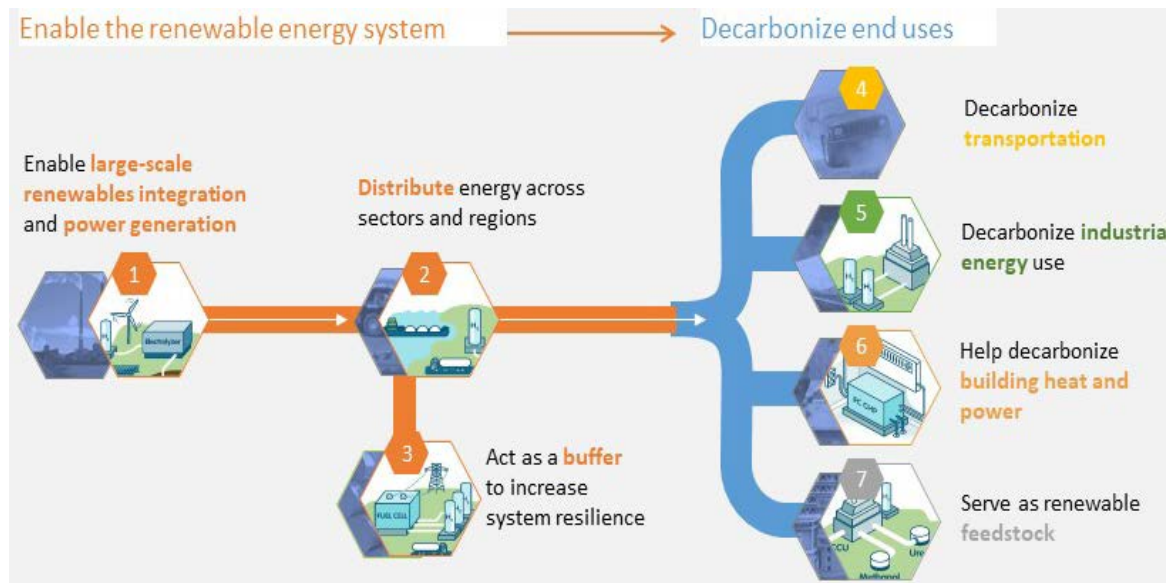
Waterstofgas kent een aantal belangrijke verschillen met aardgas, die technisch en economisch gezien evenwel geen onoverkomelijke problemen lijken te geven voor de grootschalige introductie.

Waterstof (H_2) is het kleinste molecuul op aarde en “wil overal doorheen”. Pijpleidingen en opslagtanks moeten uit materialen bestaan die weinig of geen lekkage geven. Praktisch goed beschikbare en reeds toegepaste materialen als koolstofijzer of HDPE (High Density PolyEthyleen) voldoen daar overigens aan. Deze materialen zijn dus geschikt voor leidingconstructies om in plaats van aardgas, waterstofgas te vervoeren. Een private 110 bar transportleiding die waterstof vervoert van Rotterdam, via Antwerpen naar Noord-Frankrijk, functioneert al tientallen jaren zonder problemen. Het bestaande Nederlandse aardgas hogedruk gasnet kan met geringe kosten, snel en eenvoudig worden aangepast voor waterstof [6]. Het zijn vooral de compressoren die moeten worden aangepast. Kosten voor deze ombouw worden geschat op minder dan 10% van een nieuw aan te leggen pijpleidingen infrastructuur [7].

Daarnaast is de energie-inhoud van waterstof per eenheid volume relatief klein. In vergelijking met laagcalorisch aardgas uit Slochteren, heeft waterstof bij dezelfde druk driemaal minder energie per volume-eenheid. Waterstofauto's vragen daarom tanks onder hoge druk om het volume van die tanks acceptabel te houden. 700 bar is daarbij nu de standaard geworden. Deze tanks bevatten dan zo'n 5 tot 6 kg waterstof, waarmee een brandstofcel waterstofauto (FCEV – Fuel Cell Electric Vehicle) 500-600 km kan rijden. Een actieradius vergelijkbaar met die van benzine- of dieselauto's. Voor transport door pijpleidingen moeten stroomsnelheden van waterstof dus driemaal zo groot zijn als die van aardgas, om dezelfde hoeveelheid energie per tijdseenheid te transporteren bij dezelfde druk. Maar door de lagere dichtheid van waterstofgas kan dit bij vrijwel dezelfde drukverschillen over de pijpleidingen als die we nu gewend zijn [6]. Met andere woorden, de energietransportcapaciteit van het bestaande gasleidingennet is voor waterstof bijna even groot als voor aardgas.

Waterstof heeft een imagoprobleem bij het grote publiek – het wordt vaak als gevaarlijk gezien. Waterstof/luchtmengsels kunnen inderdaad over een groter concentratiebereik ontbranden/exploderen dan methaan/luchtmengsels. Maar, waterstof is veel lichter dan aardgas/methaan en stijgt daardoor zeer snel op bij een lekkage. KIWA-Gastec heeft dit aangetoond in het HyHouse project met praktijkproeven. De conclusie was dat bij lekkage in huis de kans dat een explosief lucht/waterstof mengsel ontstaat kleiner is dan wanneer aardgas ontsnapt [8]. We moeten ook niet vergeten dat we vóór de omschakeling naar het Groningse aardgas in de jaren '60 van de vorige eeuw waterstof in onze huizen hadden. Stadsgas bestond voor ruim 50% uit waterstof! Bovendien heeft waterstof als belangrijk voordeel dat het bij verbranding geen koolmonoxide kan vormen. De meeste aardgasdoden in Nederland vallen door koolmonoxidevergiftiging. De Onderzoeksraad voor de Veiligheid vermoedt dat het aantal doden als gevolg van koolmonoxidevergiftiging 3-5 maal zo groot is als de gerapporteerde 5-10 doden per jaar, met daarbij honderden gewonden [9].

HOOFDSTUK 4 - FUNCTIES VAN WATERSTOF



Figuur 2. Waterstof kan 7 belangrijke rollen spelen in een duurzaam energiesysteem
Bron: Hydrogen Council [3].

Figuur 2 schetst zeven functies die waterstof kan gaan vervullen in aanvulling op duurzaam opgewekte elektriciteit, met vooral wind- en zonne-energie [3].

(1): Er gaat een onbalans ontstaan tussen aanbod en afname van elektriciteit. Wind en zon zijn immers niet op afroep beschikbaar. Bovendien gaat nieuwe, economisch aantrekkelijke energieproductie ontstaan in wind- en zonnrijke gebieden, ver van de locaties met de grootschalige energievraag. Waterstof kan de verbinding verzorgen in plaats en tijd tussen duurzame energieopwekking en de vraag naar elektriciteit, maar ook voorzien in een niet elektrische energie- en/of grondstoffenvraag.

(2): Hiervoor is het nodig dat productie- en afnamegebieden (nieuwe) verbindingen krijgen om verschillen in vraag en aanbod zo goed mogelijk op te kunnen vangen. Waterstof (of een daarvan afgeleide chemische stof) is daarbij een energiedrager die over lange afstanden kosteneffectief en flexibel getransporteerd kan worden. We zullen ook gaan zien dat nu nog gescheiden domeinen als de transportsector (olieproducten) en de bebouwde omgeving (electriciteit en gas), naar elkaar toe gaan groeien voor hun energieafhankelijkheid. Auto's worden voor de deur opgeladen met elektriciteit, of leveren elektriciteit aan huizen, als ze op waterstof rijden [12]. De elektriciteit/waterstof combinatie is erg krachtig omdat door de "hoge energiekwaliteit" daarvan alle energievragen (van vervoer tot licht, communicatiemiddelen en warmte) gedekt kunnen worden. (Met warmte van een lage temperatuur kun je bijvoorbeeld geen lampen laten branden.)

(3): Om piek- en dalmomenten in vraag en aanbod op elkaar af te stemmen zijn nieuwe, betaalbare vormen van energieopslag nodig – één van de grootste uitdagingen van de energietransitie. Voor kortstondige fluctuaties (denk aan dag/nacht verschillen) zijn opslagvormen als batterijen geëigend,

maar voor opslag over een langere tijdsperiode (denk aan seizoenfluctuaties) in grote hoeveelheden, is waterstof waarschijnlijk de meest interessante kandidaat. Opslag in zoutkoepels of mogelijk in lege gasvelden is goed mogelijk op zeer grote schaal.

Grootschalige waterstofopslag – een veelbelovend alternatief

Een recente Duitse studie gaat ervan uit dat in 2050 de duurzame zon- en windenergie 20% overproductie geeft die als waterstof kan worden opgeslagen, waarvoor een derde van de nu in gebruik zijnde gasvelden in Duitsland volstaat [21]. Vanuit die voorraden kunnen dan de momenten van een elektriciteitstekort van wind- of zonne-energie worden gedekt.

Maar ook in andere Europese landen zijn lege zoutkoepels en gasvelden op veel plaatsen aanwezig [14, 15]. In een zoutkoepel kan typisch zo'n 6.000 ton waterstof worden opgeslagen [16], omgerekend 235 miljoen kWh aan energie. Dat is vergelijkbaar met 17 miljoen Tesla Power Walls, met 14 kWh aan capaciteit ieder. Een zoutkoepel blijft over na zoutwinning en is relatief eenvoudig te voorzien van een installatie die er waterstofgas onder druk inpompt en met de juiste zuiverheid weer terug levert. In vergelijking met elektriciteitsopslag zijn de kosten laag – de investeringskosten variëren volgens een recente Engelse studie [17] nogal, afhankelijk van lokale (ondergrondse) omstandigheden, maar ligt typisch in de buurt van de 1 €/kWh opslagcapaciteit. Bij de Tesla Power Wall is dat momenteel ongeveer 400 €/kWh. De Hydrogen Council geeft een prijsindicatie van 0,05 – 0,15 \$/kWh opgeslagen waterstof in zoutkoepels. Van de nu bekende grootschalige alternatieven, is alleen opgepompte waterkracht goedkoper, maar de beschikbare capaciteit daarvan is klein, minder dan 1% van de wereldwijde energievraag [3].

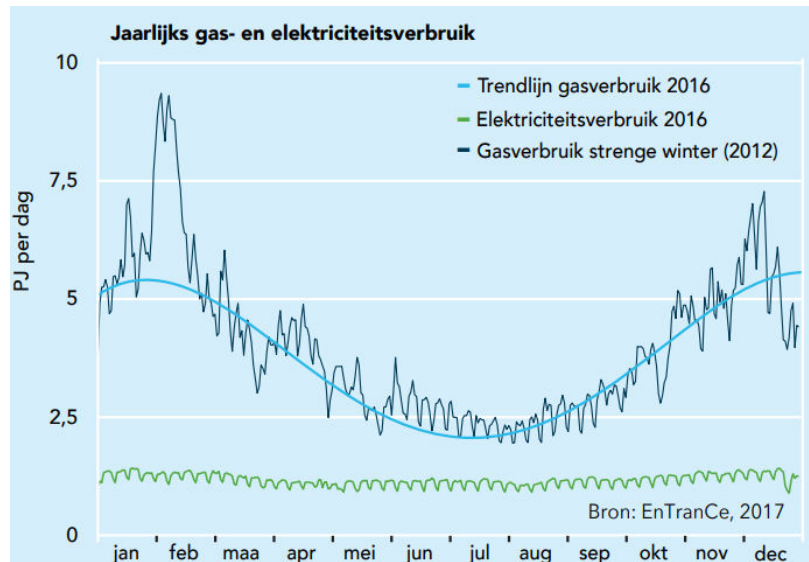
(4): Waterstof kan voorzien in energiefuncties, die met elektriciteit niet (goed) kunnen worden afgedekt. Het is bijvoorbeeld onwaarschijnlijk dat batterijen zullen worden ingezet voor het zware, lange afstandstransport over de weg, door de lucht en over water. Dat zou te grote/zware en te dure batterijopslagcapaciteit vragen. Waterstof (of een andere brandstof die met behulp van waterstof gemaakt wordt) is hier een betere kandidaat.

(5): Bij de industriële energievoorziening gaat het veelal om het bereiken van hoge procestemperaturen, waarbij een verbrandingsproces soms essentieel is. Gasturbines kunnen bijvoorbeeld ook op waterstof draaien, waarmee waterstof een belangrijke rol kan gaan vervullen in de efficiënte (WKK) productie van hogetemperatuurstoom of warmte [18].

(6): Ook voor de verwarming van de bebouwde omgeving is waterstofaanbod een optie, zeker voor gebieden en/of gebouwen die zich slecht lenen voor duurzame alternatieven als restwarmtegebruik, aardwarmte en/of warmtepompen. Juist voor ruimteverwarming is in onze klimaatzone immers een belangrijke rol weggelegd voor energieopslag: in de winter wordt veel energie gebruikt voor verwarming en in de zomer nauwelijks. De integrale vraag naar elektriciteit en aardgas is in Nederland in de koudste maanden tot ruim tweemaal zo groot als in de warmste maanden (figuur 3). Er moet dus in een duurzame samenleving veel energie worden opgeslagen in de zomer voor gebruik in de winter, om de productiecapaciteit van wind- en zonne-energie goed over het jaar te verdelen. Dat kan uitstekend in de vorm van waterstof.

(7): Vanuit de petrochemie en de kunstmestindustrie is er al een grote bestaande vraag naar waterstof als grond-/hulpstof. Vergroening van dat waterstofaanbod (dat nu nog uit fossiele brandstoffen gemaakt wordt) kan een aanzienlijke CO₂ emissiereductie geven. Veel grondstoffen voor de chemie vragen evenwel ook de aanwezigheid van een C-atoom. Denk aan methanol of etheen voor kunststofproductie. Biomassa kan (bijvoorbeeld via vergassing) als leverancier van het

C- atoom gaan dienen, en een circulaire grondstoffenkringloop kan een bijdrage leveren. Directe CO₂ winning uit de atmosfeer, waarin CO₂ -voor de levering van het C-atoom- sterk verdund aanwezig is, is vooralsnog erg kostbaar. Overigens is deze C-leverende rol van biomassa voor industriële



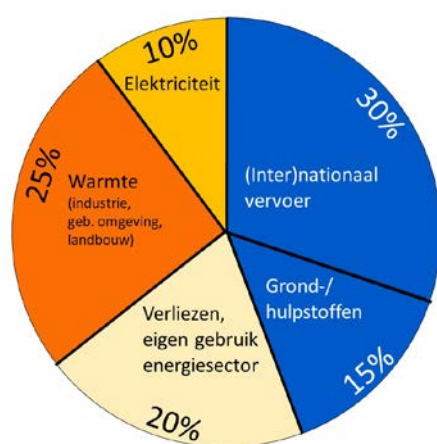
Figuur 3. Elektriciteitsverbruik en gasverbruik in Nederland. Bron: Entrance, 2017 [19].

grondstoffen dus uitermate belangrijk, en daarbij gaat het wereldwijd om grote hoeveelheden. Biomassa is ook nodig voor de nog fors groeiende wereldwijde voedselvoorziening en voor duurzame bouwmaterialen, waarmee het (vooralsnog) verstandig is niet te royaal in te zetten op het gebruik van biomassa voor energiefuncties waarbij de aanwezigheid van het C-atoom geen voorwaarde is. Denk bijvoorbeeld aan de productie van methaan (CH₄) uit waterstof en biomassa voor het verwarmen van huizen of het produceren van hogetemperatuurstoom. Waterstof kan daar ook direct voor worden ingezet.

HOOFDSTUK 5 - DE NEDERLANDSE BEHOEFTE AAN BRAND-, GROND- EN HULPSTOFFEN

Wat we ons niet altijd realiseren is dat de vraag naar brandstoffen voor het zware, lange afstandstransport over de weg, over het water en door de lucht, in combinatie met de industriële behoefte aan grondstoffen (plastic, kunstmest) en hulpstoffen (staalindustrie) zeer groot is in de Nederlandse economie, en dat die dat naar alle waarschijnlijkheid ook zal blijven.

In figuur 4 zien we de bestemming van de bijna 4.000 PJ²/jaar aan primaire energie die Nederland momenteel gebruikt. We rekenen daarbij ook de brandstoffen voor de internationale lucht- en zeevaart mee (686 PJ [13]). Na aftrek van 20% aan verliesposten³ zien we in het blauwe segment (1690 PJ) de brandstoffen voor het vervoer (1.121 PJ) en de grond- en hulpstoffen voor de industrie (niet-energetisch gebruik - 569 PJ). Links staat de warmtevraag uit de bebouwde omgeving, de glastuinbouw en de industrie van ongeveer 1.000 PJ⁴[20]. En we zien dat slechts 10% van de integrale energievraag in de vorm van elektriciteit bij de eindgebruiker terechtkomt.



Totaal gebruik (2016): 3845 PJ

Figuur 4. Nederlandse energievraag in 5 domeinen. Bron: CBS [13]

Het blauwe segment (“moleculen”) is dus vele malen groter dan het gele segment (“elektronen”). Als al het lichte wegtransport (personenauto’s en licht vrachttransport) volledig batterij elektrisch zou worden, is daar zo’n 100 PJ aan elektriciteit voor nodig (een kwart van de huidige elektriciteitsvraag), en daalt de brandstoffenvraag met ongeveer 300 PJ (elektrische motoren zijn veel efficiënter dan verbrandingsmotoren). Het aandeel van de brand- en grondstoffenvraag blijft dan dus nog vele malen groter dan die van de elektriciteitsvraag. Natuurlijk moet je naar meer ontwikkelingen kijken om tot betere “voorspellingen” te komen, zoals naar energiebesparing en het sluiten van de grondstoffenkringlopen. Maar het is verstandig er rekening mee te houden dat we ook halverwege deze eeuw nog in een forse vraag naar brand- en grondstoffen moeten voorzien. *Een vraag die mogelijk driemaal zo groot is als de directe vraag naar elektriciteit.* En bij de productie van die brand- en grondstoffen gaat waterstof zonder enige twijfel een belangrijke rol spelen, ook

² 1 PetaJoule (PJ) is de hoeveelheid energie om 29.000 personenauto’s een jaar lang op benzine te laten rijden of om in de jaarlijkse gasvraag van 21.000 gezinnen te voorzien.

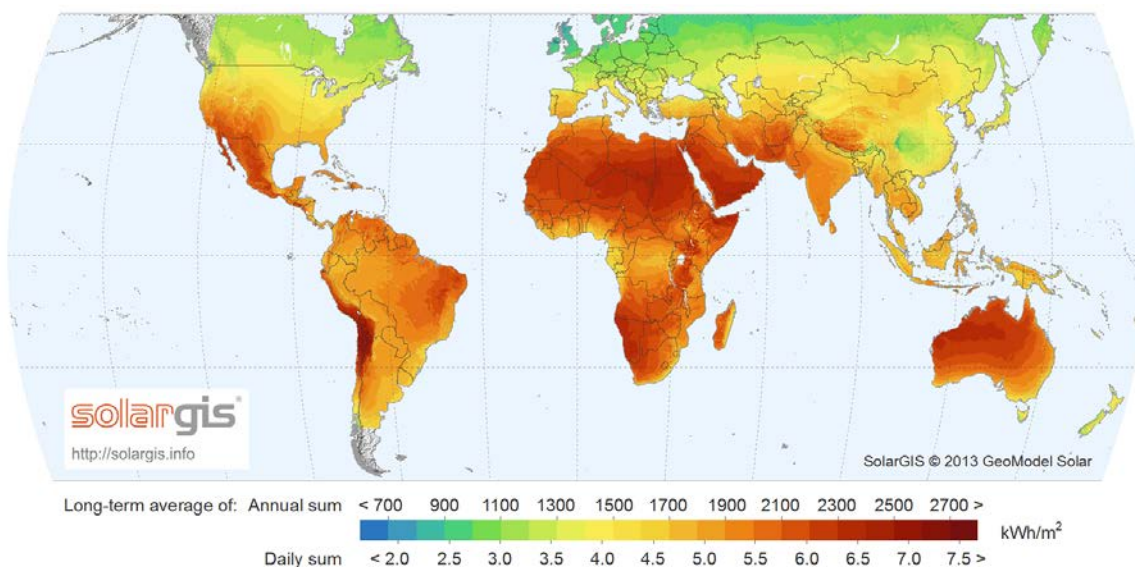
³ Verliezen bij de elektriciteitsproductie en andere omzettingen: 549 PJ; Eigen gebruik energiesector: 178 PJ, transportverliezen: 23 PJ [13].

⁴ Dit is voor ongeveer 40% hoge (industrie) en voor 60% lage temperatuur warmte (bebouwde omgeving en de glastuinbouw) [20]

als grondstof voor andere chemische verbindingen. En voor de productie van die waterstof is dus veel meer elektriciteit nodig⁵ dan de hoeveelheid die we nu als eindgebruikers nodig hebben.

Wind van de Noordzee zal een belangrijke bijdrage moeten gaan leveren aan de energievoorziening van de tien landen⁶ die om/nabij de Noordzee liggen, en die vooralsnog de gezamenlijke ambitie hebben om 180.000 tot 250.000 MW aan windturbinevermogen geplaatst te hebben in 2050 [21]. Omgerekend 18-25.000 grote, moderne, turbines van 10 MW, die jaarlijks 3.000-4.000 PJ aan elektriciteit kunnen gaan produceren⁷. Dit is dus de grootteorde van de integrale Nederlandse energievraag alleen! Overigens is die ambitie mede ingegeven door de financiële prognoses voor benodigde investeringen van enkele jaren geleden, c.q. de daarbij behorende subsidiestromen. Ruimtelijk kan er meer op de Noordzee – die 25.000 windturbines vragen ongeveer 5% van het zeeoppervlak. Nu moderne windparken geen subsidiebehoefte meer hebben, is het waarschijnlijk dat de ambitie in de komende jaren verder wordt opgeschroefd.

Maar zelfs met zo'n hogere ambitie voor offshore wind, zullen we ook in de toekomst grote hoeveelheden energie moeten importeren voor Noordwest Europa. Dit kan uitstekend in de vorm van waterstof of ammoniak⁸ dat uit duurzame elektriciteit is geproduceerd en per schip naar ons land zal worden vervoerd. Import van zulke duurzame energiedragers hoort dus een plaats te hebben in onze strategieontwikkeling voor een duurzame energievoorziening.



Figuur 5. Wereldwijde zoninstraling. Bron: SolarGis.

⁵ Er wordt ook gewerkt aan andere vormen van duurzame brand- en grondstoffenproductie dan via elektrolyse, maar grootschalige toepassing zal zeker nog vele decennia vragen.

⁶ België, Denemarken, Frankrijk, Duitsland, Ierland, Luxemburg, Nederland, Noorwegen, Zweden, en het Verenigd Koninkrijk hebben hiertoe een energie samenwerkingscontract getekend [21].

⁷ Bij 4.500 vollasturen per jaar.

⁸ Ammoniak (NH₃) wordt gemaakt uit waterstof en stikstof, waarbij stikstof uit de lucht wordt gehaald, wat overal ter wereld kan.

HOOFDSTUK 6 - DUURZAME ELEKTRICITEIT IS/WORDT ZEER GOEDKOOP!

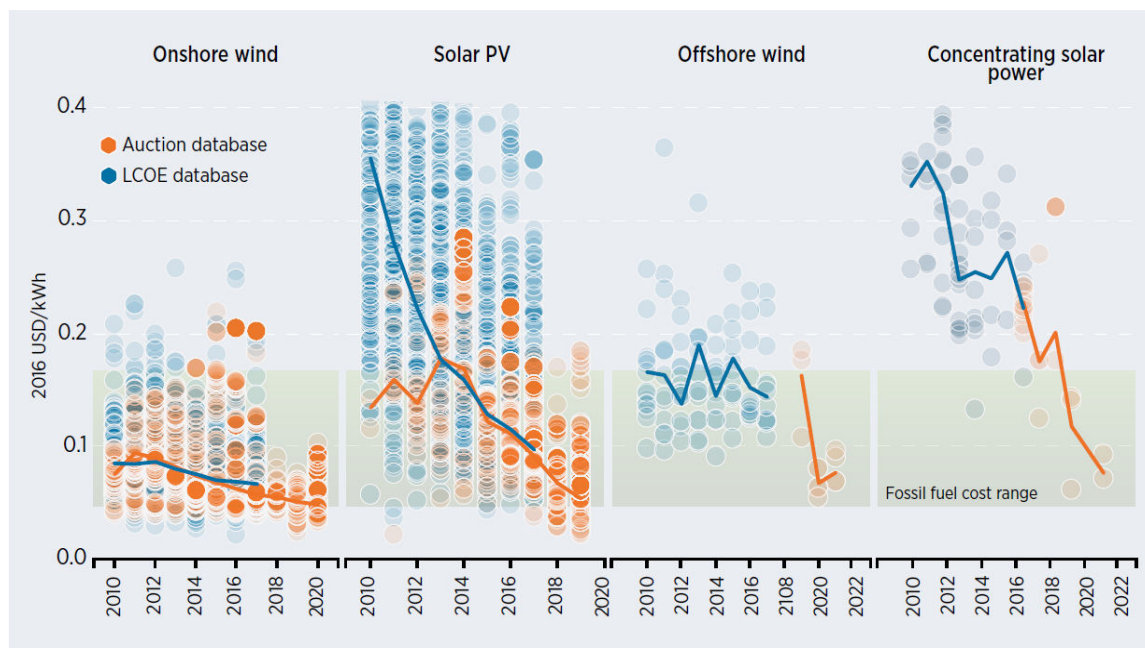
Dankzij technische verbeteringen en opschaling zijn de prijzen van wind- en zonne-elektriciteit in de afgelopen tien jaar scherp gedaald. Zo heeft MASDAR/EDF eind 2017 een tenderbod uitgebracht om in Saudi-Arabië een 300 MW zon-PV installatie te bouwen die elektriciteit moet gaan leveren voor net onder de 1,8 \$ct (1,5 €ct) per kWh [22]. Een 2-3 maal lagere prijs dan elektriciteit opgewekt met gas of kolen. Ook in Zuid-Europa wordt het nu extra aantrekkelijk zonneparken te bouwen. In april 2018 heeft Statkraft aangekondigd een zonnepark van 170 MWp in Spanje, nabij Sevilla, te gaan realiseren. Dat is één van de eerste zonneparken in Europa, die zonder subsidie worden aangelegd. [23].

De prominente financiële dienstverlener Bloomberg verwacht dat tot 2040 de zon-PV prijzen met zo'n 66% verder zullen dalen [24], waarmee dus wel eens een prijs van onder de 1 \$ct/kWh bereikt kan gaan worden.

Voor zon-PV, is het belangrijk dat in gunstige productiegebieden in de wereldwijde "solar belt" (figuur 5) de zonstraling 2 tot 3 maal zo groot is als in Nederland (met 1.000 kWh/m²/jaar). Dat - met een kostenvoordeel bij zeer grote installaties⁹ - leidt tot een kWh prijs die typisch 5-9 maal zo laag is als Nederlandse elektriciteitsproductie met zonnecellen op het dak [5], zie ook figuur 8.

De prijzen voor wind op zee zijn ook snel gedaald. Momenteel zijn in Nederland, Duitsland en Denemarken commerciële partijen al bereid offshore windparken te ontwikkelen zonder subsidies. Zo heeft Vattenfall in maart 2018 aangekondigd dat het een 700 MW offshore windpark voor de Hollandse kust gaat bouwen zonder subsidie, dat in 2022 operationeel moet zijn [25]. Voor wind op land worden in Texas en andere gebieden in de Mid-West in de Verenigde Staten al prijzen gerealiseerd van 2-3 \$ct/kWh [29]. Bloomberg New Energy Finance verwacht voor wind op land nog een daling met 47% tot 2040 en voor offshore wind een daling van 71% [24].

⁹ Utility scale installaties (typisch 100+ MW) zijn momenteel een factor 2,5-3 goedkoper per Wp dan kleine, particuliere installaties [32].



Source: IRENA Renewable Cost Database and Auctions Database.

Figuur 6. Integrale kosten (Levelized Cost of Electricity (LCOE)) voor solar PV, concentrating solar power, on-shore en off-shore wind. Historische ontwikkeling en toekomstverwachting [26].

De ontwikkelingen van de elektriciteitsproductiekosten worden bijgehouden door IRENA, de International Renewable Energy Association, zie figuur 6. Hieruit blijkt dat de LCOE (Levelized Cost Of Energy – alle noodzakelijke kosten gedeeld door de energieproductie over de afschrijvingstermijn) voor zon en wind de laatste jaren sterk is gedaald, tot een niveau dat vergelijkbaar of zelfs lager is dan fossiele elektriciteitsproductie [26]. Duurzame energie is al zo aantrekkelijk geworden dat 2/3 van de wereldwijde investeringen in 2016 voor elektriciteitsopwekking besteed werd aan hernieuwbare bronnen (met name zon en wind) [27].

HOOFDSTUK 7 - OOK DE KOSTEN VAN ELEKTROLYSERS EN BRANDSTOFCELLEN (CONVERSIESYSTEMEN) DALEN SCHERP

Wanneer (duurzaam geproduceerde) elektriciteit in een zogenaamde elektrolyser door water wordt geleid ontstaat waterstof (en zuurstof). Er zijn twee belangrijke type elektrolyzers, de PEM (Proton Exchange Membrane) en de alkaline elektrolyser. Elektrolyzers bestaan uit “gestapelde” kleine elektrolyse cellen, wat de systemen eenvoudig op te schalen maakt en wat tot goedkope massaproductie van de functionele elementen gaat leiden. Waar voor PEM systemen de CAPEX¹⁰ in 2013 nog rond de € 2.000/kW lag [30], is dat in april 2018 in grootschalige projectaanbiedingen (de 100 MW+ range), al tussen de 400-450 €/kW [28]. Voor alkaline electrolyzers geldt hetzelfde. De CAPEX lag in 2013 rond de € 1.400/kW en bij grootschalige projectaanbiedingen in april 2018 tussen de 300-350 €/kW [28]. De rendementen van beide typen electrolyzers liggen daarbij tussen de 70-80%. De verwachtingen zijn dat voor beide elektrolyzersystemen de CAPEX op GigaWatt schaal in de toekomst naar 250 €/kW gaat zakken bij een rendement van zo’n 80-85% [31].

Brandstofcellen (fuel cells) doen technisch gesproken het omgekeerde van elektrolyzers: vanuit waterstof en zuurstof wordt weer elektriciteit gemaakt, waarbij momenteel een piek-omzettingsrendement van 60% gehaald wordt en het Amerikaanse Department of Energy voor de langere termijn uitgaat van 70% [33]. Ook brandstofcellen zijn opgebouwd uit kleine functionele cellen. Met name het verbeteren van de membranen die deel uitmaken van deze systemen (langere levensduur, lagere productieprijs) heeft in de afgelopen jaren geleid tot een scherpe kostendaling van zowel PEM elektrolyzers als PEM brandstofcellen. Brandstofcellen zijn uiteraard een cruciaal onderdeel van waterstofauto’s, maar kunnen bijvoorbeeld ook in de bebouwde omgeving worden ingezet voor gelijktijdige warmte- en elektriciteitsproductie.

Bij brandstofcellen lag de prijs in 2006 nog op 124\$/kW, inmiddels is de prijs gezakt tot rond de 53\$/kW, indien 500.000 brandstofcellen per jaar fabrieksmatig zouden worden geproduceerd. Het Amerikaanse Department Of Energy verwacht in 2020 een prijs van 40\$/kW en op de langere termijn zelfs 30\$/kW [35]. Naast technische verbeteringen, zal met name het opschalen van de productievolumes -net als bij zon-PV systemen die ook uit kleine modulaire eenheden bestaan- tot zulke prijsdalingen leiden.

¹⁰ CAPital EXpenditures – de investeringskosten.

HOOFDSTUK 8 - ENERGIETRANSPORT OVER LANGERE AFSTANDEN: GOEDKOPER MET MOLECULEN DAN MET ELEKTRONEN

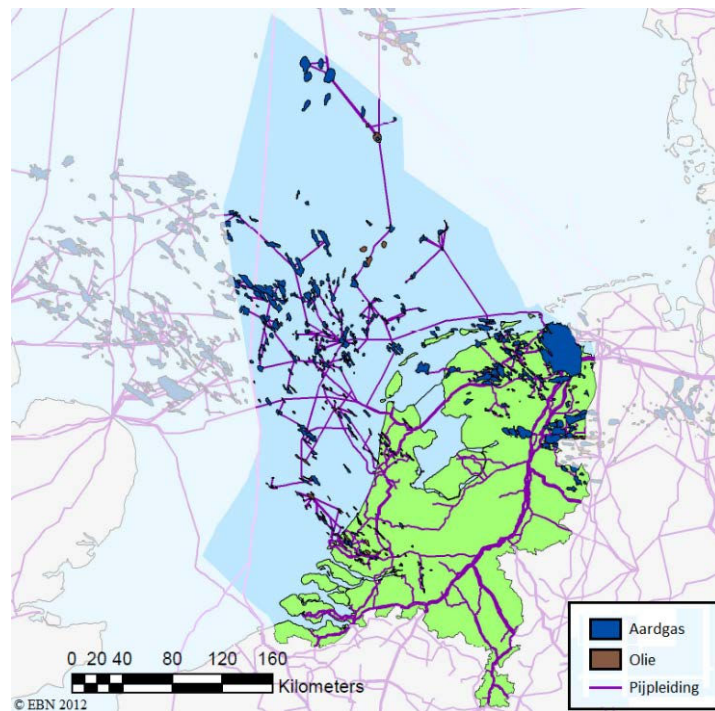
Vanuit het beeld dat in interessante wind- en zonne-energie productiegebieden de elektriciteitsprijzen en omzettingskosten erg laag worden, en dat we in Noordwest Europa grote hoeveelheden brandstoffen zullen moeten importeren, is het van belang dat energietransport over grote afstanden (honderden tot duizenden kilometers) in de vorm van chemische energiedragers (moleculen) goedkoper is dan met elektriciteitskabels (elektronen) [20]. Vloeibare waterstof of uit waterstof geproduceerde ammoniak zijn dan kansrijke opties.

Voor transport vanaf (verder weg gelegen delen van) de Noordzee geldt ook dat transport per pijpleiding van een gas (aardgas of waterstof) goedkoper is dan elektriciteit. Een simpele vergelijking tussen de offshore BritNed kabel en de offshore gaspijplijn BBL die beide Nederland en Engeland verbinden, laat dat zien [16].

	BritNed kabel	BBL gaspijplijn
Capaciteit	1 GW	15 GW
Lengte	276 km	225 km
Constructiekosten	500 miljoen Euro	500 miljoen Euro
Transportvolume	8 TWh/jaar	120 TWh/jaar

Bij vergelijkbare investeringskosten, kan met de gaspijplijn 10-20 keer meer energie worden getransporteerd dan met de elektriciteitskabel. Als er ver op de Noordzee offshore windturbines worden gebouwd, kan het goedkoper zijn om de elektriciteit te converteren naar waterstof en een bestaande aardgaspijpleiding, die al in de Noordzee ligt, om te bouwen naar waterstof en zo de offshore windenergie op de plek te brengen waar die gebruikt wordt. Het aanpassen van een aardgaspijpleiding om deze geschikt te maken voor waterstof bedraagt slechts 5-10% van de kosten om een nieuwe pijplijn aan te leggen [7]. Vertaald naar een ombouw van de BBL gaspijplijn zou het om een investering gaan van 25-50 miljoen Euro voor een energietransportcapaciteit van 15 GW. Het transport van een zekere hoeveelheid energie met waterstof via een omgebouwde aardgaspijpleiding is daarmee 100-200 maal goedkoper dan elektriciteitstransport via een nieuw te trekken elektriciteitskabel. Uiteraard moeten ook de kosten van waterstofproductie op zee in plaats van op land in de afweging meegenomen worden. En naast de selectie van de beste transportvorm, moet uiteraard naar de totale kostenopbouw van de waterstofprijs gekeken worden. De elektriciteitsproductie, de omzetting (met energieverliezen) in de elektrolyser (op zee of aan land), compressie, mogelijk opslag en transport. Maar de boodschap is hier, dat wanneer de productie van offshore wind-energie goedkoper wordt en verder weg op zee gaat plaatsvinden, de waterstofroute interessanter wordt – waarbij het verschil in transportkosten dan bovendien sterker doortelt.

Voor de ruimtelijke planning van energieproductie op de Noordzee, is het daarom belangrijk rekening te houden met de ligging van de bestaande gasleidingen (figuur 7).

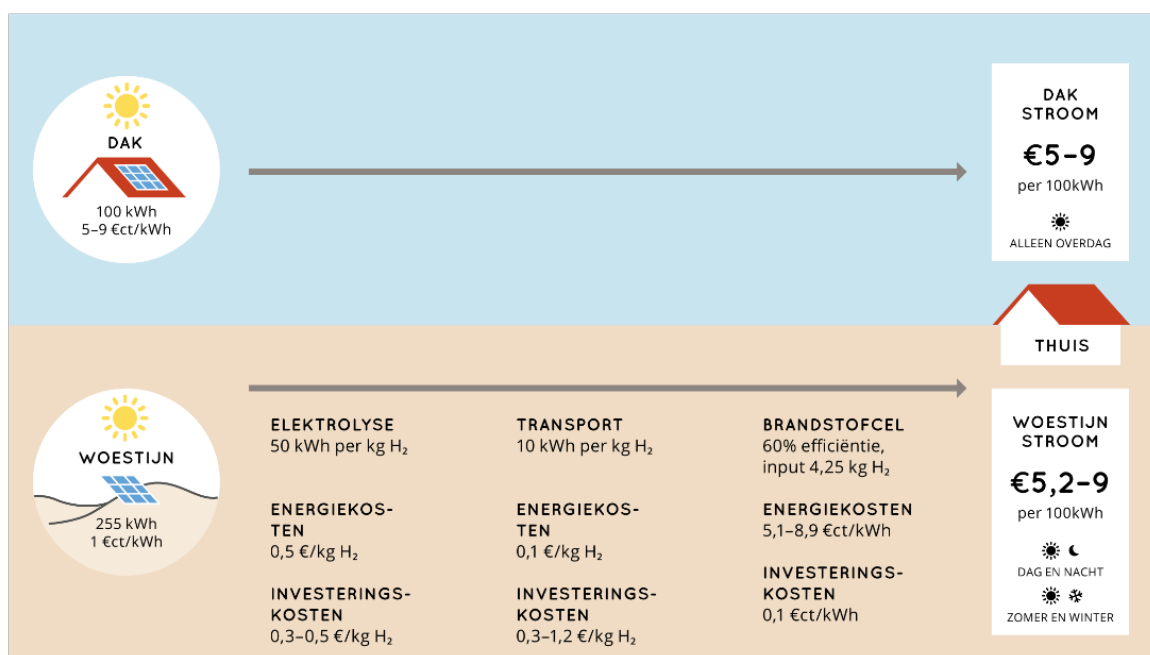


Figuur 7. Aardgaspijpleidingen op het Nederlandse deel van de Noordzee. Bron: EBN, 2012 135.

HOOFDSTUK 9 - DE PRIJS VAN WATERSTOF UIT DE WOESTIJN

Rekenend met 1 €ct/kWh voor zonne-elektriciteit in de “solar belt”, en een elektrolyser prijs van 350 €/kW kan waterstof – voor compressie/koeling en transport- op termijn voor een prijs van minder dan 1 €/kg¹¹ geproduceerd worden. Van Wijk et al. [5] rekenen voor dat wanneer vanuit die waterstof in Nederland weer elektriciteit gemaakt wordt (met een brandstofcel) de elektriciteitsprijs vergelijkbaar is met die van een eigen zonnepaneel op het dak. Daarbij wordt uiteraard rekening gehouden met de energieverliezen in de keten, het vloeibaar maken van waterstof voor transport¹², en de transportkosten zelf (figuur 8). Een belangrijk voordeel van elektriciteit uit waterstof is, dat deze altijd beschikbaar is – dag en nacht en in ieder seizoen.

Waterstof uit de grote productiegebieden, of waterstof die in tijden van overschotten aan wind- of zonne-energie (lage elektriciteitsprijzen) dichterbij geproduceerd wordt, is daarom zeker ook aantrekkelijk om op grote schaal energie te bufferen voor de momenten dat wind- en zonne-elektriciteit onvoldoende voorhanden zijn.



Figuur 8. Prijsvergelijking van in Nederland met zon-PV opgewekte elektriciteit en elektriciteit uit waterstof geproduceerd in de “solar belt”. Bron: van Wijk et al., 2017 [4].

¹¹ 1 kg waterstof bevat 121 MJ aan energie op onderwaarde (en 141,8 MJ op bovenwaarde). Een prijs van 1€ per kg H₂ is equivalent met 0,26 €/m³ laagcalorisch aardgas (31,65 MJ/m³), of 51 €/vat olie (6.100 MJ/vat). De huidige kosten voor de gangbare productie van “grijze waterstof” uit methaan met “steam methane reforming” bedragen 1,5 €/kg H₂. Verwacht wordt dat “groene waterstof” op termijn competitief zal zijn op een prijsniveau van 2-3 €/kg H₂, door stijgende gasprijzen en CO₂-heffingen, waarmee het huidige Nederlandse grijze productievolume voor afzet in de industrie (door ECN geraamd op ca. 8 miljard m³ H₂ /jaar) dus vervangen zou kunnen gaan worden.

¹² Transporteren op hoge druk is een andere optie. Ook zou waterstof op de productielocatie eerst in ammoniak kunnen worden omgezet met stikstof uit de lucht, wat eenvoudiger te transporteren is. Vloeibaar waterstof en vloeibaar ammoniak transport, transport via pijpleidingen of transport van waterstof gebonden aan een drager zullen in de toekomst allemaal tot ontwikkeling komen.

HOOFDSTUK 10 - WATERSTOFTRANSPORT IN NEDERLAND

DNV-GL heeft samen met Gasunie Transport Services onderzocht in hoeverre de bestaande hogedruk gasinfrastructuur in Nederland ingezet zou kunnen worden voor waterstoftransport. Uiteraard zijn er aandachtspunten, maar op hoofdlijnen is de conclusie dat dit goed mogelijk is [6]. Waterstof (afkomstig van offshore windparken, of van import met schepen uit andere productiegebieden) kan dus in beginsel in het Noorden van Nederland ingevoerd worden in een omgebouwd aardgasleidingennet voor transport door Nederland. Aanvoer en/of productie in Rotterdam kan de huidige “grijze” waterstofproductie aldaar uit aardgas van 8-10 miljard m³ per jaar vervangen en zulke “industriële waterstof” kan ingevoerd worden in het bestaande waterstof pijpleidingsysteem naar Antwerpen en Noord-Frankrijk. Ook kan gedacht worden aan omzetting in het Haven Industrieel Complex naar producten als ethyleen of methanol voor transport (met pijpleidingen) richting het Ruhrgebied enzovoort, of het inrichten van centrale back-upfaciliteiten voor elektriciteitsproductie met (ingevoerde/opgeslagen) waterstof.

HOOFDSTUK 11 - WATERSTOF VOOR VERWARMING VAN DE BEBOUWDE OMGEVING?

Met de sterke wens om de Groningse gasvelden zo snel mogelijk buiten gebruik te stellen, is in Nederland de vraag urgent geworden hoe we de bebouwde omgeving “van aardgas los” maken. Voor velen is daarbij het beeld dat warmtepompen in onze toekomstige warmtevraag gaan voorzien, dan wel dat warmtenetwerken restwarmte (vanuit vuilverbranding of van de industrie) of geothermische warmte distribueren. De laatste opties vragen uiteraard de aanwezigheid van warmtebronnen op niet te grote afstand van de vraagzijde, en de beschikbaarheid/aanleg van warmtenetwerken. Gasleidingen zijn dan niet meer nodig.

Zwaar geïsoleerde nieuwbouwwoningen kunnen al prima met warmtepompen worden uitgerust. Maar een belangrijk deel van de bebouwde omgeving in 2050 staat er nu al – vaak wordt gerekend met 80%. Als we bestaande woningen en andere gebouwen van een warmtepomp willen voorzien, moeten we (zwaar) gaan isoleren, anders wordt de elektriciteitsrekening te hoog. Op dit moment is in het Stroomversnellingsprogramma het streefbedrag € 60.000 om een rijtjeshuis om te bouwen naar een “Nul Op de Meterwoning” (zonnepanelen leveren dan jaarrond de benodigde elektriciteit), al lagen in recente pilots de prijzen nog € 20.000 hoger [36]. Volgens Urgenda kunnen deze kosten naar zo’n € 35.000 zakken [37], maar het blijft een groot bedrag, bij een jaarlijkse energierekening voor een gemiddeld gezin van rond de € 2.000. Hoe gaan we dit soort investeringen financieren, met een opgave van 1.000 woningen per werkdag als we vandaag starten – tot 2050?

Daarbij zal de grootschalige introductie van warmtepompen om een verzwaring van het elektriciteitsnet vragen. Met name de ochtendvraag naar elektriciteit (voor douchewater) zal zeer groot worden (als de zon nog nauwelijks schijnt). Verder is voor de verwarming van de gebouwen in de winter veel energie nodig, zie figuur 3, waar zonnepanelen op het dak nauwelijks aan bij kunnen dragen. Dit vraagt dus om (seizoens)opslag van veel energie om voldoende winterse leveringszekerheid te bieden. Praktisch gesproken zal ook hier veel waterstof voor nodig zijn, die deels uit de overproductie van zonne-energie in de zomermaanden gemaakt zou kunnen worden.

Vanuit een beeld dat waterstof in grote hoeveelheden beschikbaar zal komen voor een duurzame energievoorziening, is een interessante vraag in hoeverre we ook de bebouwde omgeving van een duurzaam gas kunnen gaan voorzien, en we wellicht wat voorzichtig moeten zijn met het ontmantelen van onze gasinfrastructuur. Bij verduurzaming van het gasaanbod is het van belang dat op de kortere termijn bestaande apparatuur daarmee kan werken (Cv-installaties en gaskookplaten/-fornuizen). Op de langere termijn kunnen andere conversiesystemen hun intrede gaan doen, zoals in huis geplaatste brandstofcellen, die simultaan warmte en elektriciteit produceren, of hybride warmtepompen, die normaliter draaien op elektriciteit en (bijvoorbeeld) waterstof vragen voor de piekmomenten.

Logisch is dan bij dat gasaanbod aan duurzaam geproduceerd methaan (CH_4) te denken – het hoofdbestanddeel van aardgas. Dat zou immers de kleinste consequenties hebben voor de aanpassing van infrastructuur en apparatuur achter de voordeur. Methaan is te maken uit waterstof, onder toevoeging van het C-atoom, maar - als bovenstaand al aangegeven - een belangrijk tegenargument is dat we niet te royaal om moeten springen met de toekomstige inzet van koolstof voor energievoorzieningen, waarbij dat atoom niet echt nodig is. Daarbij speelt dat eventuele methaanverliezen in de keten een broeikasgaseffect hebben. Zie ook voetnoot 1. Hoewel deze optie – al of niet in een overgangssituatie – niet uitgesloten moet worden, is het interessant na te gaan in hoeverre het mogelijk is met waterstof alleen in de warmtevraag van onze gebouwen te voorzien.

Het H21 project in Leeds

In Leeds draait in dat verband het interessante H21 project: men wil de hele stad (600.000 inwoners) in 2026 omgezet hebben op waterstof. Een belangrijke drijfveer is dat een omschakeling naar waterstof slechts kleine aanpassingen “achter de voordeur” vraagt – de branders van het kooktoestel en de verwarmingsketel moeten vervangen worden – eenzelfde soort omschakeling als die we in Nederland kennen uit de jaren '60 van de vorige eeuw, toen we zijn omgeschakeld van stadsgas naar aardgas.

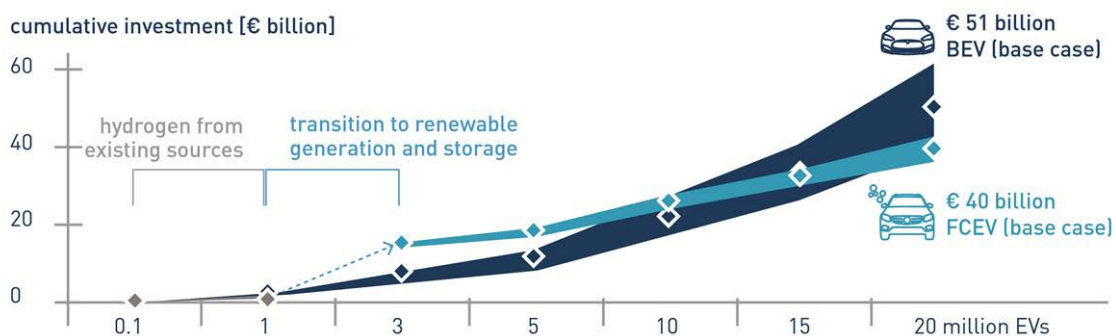
De hoofdconclusies uit de studie naar de overschakeling van aardgas naar waterstof in Leeds, waren de volgende [38]:

- Het gasnetwerk heeft de juiste capaciteit voor een conversie naar 100% waterstof.
- Het gasnetwerk kan stap voor stap worden omgebouwd naar waterstof, met minimale impact voor bewoners.
- De gemiddelde kosten voor aanpassingen achter de voordeur (arbeid en materialen) worden geraamd op € 3.500 per woning.
- De totale omschakeling naar waterstof heeft een minimale impact op de gasrekening voor bewoners.
- Er is maar zeer beperkt nieuwe infrastructuur nodig, in vergelijking met de alternatieven.
- De bestaande warmtevraag kan worden gedekt door waterstof geproduceerd uit aardgas via stoom methaan omvorming, waarbij de CO₂ wordt opgeslagen in lege gasvelden op de Noordzee.
- Seizoensopslag kan worden gemanaged via waterstofopslag in de daar aanwezige ondergrondse zoutkoepels.
- Alle benodigde technologie bestaat al en is bewezen en beproefd.

Het verdient zeker aanbeveling om voor Nederland ook te onderzoeken welke rol waterstof kan spelen in de overgang naar een duurzame energievoorziening voor de bebouwde omgeving. Niet alleen in de stad (zeker voor de oude binnensteden), maar ook voor het platteland en kleinere dorpen lijkt waterstof een aantrekkelijk en een relatief snel te realiseren alternatief voor en/of aanvulling op andere transitie maatregelen.

HOOFDSTUK 12 - WATERSTOF VOOR HET LICHTE WEGVERVOER?

Het is niet onwaarschijnlijk dat waterstofauto's een belangrijke rol zullen gaan krijgen bij de verduurzaming van de vervoerssector – al loopt de ontwikkeling daarvan nog achter bij die van elektrisch vervoer. Vooraanstaande autoproducenten uit de VS, Europa en Azië hebben zich verenigd in de eerdergenoemde Hydrogen Council, om deze ontwikkelingen mee aan te jagen. Japan ziet zichzelf als het land dat als eerste een waterstofeconomie zal ontwikkelen, en heeft onder meer de ambitie om in 2030 800.000 FCEV's (Fuel Cell Electric Vehicles) op de weg te hebben [39]. Het Amerikaanse Department Of Energy heeft als prognose dat in 2040 FCEV's een lagere kilometerprijs zullen hebben dan BEV's (Battery Electric Vehicles) [40] en voor de consument zijn daarbij korte tanktijden en grote actieradii aantrekkelijk. Ook vragen FCEV's minder materiaalgebruik dan BEV's (vanwege de veel kleinere batterijpakketten). Kiyotaka Ise, hoofd advanced R&D van Toyota, stelt in de pers dat brandstofcelauto's als de "ultieme eco-car" gezien moeten worden [41].



Figuur 9. Kostenprognose van een waterstof vs. elektrische vul-/laadinfrastructuur in Duitsland, als functie van de omvang van het te bedienen wagenpark [42].

De potentiële doorbraak van FCEV's moet dus serieus genomen worden, wat uiteraard grote consequenties heeft voor het denken over de stedelijke inrichting met meer of minder elektrische laadpunten. Het onderzoeksinstituut Jülich heeft voor Duitsland becijferd dat bij een omvang van 20 miljoen auto's, de uitrol van een waterstofinfrastructuur goedkoper is dan een nationale dekking met elektrische laadpunten, zie figuur 9 [42]. Een belangrijk aspect daarbij is dat één waterstofvulpunt veel meer auto's per dag kan bedienen dan één elektrisch laadpunt. Of zulke conclusies ook getrokken mogen worden voor Nederland, met een kleiner wagenpark (ca. zeven miljoen personenauto's), is een interessante vraag. Maar ook hier geldt dat we voorzichtig moeten zijn met gangbare beelden. "Elektriciteit is overal, voor waterstof moet nog een complete infrastructuur worden uitgerold". Het is waar, maar dat impliceert niet dat de elektrische optie op termijn de beste, goedkoopste is.

HOOFDSTUK 13 - DE AUTO ALS ELEKTRICITEITSCENTRALE

Overigens heeft de eventuele komst van (veel) waterstofvoertuigen veel meer consequenties dan alleen de vraag hoe er voldoende elektrische laadpunten gerealiseerd kunnen worden – in het geval batterij elektrische voertuigen toch dominant zouden worden. Als we rekenen met 7 miljoen BEV's, die ieder jaarlijks 15.000 km afleggen en 1 kWh aan elektriciteit voor 5 km rijafstand nodig hebben, is daarvoor een kleine 100 PJ/jaar aan elektriciteit nodig, die –gezien de lange laadtijden- hoofdzakelijk in de bebouwde omgeving aan de voertuigen geleverd zal gaan worden. Dat is de helft van de hoeveelheid elektriciteit die nu naar de bebouwde omgeving gaat. 's Nachts opladen zal meer regel dan uitzondering worden en dan schijnt de zon niet, dus die elektriciteit moet buiten de steden worden opgewekt en met elektriciteitsleidingen naar de stad stromen. En merk op dat bij te weinig windenergieaanbod 's nachts, opgeslagen energie omgezet moet worden in elektriciteit om in de vraag te voorzien. Als die energieopslag met waterstof plaatsvindt, worden auto's indirect dus toch "met waterstof opgeladen".

Bij waterstof aangedreven voertuigen, kan de waterstof op traditionele wijze bij tankstations worden ingenomen – en auto's vervoeren dan energie in de vorm van waterstof van buiten naar binnen de stad. In tijden van elektriciteitschaarste kunnen die auto's dan zelfs elektriciteit aan de gebouwen gaan leveren. Bij de TU Delft wordt dit gedemonstreerd met een Hyundai waterstofauto. De brandstofcel van de geparkeerde auto levert via een kabel elektriciteit aan een lokaal netwerk. Eén enkele auto kan op die manier tientallen huizen enkele uren van elektriciteit voorzien [12]. Parkeergarages kunnen een serieuze hoeveelheid back-up vermogen leveren voor elektriciteitsleveranciers, die dan niet in eigen assets voor elektrisch back-up vermogen hoeven te investeren. Ze betalen een vergoeding aan de autobezitter voor iedere geleverde kWh.

Het is interessant om ons te realiseren dat wanneer de verkoop van waterstofauto's goed van de grond is gekomen, daar snel veel (back-up) elektriciteitsproductievermogen mee kan worden gerealiseerd. In 2017 werden in Nederland een kleine 420.000 nieuwe auto's verkocht [43]. Indien al deze auto's FCEV's zijn, met een 100 kW brandstofcel aan boord, dan hebben die auto's tezamen zo'n 42.000 MW aan elektriciteitsproductievermogen. Dat is ongeveer tweemaal het huidige totale opgestelde elektriciteit productievermogen in Nederland [31, 12].

HOOFDSTUK 14 - CONCLUSIE

Het denken in termen van de “combo” waterstof/elektriciteit geeft structuur en samenhang bij het zoeken naar oplossingsrichtingen voor de nog grote vragen rond de energietransitie. Bijpassende beelden voor de transitie van de vervoerssector, de bebouwde omgeving, de industrie en energieopslag beginnen hun ingang te vinden, maar vergen nog de nodige aandacht. Het is vooral de kunst vanuit een integraal kader naar de oplossingsrichtingen te kijken – en “no regret” (infrastructurele) investeringen te identificeren die al op korte termijn genomen zullen moeten worden.

Als er bijvoorbeeld vertrouwen komt in het ombouwen van de aardgasinfrastructuur naar waterstof, met bijbehorende opslag in onder meer zoutkoepels, heeft dat uiteraard vergaande consequenties voor vragen rond de back-up van elektriciteitsvoorziening, de ombouw van de bebouwde omgeving en de vervoerssector.

De internationale context (goedkope energieproductie in wind- en zonrijke gebieden, gevolgd door energietransport in de vorm van waterstof over zee) met haar economische consequenties voor havenactiviteiten, werkgelegenheid, enzovoort, dient daarbij een belangrijke rol te hebben – ook al staat dat soms haaks op het “decentrale energie denken”. De enorme omvang van onze Noordwest Europese energiebehoefte zal om importen blijven vragen – en de vorm waarin dat “over ons heen zal komen” zal verstrekende gevolgen hebben voor de inrichting van een duurzame energievoorziening en economie.

HOOFDSTUK 15 - REFERENTIES

- [1] Hydrogen Council. How hydrogen empowers the energy transition, Jan 2017.
<http://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2017/01/20170109-HYDROGEN-COUNCIL-Vision-document-FINAL-HR.pdf>
- [2] Sunita Satyapal. Hydrogen and Fuel Cells: Progress and Opportunities Ontario, Hydrail Symposium, Canada – November 16, 2017.
https://energy.gov/sites/prod/files/2017/12/f46/fcto_h2_fc_progress_opps_satyapal_hydrail_sym_nov17.pdf
- [3] Hydrogen Council, Hydrogen Scaling Up, a sustainable pathway for the global energy transition, November 2017.
http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017.compressed.pdf
- [4] Jörg Gigler, Marcel Weeda. Contouren van een Routekaart Waterstof, Topsector Energie, TKI Nieuw Gas, Maart 2018.
- [5] Ad van Wijk, Els van der Roest, Jos Boere. Solar power to the people. Allied Waters, Nov. 2017.
<https://www.kwrwater.nl/wp-content/uploads/2017/11/Solar-Power-to-the-People-NL.pdf>
- [6] DNV-GL. Verkenning waterstofinfrastructuur. Report nr. OGNL.151886, rev. 2, nov. 2017.
https://topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf
- [7] Northern Netherlands Innovation Board, principle author Ad van Wijk The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands, 2017.
http://verslag.noordelijkeinnovationboard.nl/uploads/bestanden/dbf7757e-cabc-5dd6-9e97-16165b653dad/3008272975/NIB-Hydrogen-Full_report.pdf
- [8] Mark Crowther, Georgina Orr, James Thomas, Guy Stephens, Iain Summerfield . Energy Storage Component Research & Feasibility, Study Scheme HyHouse, Safety Issues Surrounding Hydrogen as an Energy Storage Vector, KIWA, 2015.
- [9] Onderzoeksraad voor de Veiligheid. Koolmonoxide – onderschat en onbegrepen gevaar. Nov. 2015.
<https://www.onderzoeksraad.nl/nl/onderzoek/2040/koolmonoxide-onderschat-en-onbegrepen-gevaar>
- [10] IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.
- [11] Kater Larsen, Michael Delgado and Peter Marsters. Untapped potential : Reducing Global Methan Emissions from Oil and Natural Gas systems, Rhodium Group, April 2015, 27 pp.
<https://rhg.com/research/untapped-potential-reducing-global-methane-emissions-from-oil-and-natural-gas-systems/>
- [12] Ad van Wijk en Leendert Verhoef. Our Car as Powerplant. IOS press, 2014, 108 pp.
<http://www.profadvanwijk.com/wp-content/uploads/2014/02/our-car-as-power-plant-ad-van-wijk.pdf>
- [13] CBS, Statline, 23 maart 2018.

<https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83140NED/table?ts=1523353931286>

[14] A. Gillhaus. Natural gas storage in salt caverns – Present status, developments and future trends in Europe, 2007.

[http://www.innovativeenergy.com.au/saltcavern/Europe salt caverns.pdf](http://www.innovativeenergy.com.au/saltcavern/Europe%20salt%20caverns.pdf)

[15] Hyunder. Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and long term storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. June 2014.

http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1_HyUnder-Executive-Summary.pdf

[16] Ulco Vermeulen, member Executive Board Gasunie, Turning a hydrogen economy into reality, presentation at 28th meeting Steering committee IPHE, the Hague, 21 November 2017.

[17] Jamie Speirs, Paul Balcombe, Erin Johnson, Jeanne Martin, Nigel Brandon and Adam Hawkes. A Greener gas grid – what are the options. Sustainable Gas Institute, Imperial College London, July 2017.

<http://www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2017/06/SGI-A-greener-gas-grid-what-are-the-options-WP3.pdf?noredirect=1>

[18] <https://www.deingenieur.nl/artikel/nuon-gaat-waterstof-in-gascentrale-onderzoeken>

[19] <http://energiein nederland.nl/bronnen>

[20] Marijke Menkveld, Robin Matton, Reinoud Seegers, Jurrien Vroom en Anne Miek Kremer. Monitoring Warmte 2015. ECN, CBS, April 2017.

<https://www.cbs.nl/nl-nl/publicatie/2017/15/monitoring-warmte-2015>

[21] World Energy Council, The Netherlands. Bringing North Sea Energy Ashore Efficiently. 2017.

https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2018/01/WEC-brochure_Online-offshore.pdf

[22] <https://www.reuters.com/article/saudi-solar-bids/uaes-masdar-edf-energies-lead-bidding-for-saudi-solar-plant-idUSL8N1ME37X>

[23] <https://www.statkraft.com/media/press-releases/2018/first-spanish-subsidy-free-solar-park/>

[24] Bloomberg New Energy Finance. Global wind and solar costs to fall even faster, while coal fades even in China and India, June 15, 2017.

<https://about.bnef.com/blog/global-wind-solar-costs-fall-even-faster-coal-fades-even-china-india/>

[25] <https://www.deingenieur.nl/artikel/vattenfall-bouwt-windpark-zonder-subsidie>

[26] <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>

[27] Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. Global trends in renewable energy investment 2017– Key Findings. 2017.

http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/attachments/gtr_2017_-_key_findings.pdf

[28] http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf en persoonlijke communicatie met Bart Biebuyck, directeur FCHJU, 3 april 2018

[29] Ryan Wiser, Mark Bollinger. US Department of Energy, 2016 Wind Technologies Market Report, Aug. 2017.

https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2016_wind_technologies_market_report_final_optimized.pdf

- [30] http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf
- [31] V. Oldenbroek, L.A. Verhoef, A.J.M. van Wijk, Fuel cell electric vehicle as power plant: fully renewable integrated transport and energy system design and analysis for smart city areas, Int. J. Hydrogen Energy, pp. 1-31, 2017.
- [32] <https://www.nrel.gov/news/press/2017/nrel-report-utility-scale-solar-pv-system-cost-fell-last-year.html>
- [33] <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-and-stacks-transportation-application>
- [34] Adria Wilson, Jason Marcinkoski, and Dimitrios Papageorgopoulos. Fuel Cell System Cost – 2016, DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record # 16020, Nov 2016.
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/16020_fuel_cell_system_cost_2016.pdf
- [35] <http://aardgas-in-nederland.nl/nederland-aardgasland/nederlands-aardgas/>
- [36] Rigo. Monitoring Energiesprong – kosten van verduurzaming woningen. 12 sept. 2017.
<https://www.rigo.nl/wp-content/uploads/2017/11/kosten-verduurzaming.pdf>
- [37] Marjan Minnesma. Nederland 100% op duurzame energie in 2030, het kan als je het wilt, Urgenda, Amsterdam, Juni 2017.
<http://www.urgenda.nl/visie/rapport-2030/>
- [38] Northern Gas Networks et al. H21 Leeds City Gate, July 2016.
<https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf>
- [39] <http://hydrogen-navi.jp/en/significance/index.html>
- [40] Tien Nguyen and Jake Ward. Life-Cycle Costs of Mid-Size Light-Duty Vehicles. US Department of Energy, record nr. 16009, May 27 , 2016.
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/16009_life-cycle_costs_midsize_ldv.pdf
- [41] <https://www.topgear.com/car-news/tokyo-motor-show/toyota-hydrogen-fuel-cells-are-ultimate-eco-car>
- [42] Martin Robinius, Jochen Linßen, et al. Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Energie & Umwelt /Energy & Environment Band/Volume 408, ISBN 978-3-95806-295-5. 2018.
http://h2-mobility.de/wp-content/uploads/2018/01/Energie-und-Umwelt_408_Robinius-final.pdf
- [43] <https://www.autoweek.nl/verkoopcijfers/2017/>