

2023

H2-PRODUCTIE IN LAUWERSOOG



February 21, 2023

Advies rapport over mogelijke manieren waarop en voorwaarden waaronder H2-productie in Lauwersoog economisch haalbaar is

COLOFON

Opdrachtverstrekking	Stichting Wadduurzaam
Uitvoering	Humsterland Energie
Auteurs	Ir. W.L. Walraven J. de Vries A. Keijzer F. Hendriks
Redactie	F. Hendriks

H2-PRODUCTIE IN LAUWERSOOG

Inhoudsopgave

VERANTWOORDING	5
1 OPDRACHT	7
2 BUSINESSPLAN	8
2.1 PRODUCTIEMETHODE	8
2.2 KOSTENREDUCTIE	9
2.3 BUSINESSCASE H2-PRODUCTIE	11
<i>Investerings (CAPEX) en exploitatie (OPEX)</i>	11
<i>Verkoopprijs H2</i>	11
2.4 PRODUCTIEKOSTEN H2	11
3 TOELICHTING OP BEREKENINGEN	14
3.1 ELEKTROLYSE	14
3.2 VOLLASTUREN	14
3.3 PRODUCTIECAPACITEIT	14
3.4 STACKS	14
3.5 BALANCE OF PLANT (BOP)	15
3.6 OPSLAG	15
3.7 BENODIGD GRONDOPPERVLAK	15
3.8 CAPEX	16
3.9 BIJDRAGE CAPEX AAN KG PRIJS H2	16
4 ONDERBOUWING	17
4.1 ELEKTROLYSE	17
<i>Alkalische elektrolyse (AE)</i>	17
<i>Protonenuitwisselingsmembraan (PEM)</i>	18
<i>Vaste-oxide-elektrolyse (SOE)</i>	18
<i>Anionenuitwisselingsmembraan elektrolyse (AEM)</i>	18
<i>Degradatie van stacks</i>	19
<i>Atmosferische elektrolyse versus elektrolyse onder druk</i>	19
<i>Keuze voor Lauwersoog: AE</i>	19
4.2 COMPRESSIE	20
4.3 OPSLAG, TRANSPORT & DISTRIBUTIE	21
4.4 STROOMKOSTEN	22
4.5 KOPPELKANSSEN	23
<i>Verkoop restwarmte</i>	23
<i>Zuurstof reinigen en verkopen</i>	24
4.6 SUBSIDIES	25
<i>Subsidies voor bouw en ontwikkeling</i>	25
<i>Subsidies voor exploitatie</i>	25

	<i>Internationale subsidiemogelijkheden</i>	26
	<i>Overige subsidies en steunmaatregelen</i>	26
	<i>CO2-heffing</i>	26
4.7	H2-MARKT	27
4.8	OMZETONTWIKKELING.....	27
4.9	COST OF OWNERSHIP.....	27
4.10	MARKTPRIJZEN H2-PRODUCTIE.....	28
4.11	GVO'S (GARANTIE VAN OORSPRONG).....	28
4.12	BREAK-EVEN PRIJZEN WATERSTOF VERSUS ANDERE ENERGIEDRAGERS.....	29
5	ACHTERONDINFORMATIE	30
5.1	H2 HEEFT DE TOEKOMST	30
5.2	WATERSTOF ALS BRANDSTOF.....	30
5.3	COMPRESSIE THEORIE	31
5.4	OMGEKEERDE JOULE KELVIN EFFECT.....	33
5.5	FASE DIAGRAM WATERSTOF	35
5.6	EENHEDEN EN EIGENSCHAPPEN VAN WATERSTOF	36
5.7	NIEUWE WATERSTOF-PRODUCTIEMETHODE.....	36
5.8	PRESTATIES, RENDEMENTEN ELEKTROLYSE EN BRANDSTOFCELLEN	37
	<i>Zuiver water voor de elektrolyse en elektrolyt</i>	38
	<i>Het demineraliseren van drinkwater</i>	39
	<i>Het demineraliseren van zeewater</i>	39
	<i>Brandstofcellen</i>	40
5.9	VERMEDEN CO2 PER KG WATERSTOF	42
5.10	VERMEDEN CO2 PER KG BRANDSTOF (EXCL. VOERTUIG EFFICIENCY).....	43
5.11	VERGELIJKING OPSLAGCAPACITEIT VAN VERSCHILLENDE MEDIA EN SYSTEMEN	44
5.12	OPSLAG VAN WATERSTOF	45
5.13	VEILIGHEID	45
5.14	MEER VOLLASTUREN: COMBINATIE ZONNEWEIDE MET WIND OP LAUWERSOOG.....	46
5.15	NETSTROOM ALS COMPLEMENT VOOR ZONNESTROOM	48
	<i>Accu's als alternatief voor netstroom?</i>	48
5.16	MONDIALE ONTWIKKELINGEN EN AMBITIES.....	49
	<i>1. HyDeal Ambition, Spanje, 67 gigawatt</i>	49
	<i>2. Kazachstan, 30 gigawatt</i>	49
	<i>3. Mauritanië, 30 gigawatt</i>	49
	<i>4. Asian Renewable Energy Hub, Australië, 14 gigawatt</i>	49
	<i>5. NorthH2, Nederland, 10 gigawatt</i>	50
	<i>6. Bécancour, Canada, 20 megawatt</i>	50
5.17	MONDIALE ONTWIKKELING VAN H2-TANKSTATIONS	50
5.18	BUNKERPRIJZEN VAN GASOLIE	51
5.19	PRIJSONTWIKKELING VAN COMPONENTEN	51
5.20	PARTIJEN BETROKKEN BIJ MARITIEM TRANSPORT MET WATERSTOF.....	52
5.21	POTENTIELE LEVERANCIERS.....	53
5.22	REFERENTIE BRONNEN	54

Verantwoording

Een belangrijke uitdaging van onze tijd is het vinden van hernieuwbare energiebronnen die voorzien in de steeds groeiende energiebehoefte van de samenleving. Deze hernieuwbare energie moet voldoen aan criteria als overvloed, gemak, snelheid van gebruik en vooral ook betaalbaarheid. Waterstof (H₂) lijkt een belangrijke energiedrager te worden. Het heeft water of gas als grondstof en deze beide zijn in overvloed beschikbaar. Het produceren van H₂ uit water (electrolyse) is een schoon proces zonder CO₂ uitstoot, maar er is veel stroom voor nodig en het is een inefficiënt proces (maximaal 60% rendement). H₂-productie uit gas (steam reforming) gaat gepaard met de productie van CO₂ en om dit duurzaam te doen moet de CO₂ worden afgevangen en opgeslagen. Dit rapport behelst een onderzoek naar de (economische) haalbaarheid van waterstofproductie via elektrolyse ten behoeve van de visserij in Lauwersoog.

Dit rapport bevat veel berekeningen. Deze onder andere gebaseerd op onderstaande gegevens:

- Energieprijzen stroom
- Energieprijzen gasolie
- Marktprijzen van waterstof
- Marktprijzen van medicinale zuurstof
- Belastingen en accijnzen
- Offertes van componenten voor de bouw van elektrolyzers
- Regelgeving en vereiste vergunningen voor de bouw, exploitatie en distributie van waterstof
- Efficiency van elektrolyse processen (PEM, AEL,..)
- Natuurkundige en thermodynamische achtergronden over de elektrolyse, eigenschappen van waterstof

Bovengenoemde prijzen en tarieven fluctueren in de tijd als gevolg van o.a. marktschommelingen, grondstofprijzen, overheidsbeleid.

De berekeningen en begrotingen in dit rapport zijn gebaseerd op bovengenoemde prijzen, tarieven en regelingen zoals die golden rond 2019/2020.

Door omstandigheden kon dit rapport pas worden afgerond en aangeboden begin 2023. In de tussenliggende periode is het energielandschap drastisch en naar verwachting blijvend veranderd. De kostprijs van H₂ was in 2020 nog onder voorwaarden vergelijkbaar met die van gasolie, waardoor voor de visserij een schoon alternatief voor gasolie lonkte. Dit was dan ook de conclusie van dit rapport op dat moment.

De grootste kostencomponent bij het produceren van H₂ via electrolyse is de stroomprijs. Deze is de afgelopen tijd niet met procenten maar met factoren gestegen: stroom kost anno 2023 tenminste drie keer zo veel als drie jaar geleden. Ook de gasolie is duurder geworden, maar daar gaat het om tientallen procenten.

Hierdoor kan H₂ onder de huidige marktomstandigheden (en waarschijnlijk nog lange tijd) prijstechnisch niet concurreren met gasolie en is het rendabel produceren van H₂ in Lauwersoog voorlopig niet (meer) mogelijk.

We kunnen (geluk bij een ongeluk) nog constateren dat door de vertraagde publicatie van dit rapport nog geen stappen zijn genomen of investeringen zijn gedaan in de ontwikkeling van H₂-productie in Lauwersoog. Dat zou verloren geld en moeite zijn geweest.

1 Opdracht

Bij de Stichting Wadduurzaam leeft de wens om aan de scheepvaart, met name de vissersvloot, waterstof aan te kunnen bieden als concurrerend alternatief voor gasolie.

Humsterland Energie heeft van de Stichting Wadduurzaam te Lauwersoog opdracht gekregen om de marktkansen voor de productie, opslag, distributie en verkoop van waterstof in Lauwersoog in beeld te brengen en vast te leggen in een businessplan.

Humsterland Energie heeft onderzoek gedaan naar de mogelijke manieren waarop en de voorwaarden waaronder H₂-productie in Lauwersoog economisch haalbaar is.

In dit businessplan wordt een aanpak geschetst die leidt tot een prijs van waterstof die het voor de visserij concurrerend maakt ten opzichte van gasolie uitgaande van

- De huidige stand van en verwachte ontwikkelingen in de technologie;
- De te verwachten prijsontwikkelingen van grondstoffen en benodigdheden;
- De marktontwikkelingen;
- Het overheidsbeleid op het gebied van subsidies en heffingen.

2 Businessplan

2.1 Productiemethode

Om tot een zo gunstig mogelijke H2 kg-prijs te komen zijn per stap in het productieproces de alternatieven en hun onderlinge samenhang onderzocht en geanalyseerd. De processtappen zijn::

elektrolyse => compressie => opslag => transport => distributie

Als randvoorwaarde geldt dat dit proces duurzaam moet verlopen. Daarom moet er - via **elektrolyse** - **groene waterstof** gemaakt worden. Dat betekent dat bij de productie groene stroom gebruikt moet worden. Deze stroom kan betrokken worden uit een ecologische zonneweide. Bij het exclusief gebruiken van zonnestroom worden netwerkkosten¹ uitgespaard, maar de keerzijde is dat de installatie niet vol continue kan draaien, waardoor stilstandsverliezen optreden. Voor een rendabele productie van waterstof kan daarom beter gekozen worden voor **een combinatie van zonnestroom en groene netstroom**. Groene netstroom kan worden ingekocht via het openbare net door gebruik te maken van groen-certificaten (GVO's). Voorts is voor de productie van waterstof de inkoop van netstroom vrijgesteld van ODE en energiebelasting. Door op deze manier zonnestroom en netstroom te combineren kan de installatie op vollast op jaarbasis draaien. Met een correctie voor verliesuren als gevolg van onderhoud en beheer komt dat neer op circa 8440 uur/jaar. Zo worden een maximale productie en een optimaal rendement behaald.

Voor elektrolyse zijn verschillende systemen op de markt. Bij vol continue bedrijf blijken **alkaline elektrolyzers (AEL)** de aangewezen keuze. Ze zijn goedkoper dan andere types, de stacks gaan langer mee en zijn bij vervanging goedkoper en er is jarenlange ervaring met de technologie.

De op locatie Lauwersoog maximaal haalbare productie wordt begrensd door het stroomaanbod uit het net. Er kan daar maximaal een elektrolyse-vermogen van 1.500kW worden opgesteld. Dit wordt vervolgens verdeeld wordt over **meerdere elektrolyzers** (2 units van 750 KW of 3 units van 500 kW). Dit levert een betere productie-continuïteit op omdat onderhoud beurtelings kan plaats vinden. Bovendien kunnen de units met het oog op garantieaanspraken goed met elkaar worden vergeleken.

Compressie van geproduceerde waterstof is noodzakelijk om het opslagvolume hanteerbaar te maken. Dit gebeurt in stappen. De eerste stap van 1 bar naar 30 bar vraagt de meeste energie. Bij atmosferische elektrolyse (1 bar) is voor deze eerste stap een kostbare aparte externe compressor nodig ([€ 1,2 miljoen](#) voor compressie van 30 kgH2/uur). Deze investering kan voorkomen worden door H2 in het elektrolyse proces al onder druk te brengen (30 bar) via de toegevoerde elektrolyt. Dit heeft wel als keerzijde dat het procesrendement iets lager is, de installatie is complexer en de stacks zullen sneller degraderen. Maar dat weegt op tegen het uitsparen van de kosten van een aparte compressor. De waterstof die onder 30 bar uit het elektrolyseproces komt wordt mechanisch verder gecomprimeerd tot 700 bar en **opgeslagen** in tubes die met tubetrailers vervoerd kunnen worden en geplaatst worden in skids². Bij het 'tanken' van H2 worden skids met lege tubes van de kotters gelost en worden gevulde skids aan boord geladen. Lege skids aan de wal worden geleidelijk weer gevuld met volle tubes. Ervan uitgaand dat de kotters gemiddeld voor een week brandstof aan boord

¹ Netstroom die gebruikt wordt in elektrolyseprocessen voor H2-productie is vrijgesteld van energiebelastingheffing en ODE opslag.

² Skid = open frame met tubes H2

meenemen moet er aan de wal een opslagvoorraad ter grootte van 1 weekproductie (690 kg H₂, 200 bar) worden aangehouden.

Door op locatie in Lauwersoog te produceren zijn de **transport- en distributiekosten** beperkt³.

2.2 Kostenreductie

De uiteindelijke kostprijs van H₂ kan worden verlaagd door extra opbrengsten te genereren door gebruik te maken van

- **Koppelkansen:** de bij de elektrolyse vrijkomende **zuurstof** kan (na zuivering) mogelijk verkocht worden en de **restwarmte** kan in Lauwersoog mogelijk gebruikt worden voor verwarmingsdoeleinden (woonhuizen, campingzwembad etc.)
- **Subsidies:** in het kader van de energietransitie bestaan er vanuit de overheid momenteel verschillende subsidies, zowel voor investeringen in als voor exploitatie van duurzame energie-oplossingen.

De concurrentiepositie van waterstof ten opzichte van gasolie wordt geleidelijk sterker als gevolg van CO₂-heffingen. Deze heffingen worden in de loop van de tijd hoger, waardoor ook de break-evenprijs van H₂ stijgt en H₂ eerder aantrekkelijk wordt. Voor 2021 was de heffing € 0,08 per liter gasolie en in 2030 is een heffing van € 0,33 per liter voorzien, wat zich vertaalt in een verhoging van de break-evenprijs van H₂ met circa € 1,90.

CONCLUSIE 2022

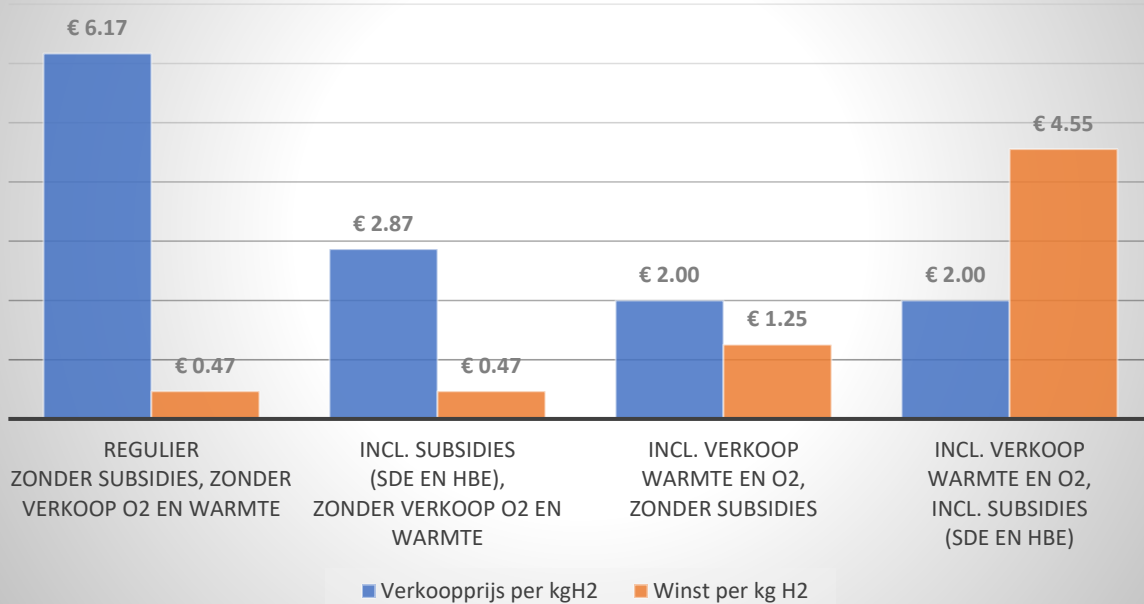
Volgens de hierboven geschetste aanpak kon anno 2022 in Lauwersoog H₂ geproduceerd worden tegen een kostprijs, die het voor de visserij als brandstof concurrerend maakt ten opzichte van gasolie, maar uitsluitend met verdiscontering van H₂-subsidiering, CO₂-beprijzing, koppelkansen en verwachte marktontwikkeling.

CONCLUSIE 2023

Volgens de hierboven geschetste aanpak kan als gevolg van de marktontwikkeling anno 2023 in Lauwersoog GEEN H₂ geproduceerd worden tegen een kostprijs, die het voor de visserij als brandstof concurrerend maakt ten opzichte van gasolie, ook niet met verdiscontering van H₂-subsidiering, CO₂-beprijzing, koppelkansen en verdere verwachte marktontwikkeling.

³ Opslag, transport en distributie zijn per gebruikersgroep verschillend: kotters, vrachtauto's, bussen, personenauto's, werktuigen. Vanwege de grote variatie in volume en frequentie van tanken/vullen en gebruik is deze post slechts indicatief uitgewerkt. De kosten per kg/H₂ variëren per gebruikstoepassing daarom ook significant.

Verkoopprijs H2 voor visserij & winst voor ondernemers



Jaarwinst voor ondernemers



In de volgende hoofdstukken en paragrafen worden de hierboven genoemde processtappen en keuzes en hun onderlinge samenhang nader toegelicht en onderbouwd met vergelijkende berekeningen.

2.3 Businesscase H2-Productie

Investerings(CAPEX) en exploitatie(OPEX)

GEINSTALLEERDE PLANT (capex)	
Geïnstalleerde plant	€1.393.972
Stroomaansluiting	€190.500
Compressie	€575.192
H2-Opslag	€386.529
Installatie kosten	€509.239
	€3.055.431

EXPLOITATIE KOSTEN (opex)	
Terrein huur	€3.000
Bemensing onderhoud 52 mandagen	€10.400
Verzekering	€17.823
Overig onderhoud excl. stacks	€93.598
	€124.821

Verkoopprijs H2

Verkoopprijs H2 voor visserij		
Totaal vermogen Elektrolyser	1.500	kW
Vollasturen	8.440	uur
Waterstofproductie	251.934	kg/jaar
H2-Opslag volume (= 1 weekproductie)	690	kg
Productiekosten H2 (zie detailberekening)	€4,67	/kgH2
Winstmarge ondernemers	€0,47	
Bruto prijs	€5,14	/kgH2
af: Subsidie (verdeeld over 15 jaar)	(€1,50)	
Prijs voor bunkerbedrijf	€3,64	/kgH2
Winstmarge bunkeraar	€0,73	
Af: Hernieuwbare brandstofeenheid (t/m 2030)	(€1,50)	
Verkoopprijs H2 voor visserij	€2,87	/kgH2

Opmerking 1: Door de productie dichtbij de gebruikers – de kotters – te plaatsen kan worden bespaard op omslag en transportkosten.

Opmerking 2: Zuurstof verkoop is in praktijk lastig, vanwege de extreem hoge eisen aan zuiverheid en vanwege grote concurrentie.

2.4 Productiekosten H2

STARTWAARDEN

Vermogen Elektrolyser	1.500	kW, verdeeld over 2 of 3 units
Vollasturen	8.440	uur

REKENWAARDEN

Efficiency elektrolyser	50	kWh/kg
Degradatie	0,50%	per jaar
Efficiency incl. degr.	50,25	kWh/kg
Levensduur stacks	100.000	uur(h)

PRODUCTIE	per kW		totaal	
Jaarproductie	167,96	kg/kW/jaar	251.934	kg/jaar
Weekproductie	3,23	kg/kW/week	4.845	kg/week
Dagproductie	0,4602	kg/kW/dag	690	kg/dag
Uurproductie	0,01917	kg/kW/uur	28,8	kg/uur

COMPRESSIE

Compressor 30 -> 700 bar	€ 20.000	voor capaciteit van 1 kg/uur
CAPEX compressie	€ 575.192	
CAPEX compressie per kW	€ 383	/kW

H2-OPSLAG

Compressor	€ 80	/kg
H2-Opslagomvang	7	dagen
H2-Opslaghoeveelheid	3,22	kg/kW
CAPEX H2-Opslag	€ 258	/kW

Hieronder wordt per CAPEX en OPEX-component via annuïteitberekening het aandeel in de productiekosten van H2 berekend uitgaand van de jaarafschrijvingen op CAPEX en de jaarlijkse exploitatielasten

VOORBEELD ANNUÏTEITBEREKENING
(CAPEX H2-Opslag)

Hoofdsom (CAPEX H2-Opslag)	€ 258	/kW
Rente	4,50%	
Afschrijvings-termijn (jr)	20	jaar
Rente & Aflossing	€ 19,83	kW/jaar
Fractie productiekosten H2	€ 0,12	/kgH2

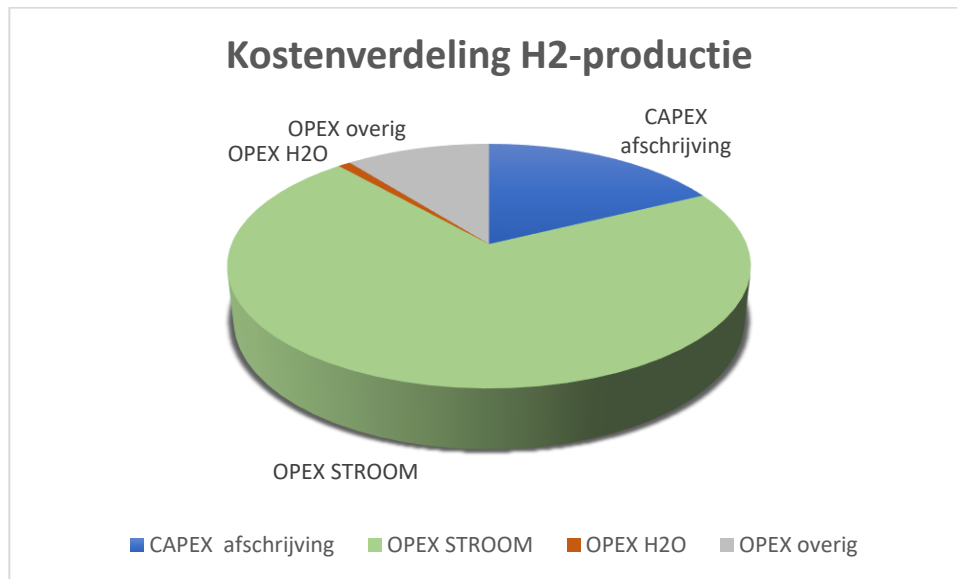
CAPEX afschrijving	€/kW	jaar	€/kW/jr	€/kgH2		
Capex Elektrolyser minus stacks	€600	20	€46,13	€0,27		
Capex stacks	€125	11,4	€13,84	€0,08		
Capex reiniging naar 99,99%	€50	20	€3,84	€0,02		
Capex stroomaansluiting	€127	20	€9,80	€0,06		
Capex compressie	€383	20	€11,76	€0,07		
Capex H2-opslag	€258	20	€19,83	€0,12		
Capex BOP	10%		€10,52	€0,06		
Installateurs werkzaamheden	20%		€23,14	€0,14		
Fractie productiekosten H2					€0,83	€/kgH2

OPEX STROOM						
Compressie 1 -> 30 bar	0,5	kwh/kg				
Elektrolyse	50,25	kwh/kg				
Compressie 30 -> 200 bar	1,5	kwh/kg				
Compressie 200 -> 700 bar	1,65	kwh/kg				
BOP	1,5	kwh/kg				
Benodigde stroom	55,4	kwh/kg				
Stroomprijs	0,0597	€/kWh				
Fractie productiekosten H2					€3,31	€/kgH2

OPEX H2O		€/kgH2				
Inkoop demi-water	€ 1,50	/1000 ltr				
Waternverbruik per kgH2	15	ltr				
Kosten Demiwater				€ 0,02		
Kosten KOH				€ 0,02		
Fractie productiekosten H2					€0,04	€/kgH2

OPEX overig		€/kWh	€/kgH2		
Terrein plant + station (€100/m2)	1.500	m2			
Jaarpacht (2% vrije verkoopwaarde)	€3.000	/jr	€ 2,00	€0,01	
Bemensing onderhoud 52 mandagen	€10.400		€ 6,93	€0,04	
Verzekering	0,7% CAPEX		€ 11,88	€0,07	
Overig onderhoud excl. stacks	4,0% CAPEX		€ 62,40	€0,37	
Fractie productiekosten H2					€0,50 €/kgH2

PRODUCTIEKOSTEN H2					€4,67	€/kgH2
---------------------------	--	--	--	--	--------------	---------------



3 Toelichting op berekeningen

3.1 Elektrolyse

Voor het via elektrolyse produceren van 1 kg H2 is 50 kWh stroom nodig. Omdat er in de loop van de tijd degradatie van de stacks plaats vindt (0,5% per jaar) moet hier nog een correctie bij worden opgeteld. Dit leidt tot een efficiency van 50,25 kWh/kg. Daarnaast heeft de productieplant randapparatuur zoals verwarming en koeling nodig.

3.2 Vollasturen

Door te kiezen voor een combinatie van zonnestroom en groene netstroom kan de installatie vol continue draaien, behoudens uren uitval n verband met service, onderhoud en vervanging. In de berekening wordt uitgegaan van ongeveer 4% uitvaluren. Er resteren dan 8440 vollasturen per jaar.

3.3 Productiecapaciteit

Per jaar wordt 8440 uur * 1500 kW = 12.660.000 kWh stroom afgenomen.

Dit aantal gedeeld door 50,25 kWh/kg levert de jaarproductie H2 op: 251.940 kg

Ofwel 4845 kg/week, 690 kg/dag, 28,84 kg/uur.

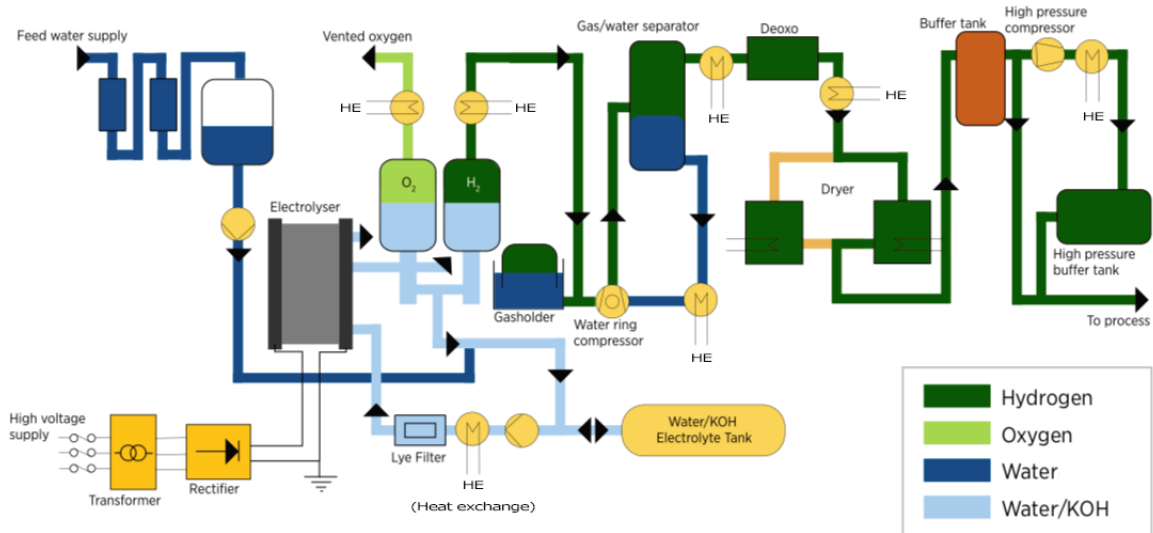
Deze aantallen gedeeld door 1500 leveren de equivalente productie in kilogram per KW geïnstalleerd vermogen per tijdseenheid, bv. kg/kW/uur

3.4 Stacks

De CAPEX van de stacks in de elektrolyser is gekoppeld aan het vermogen en wordt bij een levensduur van 100.000 uur begroot op 125 €/kW.

3.5 Balance of plant (BOP)

Onderstaand schema toont de componenten waaruit de H2 productieplant bestaat.



Balance-of-plant kosten (BOP) refereren aan de kosten van randapparatuur en ondersteunende systemen naast de elektrolyser zelf. Deze kosten worden begroot op circa 10% van de CAPEX en worden uitgedrukt in euro per KW-vermogen van de elektrolyser. Voor de plant in Lauwersoog leidt dat tot een bedrag van 150 €/kW

3.6 Opslag

Voor de gekozen methode van opslag (tubes in skids) is een schatting gemaakt voor CAPEX van benodigde materialen en vervoer van circa 80€/kW. De benodigde voorraad bedraagt 1 weekproductie, ofwel 4.845 kg ofwel 3,22 kg/kW. De CAPEX voor opslag komt zo op $80 * 3,23 = 258$ €/kW

3.7 Benodigd grondoppervlak.

Siemens begroot voor een 300 MW elektrolyser een benodigd grondoppervlak van 180 x 80 (15.000 m²). McPhy begroot van een opstelling van 5 x 20 MW units 4.500 m². Voor de opstelling van een 1,5 MW in Lauwersoog is naar rato een oppervlak nodig van 1.500 m² inclusief tankstation en opslag. De grondprijs kan gesteld worden op € 100/m², wat neerkomt op € 150.000 vrije verkoop. De pachtprijs norm daarvoor bedraagt 2%. De pacht per jaar komt dan uit op € 3.000.

3.8 CAPEX

Investeringskosten voor de verschillende componenten zijn bepaald op grond van offertes en/of actuele richtprijzen in de markt.

3.9 Bijdrage CAPEX aan kg prijs H2

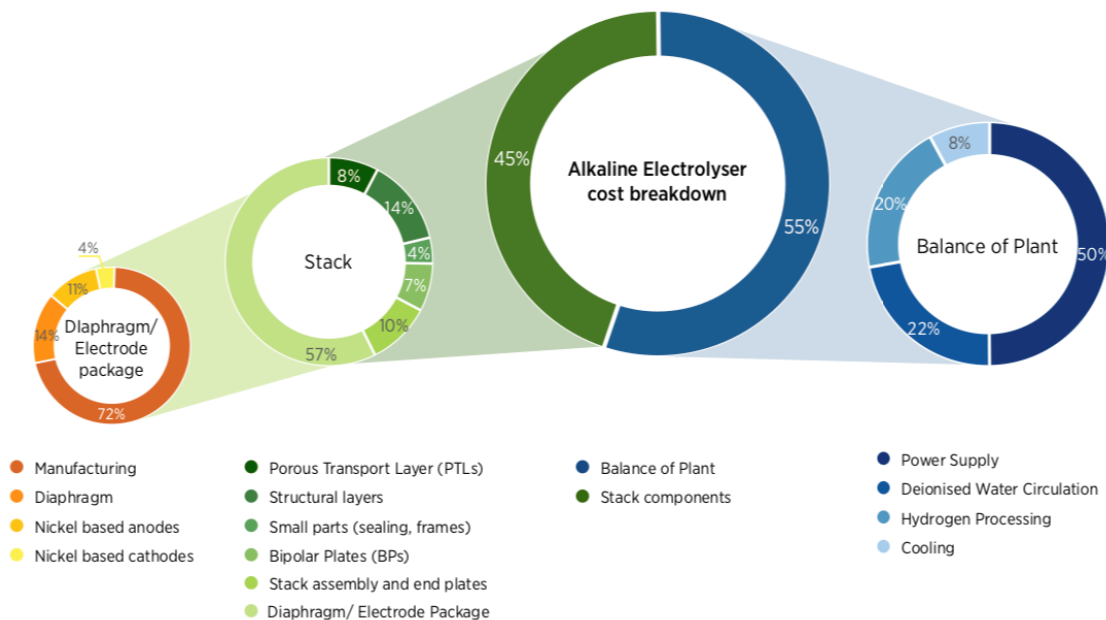
Voor investeringen die over meerdere jaren worden afgeschreven wordt gerekend met een financieringsrente van 4,5%. De afschrijvingsbedragen per jaar worden berekend via annuïteitberekening met als input: de CAPEX (het te investeren bedrag), de rentevoet en de afschrijvingstermijn. De bijdrage aan de H2-kg prijs wordt dan berekend door de jaarafschrijving te delen door de jaarproductie H2 in kg.

4 Onderbouwing

4.1 Elektrolyse

Groene waterstof wordt geproduceerd door middel van elektrolyse. In het elektrolyse proces wordt water (H₂O) gesplitst in waterstof (H₂) en zuurstof (O₂) door een elektrische stroom aan te leggen. We spreken van groene waterstof als de hiervoor gebruikte stroom duurzaam wordt opgewekt. De vier belangrijke groene waterstoftechnologieën worden hieronder toegelicht.

Bij de vergelijking tussen elektrolyse-technologieën wordt in veel studies en rapporten niet het gehele plaatje meegenomen, zoals bijvoorbeeld de kosten van het elektrolyt voedingsysteem. Deze bedragen bijna 25% van de investeringskosten van de randapparatuur. Compressorkosten naar opslag en opslag zelf worden ook vaak niet meegerekend. Dit businessplan brengt alle kosten in beeld, waarbij de prijzen van componenten en hun prestaties gebaseerd zijn op uitgebrachte offertes.



FIGUUR A KOSTEN ELEMENTEN STATUS QUO EIND 2020: H₂ PRODUCTIE MET ALKALINE ELEKTROLYSER ZONDER COMPRESSIE EN OPSLAG- BRON IRENA 2020 [2]

Alkalische elektrolyse (AE)

AE is de meest volwassen elektrolyse-technologie en is in de vorige eeuw al op grote schaal toegepast bij productie van ammoniak en kunstmest. Het belangrijkste kenmerk van AE is het gebruik van een vloeibaar elektrolyt gemengd met kaliumhydroxide (KOH) om de elektrische geleiding te verbeteren. Atmosferische AE produceert waterstof bij atmosferische omstandigheden en is de meest voorkomende vorm. Er zijn ook druksystemen met een H₂-uitgangsdruk tot 40 bar. Voor veel toepassingen moet waterstof onder druk worden gezet. De hogere uitgangsdruk bespaart kosten en energie bij verdere compressie van waterstof uit de elektrolyser en maakt deze ook beter in staat om te reageren op veranderingen in opgenomen vermogen, zoals bij het gebruik van hernieuwbare energie. Maar deze voordelen hebben als penalty een iets lager rendement, een uitdagender ontwerp voor de componenten onder druk en duurder onderhoud.

Protonenuitwisselingsmembraan (PEM)

De eerste PEM-elektrolyzers werden gebruikt voor zuurstofproductie in onderzeeërs, maar sinds het begin van deze eeuw worden ze ook gebruikt voor de productie van commerciële waterstof. PEM wordt gekenmerkt door een vaste elektrolyt (het membraan) en snelle responstijden en werkt meestal onder druk. Hoewel nog minder ontwikkeld dan AE, heeft deze technologie grote stappen gemaakt en is volwassen aan het worden. De kosten zijn ongeveer 30% hoger dan AE maar de efficiëntie ligt op een vergelijkbaar niveau. De levensduur van de stacks zal naar verwachting ook vergelijkbare niveaus gaan bereiken als bij AE (70.000-100.000 uur) en benadert nu al de 50.000 uur. Bij volcontinue bedrijf betekent dat 5,7 jaar.

PEM wordt al ingezet op MW-schaal. De grootste fabriek (20MW) staat in Canada. Een belangrijk voordeel van PEM is dat de ramp-up en ramp-down tijden veel korter zijn dan bij AE, waardoor PEM veel beter geschikt is voor intermitterende stroombronnen als zon en wind. De benodigde materialen voor de stacks moeten bestand zijn tegen een agressief zuur milieu en zijn kostbaar en schaars. Daardoor kunnen de vervangingsprijzen voor stacks minder snel dalen.

Vaste-oxide-elektrolyse (SOE)

Vaste-oxide-elektrolyse (SOE) heeft het stadium van commercialisering bereikt en recente investeringen hebben geleid tot concurrentie op de markt en opschaling van de productiecapaciteit. De technologie wordt gekenmerkt door hoge bedrijfstemperaturen (500 – 900 °C), hoge efficiëntie en het gebruik van stoom in plaats van vloeibaar water. De technologie is commercieel wel beschikbaar, maar loopt nog ver achter op AE en PEM in termen van schaal en volwassenheid. De levensduur van stacks is nog beperkt tot 20.000 uren en om te kunnen concurreren met AE en PEM moeten de kosten nog aanzienlijk dalen. Bovendien zijn de stackcapaciteiten nog maar enkele kW terwijl die bij AE en PEM boven de 1 MW liggen. Een uniek voordeel van SOE is de mogelijkheid om direct syngas⁴ te produceren met behulp van co-elektrolyse van stoom en CO₂, en om een mengsel van waterstof en stikstof te produceren met co-elektrolyse van stoom en lucht. Dat laatste is voordelig in combinatie met ammoniakproductie, omdat dit besparing oplevert op de kosten van luchtscheidingsinstallaties om stikstof te produceren en de mogelijkheid om restwarmte te gebruiken die vrijkomt bij stoomproductie. SOE is ook in staat om in omgekeerde richting te werken, als een brandstofcel.

Anionenuitwisselingsmembraan elektrolyse (AEM)

Een technologie die in ontwikkeling is, is de cel met Anion Exchange Membrane (AEM). Schematisch heeft het dezelfde structuur als een PEM-cel met het verschil dat het membraan anionen OH⁻ transporteert in plaats van protonen H⁺. In die zin zijn de reacties die optreden in de elektroden hetzelfde als bij de traditionele alkalische cellen. AEM-technologie biedt bepaalde voordelen ten opzichte van de laatste:

1. Ze vertonen geen precipitatie van carbonaten vanwege het ontbreken van metaal kationen.
2. Ze vertonen lagere ohmse verliezen omdat de AEM dunner is dan traditionele membranen.
3. Het membraan is goedkoper dan het PEM-membraan.
4. Het is niet nodig om een geconcentreerde KOH-oplossing te gebruiken, waardoor de bediening van de installatie minder kritisch en gemakkelijker is.
5. Vanwege het basisch milieu vereist dit type elektrolyse geen platinagroep-metaal katalysatoren zoals PEM-cellen. In plaats daarvan zijn er ervaringen met het gebruik van overgangsmetaal-katalysatoren met geschikte prestaties. Die maken het goedkoper.

⁴ Syngas of synthese gas is een geproduceerd gasmengsel van koolstofmonoxide en waterstofgas

6. Een voordeel ten opzichte van de traditionele alkalische elektrolyzers, is dat de zuiverheid van geproduceerde gassen onder hoge druk verbeterd kan worden.

AEM is nog in het beginstadium van de ontwikkeling en is daarom geen optie voor Lauwersoog,

Degradatie van stacks

De degradatie van stacks is een belangrijk punt van aandacht. Bij AE levert dat de minste problemen op: circa 0,5% - 1% efficiency daling per jaar. Bij PEM is dat twee keer zoveel.

Atmosferische elektrolyse versus elektrolyse onder druk

Er worden inspanningen geleverd om elektrolyzers te ontwikkelen die werken onder hoge druk om zo de energie-efficiëntie te verhogen en mechanische compressie achteraf zoveel mogelijk overbodig te maken. Diepgaande modellering van elektrolyzers suggereert echter dat als bij beide methoden het parasitair energieverbruik en optredende gasverliezen worden meegenomen, elektrolyse bij atmosferische druk elektrisch energiezuiniger is. De omkeerbare cel spanning neemt toe met toenemende druk. De activering van de elektrode en ohmse verliezen, lekstroom en onvermijdelijke warmteverliezen verhogen de elektrolysespanning tot boven de thermoneutrale spanning en bijgevolg moet warmte uit de stack worden afgevoerd. Om inzicht te krijgen in het energieverbruik dat in de praktijk zou optreden is in de modellering het verwachte gasverlies bij verschillende werkdrukken meegenomen. Uit vergelijking van het totale energieverbruik bij verschillende werkdrukken tot 700 atm (~700 bar) blijkt dat atmosferische elektrolyzers op alle niveaus efficiënter zijn. Ook afwegingen met betrekking tot corrosie, waterstofbrosheid, operationele complexiteit, dynamische respons en vallen uit in het nadeel van onder druk staande elektrolyzers.

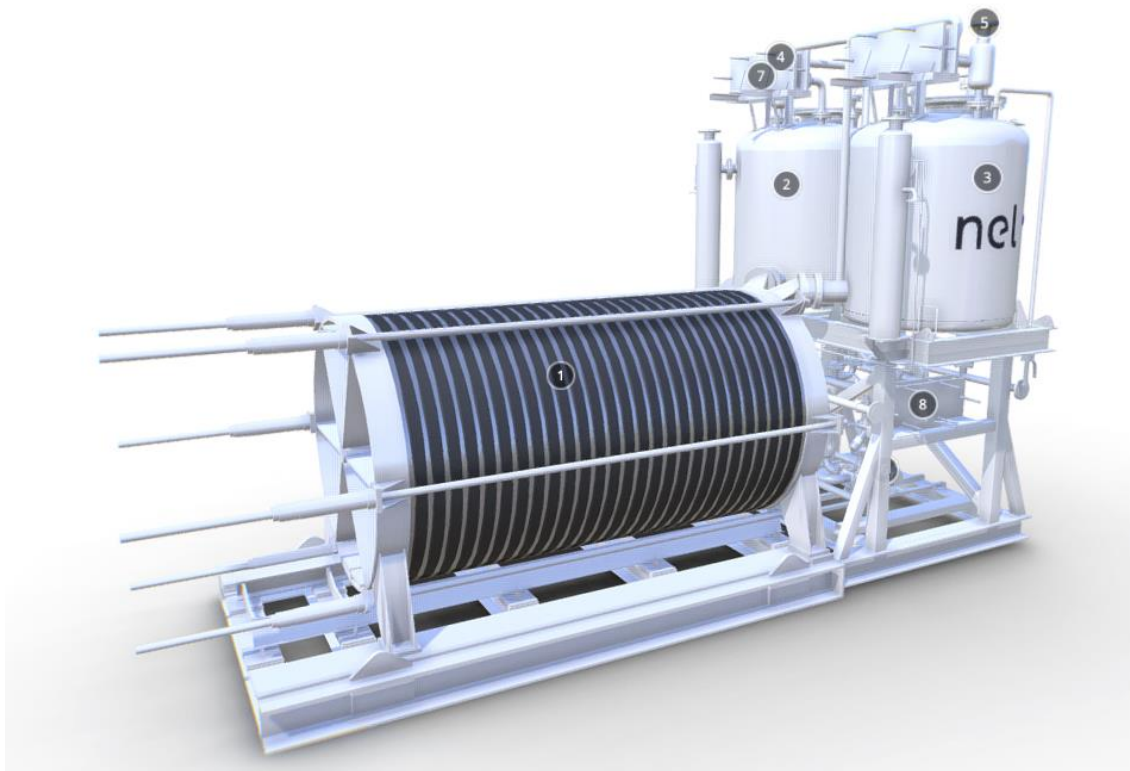
Pressure (atm)	25	50	75	100	200	300	400	500	600	700
Total energy atmospheric system (kWh/Nm ³)	4.9506	4.889	4.857	4.858	4.878	4.897	4.915	4.929	4.912	4.92
Total energy pressurised system (kWh/Nm ³)	5.56	5.259	5.257	5.28	5.34	5.42	5.52	5.6	5.67	5.74
Percentage increase (%)	12.31%	7.57%	8.24%	8.69%	9.47%	10.68%	12.31%	13.61%	15.43%	16.66%

FIGUUR B [COMPARISON OF ELECTRICAL ENERGY EFFICIENCY OF ATMOSPHERIC AND HIGH PRESSURE ELEKTROLYSERS- 2020 PROF DAVIS INFELD ET AL CREST LOUGHBOURG UNIVERSITY UK](#)

Keuze voor Lauwersoog: AE

Van de vier genoemde elektrolysemethoden vallen SOE en AEM af omdat deze technologieën nog niet volwassen zijn en niet de benodigde capaciteit kunnen leveren. Van de twee overblijvende technologieën, AE en PEM, gaat de voorkeur uit naar AE:

- Het is goedkoper;
- Heeft een iets hoger rendement;
- Heeft minder last heeft van degradatie van stacks;
- Stacks hebben een langere levensduur;
- Heeft een lange praktijkhistorie.
- Omdat er volcontinue waterstof geproduceerd gaat worden valt het voordeel van geschiktheid voor intermitterende belasting van PEM weg.



FIGUUR C NEL ALKALINE ELEKTROLYSERS $3,8 \text{ kWh/NM}^3 = 42,23 \text{ kWh/KG}$ – UP TO 2,2 MW PER STACK - H₂ PURITY: H 3.5 = 99,95% PURE. EFFICIENCY ONLY ELEKTROLYSER CELL STACK, NOT THE TOTAL SYSTEM

- | | |
|--|-------------------------|
| 1. elektrolyser cell stack | 5. Oxygen flange |
| 2. Lye (NaOH electrolyte) cooler | 6. Lye circulation pump |
| 3. Oxygen separator tank | 7. Gas cooler |
| 4. Hydrogen flange | 8. Lye cooler |

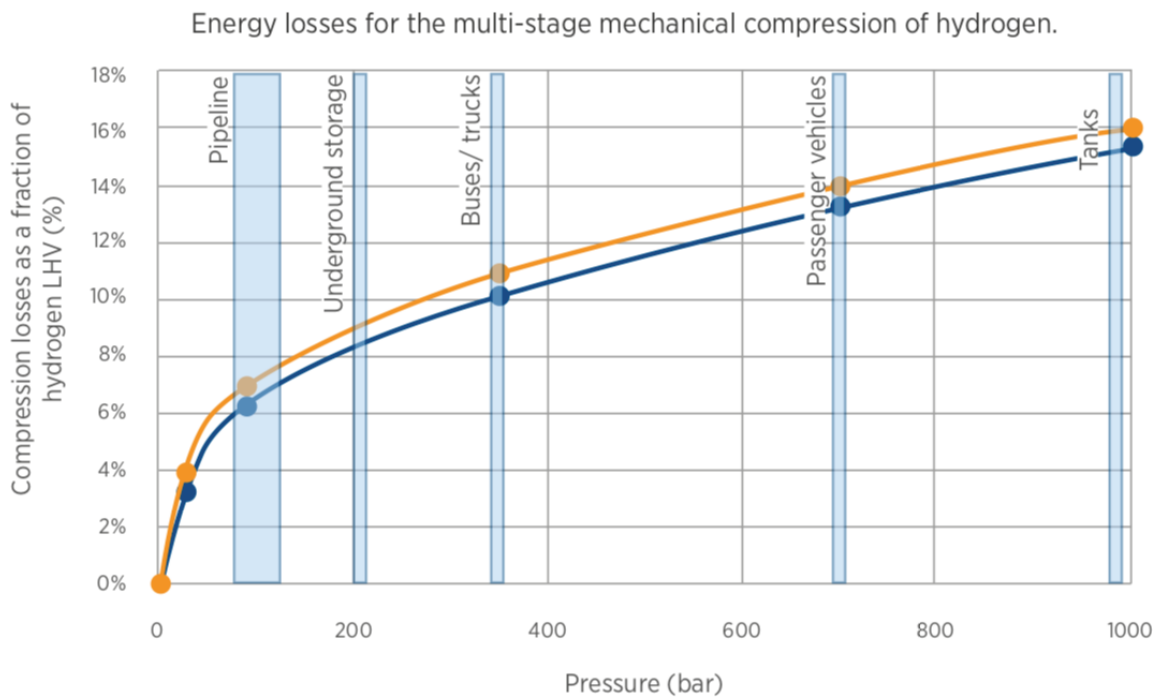
FIGUUR D PROCES ONDERDELEN AEL ELEKTROLYSER

4.2 Compressie

Een kilogram H₂ op atmosferische druk van 1 bar heeft een volume van ruim 11 m³. Dat is een onhandelbaar volume en daarom is compressie noodzakelijk.

Zowel in AE- als PEM-systemen kan gekozen worden voor elektrolyse onder druk. Elk proces heeft een bepaalde temperatuur en druk waarbij de efficiency van het elektrolyseproces optimaal is. De waterstof verlaat de elektrolyser na een eerste compressie stap onder druk (30 bar). Deze wordt daarna met een aparte compressor (mechanisch) verder verhoogd naar de gewenste einddruk (700 bar) voor opslag in tubes (cylinders).

Het comprimeren van H2 tot 30 bar in de elektrolyser zelf (of zelfs tot 100 bar, afhankelijk van het specifieke membraan) heeft een (gering) negatief effect op de efficiëntie van het proces en leidt tot enige extra kosten voor drukvaten. Bij mechanische compressie brengt dit drukbereik (tot 100 bar) grotere verliezen met zich mee. Daarom ligt het voor de hand om de eerste compressiestap met de elektrolyser uit te voeren en daarna een aparte mechanische compressor te gebruiken voor compressie tot de uiteindelijke persdruk.



FIGUUR E ENERGIEKOSTEN VOOR HET ONDER DRUK BRENGEN VAN WATERSTOF BRON IRENA [2]

Het verlies in warmtewaarde⁵ bij mechanische compressie van H2 van 1 tot 30 bar is ongeveer 3,5%-4% (zie grafiek). Bovendien is voor mechanische compressie van H2 uit een 2MW atmosferische elektrolyser een kostbare 80kW compressor nodig: kosten € 1,2 miljoen voor een capaciteit van 30kg/uur.

Uitvoering van deze stap met een AE-systeem met 30 bar einddruk leidt tot een efficiencyverlies en extra stroomkosten van circa 1%. De proceswinst ten opzichte van mechanische compressie is dus 2,5%-3% en de kosten van een eerste mechanische compressiestap worden uitgespaard. De keuze valt daarom op een AE systeem met 30 bar einddruk.

4.3 Opslag, transport & distributie

De H2 wordt in Lauwersoog op locatie geproduceerd en in tubes opgeslagen. Deze tubes worden in skids geplaatst en gedistribueerd over de kotters. Er zijn geen transportkosten en er zijn geen tankstations nodig. De kosten van het lokale transport en distributie zijn verdisconteerd in de OPEX Opslag per kg H2

⁵ Met betrekking tot Low heating value (LHV)

4.4 Stroomkosten

Stroom is veruit de belangrijkste kostenpost bij de productie van waterstof. Stroom die wordt ingekocht en gebruikt ten behoeve van de productie van H₂ is vrijgesteld van energiebelasting en ODE toeslag⁶. Het tarief van ingekochte stroom is daarom opgebouwd uit twee standaardcomponenten, leveringskosten en netwerkkosten aangevuld met de aankoop van GVO-certificaten voor groene stroom. De stroomprijs per kgH₂ wordt hieronder berekend.

Stroomverbruik						
Benodigd voor elektrolyzers	1.500	kW	8.440	uur/jaar	12.660.000	kWh/jaar
Geleverd uit zonneweide	1.890	kW	820	uur/jaar	1.549.800	kWh/jaar
Inkoop groene stroom					11.110.200	kWh/jaar
Dagtarief			40%		4.444.080	kWh/jaar
Nachttarief			60%		6.666.120	kWh/jaar

Inkoop groene stroom				
	kWh	€/kWh		totaal
Netwerkkosten	11.110.200	€ 0,0164		€ 182.519
Leveringstarief dag	4.444.080	€ 0,0450		€ 199.984
Leveringstarief nacht	6.666.120	€ 0,0420		€ 279.977
GVO	11.110.200	€ 0,0020		€ 22.220
kWh prijs stroom-inkoop	11.110.200			€ 684.700

Prijs zonnestroom				
Productie	1.549.800	kWh		
Investering	€0,75/kWh	€ 1.417.500		
capex	20 jr / 4,5%		€ 108.972	
opex	1,2% capex		€ 1.308	
Totaal exploitatiekosten			€ 110.280	
AF				
SDE+ netlevering	€ 0,0250		€ 38.745	
GVO verkoop	€ 0,0000		€ 0	
Netto jaarkosten			€ 71.535	
kWh-prijs zonnestroom				€ 0,046

Gewogen stroomprijs				
	kWh	kWh-prijs		
Stroom inkoop	11.110.200	€ 0,0616	€ 684.700	
Stroom uit zonneweide	1.549.800	€ 0,0462	€ 71.535	
Stroomkosten totaal			€ 756.235	
kWh-prijs (gewogen)				

De hierboven berekende gewogen stroomprijs hangt sterk af van de stroominkoop-prijs⁷. Deze is onderhevig aan de (fluctuerende) prijzen op de energiemarkt. Hetzelfde geldt voor de prijs van gasolie. Er wordt in dit rapport van uitgegaan dat deze prijzen in gelijke mate schommelen, dat daardoor de onderlinge verhouding ongeveer gelijk blijft en dat daarom berekeningen en daaruit volgende conclusies naar rato geldig blijven.

4.5 Koppelkansen

De prijs van H₂-productie, - opslag en - distributie wordt gedomineerd door de stroomkosten. Maar bij de elektrolyse ontstaat ook zuurstof en warmte. Eventuele verkoop hiervan drukt de verkoopprijs van H₂ en maakt de business-case interessanter.

Verkoop restwarmte

Bij de productie van waterstof met elektrolyse komt warmte vrij en wordt zuurstof geproduceerd. Het elektrolyse proces vindt plaats op een temperatuur van 70 – 80 ° C. Dit kost tussen de 17% en 25% van de totaal benodigde elektrische energie. Deze restwarmte moet worden afgevoerd door koeling met lucht en/of water. Om de restwarmte nuttig te kunnen gebruiken is waterkoeling nodig. Per kg geproduceerde H₂ komt een hoeveelheid warmte vrij die overeenkomt met 1 m³ aardgas. De jaarproductie bedraagt circa 250.000 kg dus het equivalent van 250.000 m³ aardgas.

De waarde van de restwarmte kan gesteld worden op € 0,30 per m³ aardgasequivalent excl. BTW en representeert dan een waarde van € 75.000.

Als de warmte voor deze prijs verkocht kan worden dan vertegenwoordigt dat een verlaging van de kosten van H₂-productie met € 0,30 per kg.

Voor verkoop in en nabij de haven n er de volgende opties:

1. Aanbod van warm water aan woonhuizen via een aan te leggen ringleiding⁸.
2. Aanbod van warm water aan de bedrijven in de haven.
3. Aanbod van warmte aan de camping bij het Boze Wijk aan de overzijde van de N361. De exploitant heeft plannen om een zwembad te ontwikkelen. Met de restwarmte kunnen onafhankelijk van weers- of seizoenomstandigheden zwemfaciliteiten geboden worden
4. Een saunafaciliteit met zwembad (laten) opzetten in de nabijheid van de H₂-productieplant

Optie 1, 2 en 3 vragen om een ringleiding met een lengte van circa 1 km.

⁶ Het planbureau voor de leefomgeving (PBL) heeft bij het ontwerp van de SDE++ voor 2021 een redenering gepresenteerd, waarbij rekenkundig bepaald wordt dat elektrolyzers maar een bepaald deel van het jaar groene stroom kunnen verkrijgen. (3500 uur gemiddeld over de planperiode 2021 – 2030). Over die uren kunnen elektrolyzers dus vrijstelling krijgen en over andere uren niet. Bovendien wordt bepaald dat 10% van de energie voor hulpprocessen als pompen e.d. wordt gebruikt en over dat deel ook geen vrijstelling geldt.

⁷ Gerenommeerde bureaus als DNV GL/ TNO gingen in studies uit van 2,6 cent stroomkosten als input voor het elektrolyse proces en berekenen een waterstofprijs van € 2,14. Humsterland Energie acht dat volstrekt onrealistisch. Voor dergelijke verkoopprijzen kan stroom nergens worden geproduceerd en verkocht. Inmiddels mag je van geluk spreken als je onder de 20 cent stroom kunt kopen .

⁸ Aanleg van een ringleiding van 1 km vergt een investering van circa € 450.000 met een terugverdientijd van 6 jaar.

Als de keuze zou vallen op optie 3, dan kan overwogen worden om de waterstofplant op het campingterrein te plaatsten.

Zuurstof reinigen en verkopen

Bij de productie van 1 kg waterstof komt 8 kg zuurstof vrij. Dat komt neer op circa 2,0 miljoen kg zuurstof per jaar. De verkoop van deze zuurstof is mogelijk als deze gewassen wordt tot medische kwaliteit (99.999% zuiver). Marktprijzen variëren van € 25 - € 50 per kg. Gereinigde zuurstof heeft een groeiend marktpotentieel in de medische wereld, de fysiologie en in de sport. Nieuwe markten zijn onder meer het toevoegen van zuurstof aan verbrandingsmotoren: dit verhoogt het rendement en elimineert vrijwel alle NO_x uitstoot. Taakstellend wordt ervan uitgegaan dat 25% van deze zuurstof wordt gewassen tegen € 2,47 per kg, daarna op 300 bar druk wordt gebracht en op weekbasis in cilinders wordt opgeslagen en verkocht wordt voor € 5,00 per kg.

Hier volgt een indicatieve uitwerking van de businesscase waarin deze 25% geproduceerde zuurstof verkocht wordt aan detaillisten met een eigen verkoopapparaat.

De zuurstof verlaat de elektrolyzers atmosferisch of onder druk van circa 30 bar. Normaal wordt deze gewoon in de buitenlucht afgeblazen. Maar deze kan ook opgevangen worden in een reinigingsinstallatie en daarna opgeslagen worden onder 300 bar druk in cilinders van 33 liter.

Uitgangspunt is dat afnemers de zuurstofflessen wekelijks als bundels komen ophalen. Per week worden er dan 790 flessen gewisseld. Dit leidt bij een O₂-marktprijs van € 5,00/kg tot een jaaromzet van € 2.547.683. De jaarkosten bij 4,5% financieringsrente bedragen € 1.375.428. De jaarwinst bedraagt dan € 1.172.255.

Omzet O ₂ 99,9999% zuiver		
Productie H ₂ per week	4.845	kg/ week
Vrijkomende O ₂	8,09	kgO ₂ /kgH ₂
Productie O ₂ per week	39.195	kgO ₂ /week
Fractie verkoopbaar	25%	
O ₂ verkoopbaar per week	9.799	kgO ₂ /week
Aantal flessen op 300 bar	790	/week
Verkoop per jaar (25%)	509.537	kgO ₂
Verkoopprijs	€5,00	/kg O ₂
Omzet	€2.547.683	

Kosten van zuivering				
Capex van de zuivering			€2.500.000	
Compressie 30 – 300 bar van 25% vd productie			58,33	kg/uur
Kosten compressoren			€1.326.700	
Kosten opslag per kgO2			€200	
Kosten weekopslag			€1.959.756	
BOP	% van Capex	5,00%	€289.323	
Capex totaal			€6.075.779	
Jaarkosten (4,5%, 10 jaar)			€767.850	
Opex	% van Capex	10%	€607.578	
Totaal kosten			€1.375.428	

Winst per kg/H2	
Omzet	€2.547.683
Jaar kosten	€1.375.428
Winst	€1.172.255
Winst per kg H2	€4,65

Als de O2 voor deze prijs verkocht kan worden dan vertegenwoordigt dat een verlaging van de kosten van H2-productie met € 4,65 per kg.

Mogelijke afnemers voor deze O2 zijn Westfalia, Holthausen, Airliquide.

Aantekening: Als in Nederland op grote schaal elektrolyzers gebouwd gaan worden en men krijgt lucht van de ontwikkelingen in Lauwersoog, dan zullen afzetmogelijkheden en de verkoopprijs onder druk komen te staan en wordt de business-case ongunstiger.

4.6 Subsidies

Subsidies voor bouw en ontwikkeling

- Demonstratie Energie- en Klimainnovatie ([DEI+](#)) richt zich op innovatieve pilot- en demonstratieprojecten.
- Topsector Energiestudies Industrie ([TSE studies industrie](#)) geeft subsidie aan ondernemers die een haalbaarheidsonderzoek doen voor een innovatief pilot- of demonstratieproject in de industrie, dat kosteneffectief CO2-emissies kan gaan reduceren in 2030.
- Topsector Energie Industrie ([TSE industrie](#)) ondersteunt R&D projecten, die kosteneffectief CO2-emissies kan gaan reduceren in 2030 in de industrie.

Subsidies voor exploitatie

- Hernieuwbare Energietransitie ([HER+](#)) open tot 31 maart 2022. De HER+-projecten moeten leiden tot CO2-reductie in 2030 en daarmee helpen de klimaatdoelstellingen te behalen. Ook moeten ze besparen op de toekomstige uitgaven aan subsidies, overeenkomstig het Besluit stimulering duurzame energietransitie (SDE++)
- Stimulering duurzame energieproductie en klimaattransitie ([SDE++](#)) De SDE++ biedt subsidie voor de inzet van technieken voor de opwekking van hernieuwbare energie en van andere CO2-reducerende technieken. Voor waterstof geldt:

- De totale subsidie van 2023 t/m 2026 is gemaximeerd op 7230 vollasturen in totaal.
- H₂-productie per uur = 28,8 kg
- Subsidie per kg € 10
- Totale subsidie 7230 x 10 x 28,8 = € 2.082.240 voor een 1,5 MW elektrolyser, zoals beoogd
- Gemiddeld levert dit een bedrag op van € 0,55 per kg gedurende een periode van 15 jaar.
- HBE – Hernieuwbare Brandstof Eenheden: de leverancier van waterstof aan kotters krijgt een premie op de levering van niet fossiele brandstoffen.
 - <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/algemeen-ev-2018/hernieuwbare-brandstofeenheden>
 - https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-voorlopige-correctiebedragen-2021-en-basisprijzen-sde-plus-plus-2021_4574.pdf
- Vrijstelling energiebelasting (EB) bij de productie van waterstof. De EB kent een vrijstelling voor de levering of het verbruik van elektriciteit die wordt gebruikt voor elektrolytische procedés. Indien bij de productie of bewerking van waterstof elektriciteit wordt gebruikt voor een elektrolytisch procedé, valt die elektriciteit onder de vrijstelling. ([Beantwoording vragen Kabinetsvisie Waterstof 4 juni 2020](#))

Aantekening: HBE (Subsidie op hernieuwbare brandstof eenheden) en SDE++ (subsidie op duurzame energie) zijn overheidsinstrumenten, die uitgefaseerd gaan worden. In de marktstrategie moet hierop worden geanticipeerd.

Internationale subsidiemogelijkheden

- Europees Fonds voor Regionale Ontwikkeling (EFRO)
- Horizon 2020: EU Kaderprogramma voor Onderzoek en Innovatie. Hieronder vallen ook de projecten uit de FCH JU calls, maar ook de green deal (horizon 2020)
- Het Innovation Fund is een financieringsprogramma van de Europese Commissie en loopt naar verwachting van 2020 tot en met 2030. Het totaalbudget is € 10 miljard.
- Interregionale samenwerking Interreg

Overige subsidies en steunmaatregelen

- [Opschalingsinstrument invoering waterstof](#) € 1000 per kg vermeden CO₂, 15 jaar lang. (Is nog in concept). Per saldo houdt dat in dat ten opzichte van gasolie bij 100% rendement LHV er een subsidie per kg van € 8,71 beschikbaar zou zijn.
- Subsidie voor de ombouw van waterstofaandrijving in schepen
- Subsidie voor ombouw van zwaar vervoer (DKTI regeling)
- [Subsidie voor walstroom 1,4 cent/kWh](#)

CO₂-heffing

Op de industriële uitstoot van een ton CO₂ wordt inmiddels een heffing toegepast die oploopt van € 30 in 2021 tot € 125 in 2030. Dit leidt tot een opslagtarief op gasolie die oploopt resp. € 0,08 tot € 0,33 per liter.

CO ₂ heffing Gasolie		
Soortelijk gewicht gasolie	0,84	kg/ltr
Stookwaarde	43,3	MJ/kg
CO ₂ uitstoot gasolie	72,5	kg CO ₂ /GJ

Per ltr energie in gasolie	0,036372	GJ/ltr	
CO2 uitstoot	2,63697	kg CO2	
Heffing per ton CO2 2021	€ 30,00	opslag literprijs	€ 0,08
Heffing per ton CO2 2030	€ 125,00	opslag literprijs	€ 0,33

4.7 H2-Markt

Voor de scheepvaart is voor de strategie gekozen om doorlopend skids⁹ aan de wal te vullen uit de elektrolyzers en deze skids wekelijks te laden aan boord. De skids worden verspreid over het schip geplaatst. Voor een week varen heeft een kotter 500 kg H2 op 700 bar nodig die in totaliteit 12 m3 in beslag zal nemen. De prijs moet lager zijn dan € 2,00 per kg om de scheepvaart te kunnen interesseren. at lijkt haalbaar met gebruikmaking van subsidiemogelijkheden en nog beter als er inkomsten uit O2 en warmteverkoop gerealiseerd kunnen worden.

4.8 Omzetonwikkeling

Hieronder een analyse van de verwachte omzetonwikkeling voor H2 op land en op water

Markt H2					
Marktomzet kgH2/jaar	1.157.115	1.627.818	2.401.324	3.794.335	15.032.423
	2022	2023	2024	2025	2030
Waterstofverkoop kg					
Op land tankstations	691.000	1.075.000	1.704.000	2.808.000	11.734.000
Aantal voertuigen LKW/PKW/..	1.170	1.770	2.880	4.160	13.120
Op water bunkerbedrijven	466.115	552.818	697.324	986.335	3.298.423
Aantal kotters, werkschepen, kustvaart, ferry	7	13	23	43	203

4.9 Cost of ownership

De Cost of Ownership is het totaalbedrag aan jaarlijkse kosten voor de aanschaf en het bezit van een voertuig of vaartuig. Dit bedrag is onder andere afhankelijk van het aandrijvingsmechanisme (fossiele brandstof, elektrisch, waterstof). De cost of ownership bepaalt de aantrekkelijkheid van de voorhanden zijnde alternatieven voor de verschillende sectoren, maritieme transport, het wegvervoer, weg en waterbouw en de agrarische sector.

Voor de maritieme sector is varen op elektriciteit met batterijen geen optie. Viskotters die vier dagen onderweg willen zijn zullen zinken door het gewicht van de daarvoor benodigde batterijen. De ferry's op het wad hebben maar liefst 7.000 tot 15.000 kg batterijen nodig per enkele reis. Voor deze sector blijven daarom fossiele brandstof en waterstof en vloeibaar gas als mogelijkheden over. Bij de vergelijking van de cost of ownership van deze alternatieven spelen de volgende factoren een rol:

- De prijs van waterstof
- De prijs van gasolie
- H2-Subsidies

⁹ Skid = open frame met tubes H2

- d) Aanschaf/ inbouw van waterstof gedreven machines en voertuigen, teruggerekend naar jaarkosten gedurende de economische levensduur
- e) Bedrijfsduur/ actieradius met een lading waterstof

H2 wordt aantrekkelijk ten opzichte van gasolie als de cost of ownership van H2 lager is dan die van gasolie.:

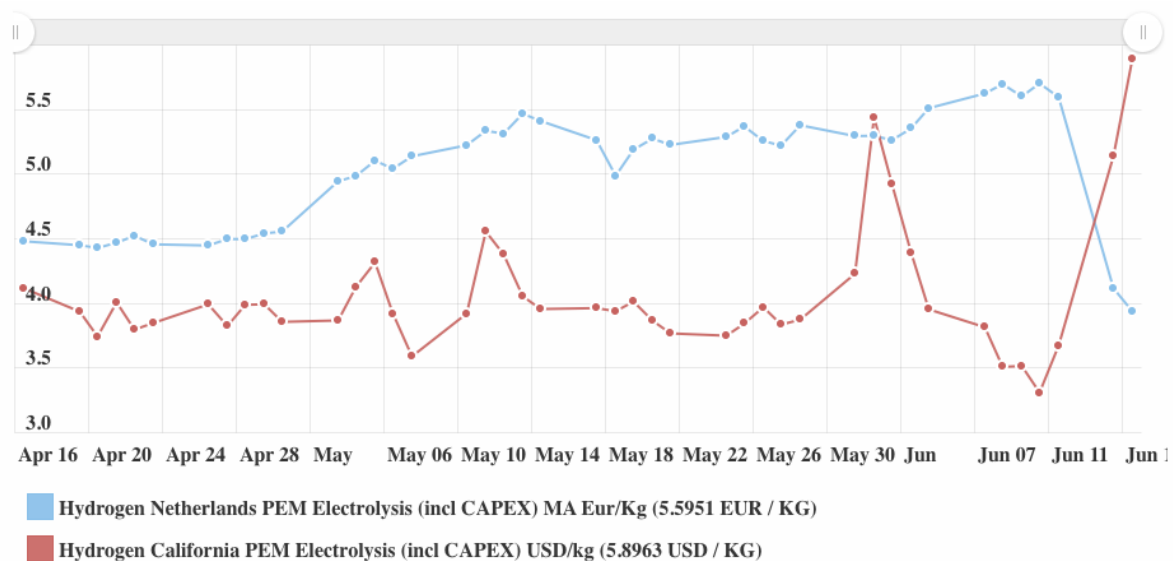
$$\frac{(\text{jaarkosten} - \text{subsidies} + \text{kosten H2})}{\text{km per jaar, vaartijd of bedrijfsuren}} < \frac{(\text{jaarkosten} + \text{kosten brandstof})}{\text{km per jaar, vaartijd of bedrijfsuren}}$$

Tot 2030 zijn er H2-subsidies en vrijstellingen vanuit de overheid en wordt gasolie jaarlijks duurder door een oplopende heffing op CO2-uitstoot. Marktontwikkelingen kunnen de prijs nog verder opdrijven. Beide werken in het voordeel van H2.

Ook voor de ombouw en bouw van waterstof voertuigen en schepen zijn er steunmaatregelen waardoor de jaarkosten dalen.

4.10 Marktprijzen H2-productie

[S&P Global Platts](#) verzamelt wereldwijd marktgegevens van productieprijsen voor waterstof, die geleverd wordt door producenten aan tankstation exploitanten en stellen vast dat de handelsprijs in Nederland 5,59 Euro/ kg bedroeg op 15 juni 2021.



FIGUUR 6 VERLOOP HANDELSPRIJS WATERSTOF, BRON PLATTS

4.11 GVO's (garantie van oorsprong)

De claim van groene waterstof is alleen mogelijk als het elektrolyse proces gevoed wordt met duurzame stroom. Dat is mogelijk door de elektrolyzers aan te sluiten op een zon- of windpark en/of door stroom via het net in te kopen die voorzien is van GVO's : certificaten Garantie van Oorsprong. Deze GVO-certificaten kosten momenteel € 0,0025/kWh.

Een Garantie van Oorsprong (GVO) is een digitaal certificaat waarmee bewezen wordt dat stroom op een groene (dus duurzame) manier is opgewekt. Een GvO wordt ook wel een groencertificaat genoemd. Eén GvO staat voor duizend kWh duurzame elektriciteit en geeft ook aan waar en hoe die stroom in Europa is opgewekt, oftewel: per uitgegeven GvO is er ergens 1.000 kWh stroom met

behulp van zon, wind, water of biomassa opgewekt. Een GvO is een jaar houdbaar en wordt in Nederland uitgegeven door CertiQ, een dochteronderneming van de landelijke netbeheerder TenneT.

4.12 Break-even prijzen waterstof versus andere energiedragers

In onderstaande tabel wordt voor voertuigen/vaartuigen per type brandstof aangegeven bij welke kg-prijs H2 goedkoper wordt dan de betreffende brandstof. Bepalende factor daarbij is het TTW (tank-to-wheel)-rendement: de fractie van de input-energie die uiteindelijk in bewegingsenergie wordt omgezet.

Uit de tabel blijkt dat waterstof bij een verkoopprijs onder € 4,00 per kg voor de hele transportbranche een sterk alternatief kan worden, zolang op de productie van waterstof exploitatiesubsidies beschikbaar zijn, die de kostprijs verlagen tot onder € 2,40 per kg .

Voertuig	Actuele brandstof	η ttw LHV	Prijs in Euro excl. btw		Break-even prijs H2 Euro/ kg excl. BTW η brandstofcel = 60%
PKW benzine	Benzine	24%	1,50	ltr	€13,30
PKW op groen gas	Gas	25%	1,02	ltr	€9,32
Landbouwmachines	Diesel	32%	1,07	ltr	€7,74
PKW diesel	Diesel	28%	1,07	ltr	€7,70
PKW elektrisch tanken onderweg	Stroom	80%	0,30	kWh	€7,50
Plezierjachten	Gasolie	29%	1,07	ltr	€7,41
Bussen	Diesel	32%	1,07	ltr	€6,74
Werktuigen weg- en dijkonderhoud	Diesel	32%	1,07	ltr	€6,74
Landbouwwerktuigen	Diesel	33%	1,07	ltr	€6,74
Vrachtauto's	Diesel	33%	1,07	ltr	€6,51
Rondvaartschepen	Gasolie	33%	0,45	ltr	€2,74
Viskotters	Gasolie	33%	0,45	ltr	€2,74
Ferry's	Gasolie	37%	0,45	ltr	€2,44
PKW elektrisch eigen opwek	Stroom	80%	0,07	kWh	€1,75

TABEL 1 BREAK EVEN PRIJS WATERSTOF T.O.V FOSSIEL MET EEN HOOG RENDEMENT BRANDSTOFCEL 60% OP LHV. ONDERZOEK TOONT AAN DAT BINNEN ENKELE JAREN DIT RENDEMENT KAN STIJGEN NAAR 70%

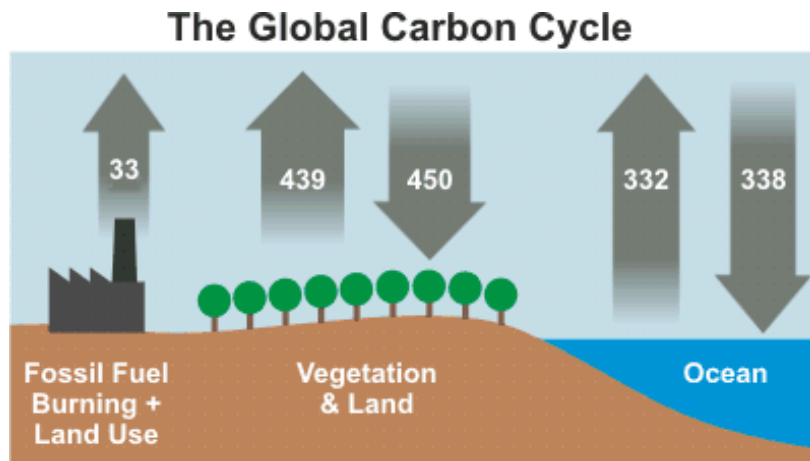
NB: Deze tabel dateert uit begin 2021. Voor economische evaluaties moet uitgegaan worden van de lokale situatie en actuele prijzen. Het voorspellen van de energieprijzen is in de huidige grillige markt niet mogelijk.

5 ACHTERONDINFORMATIE

Aan dit rapport liggen veel broninformatie, berekeningen en onderzoeken ten grondslag. Dit hoofdstuk bevat relevante globale achtergrondinformatie. Voor geïnteresseerden is online extra, meer gedetailleerde informatie beschikbaar inclusief berekeningen en diagrammen die de in dit rapport genoemde cijfers en berekeningen ondersteunen.

5.1 H2 heeft de toekomst

De wereldeconomie breidt zich voortdurend uit door de bevolkingsgroei en de groei in persoonlijk comfort. Beide factoren leiden tot een groeiende consumptie en een stijgende uitstoot van broeikasgassen. Het internationale energie Agentschap (IEA) berekende in 2015 een wereld-energieverbruik van 9,383 Mtoe¹⁰ (1,1x10⁵ aanTWh). Dit betekent een stijging van 18% sinds 2005 (10 jaar) en maar liefst 99% sinds 1975 (40 jaar)).



FIGUUR 6 WERELDWIJDE CO₂ BALANS IN GIGATON. BRON IPCC AR4.
OPNAME EN UITSTOOT RESPECTIEVELIJK 788 EN 804 GIGATON.

De CO₂-uitstoot in 2015 groeide navenant van 15.484 Mton (1975) tot 32.294 Mton (2015), een toename van 109%. Deze stijging wordt algemeen als kritiek beschouwd. Daarom wordt wereldwijd op grote schaal milieuonderzoek gedaan en wordt er milieu-beschermingsbeleid gegenereerd. Deze ontwikkelingen en het feit dat waterstof een duurzame brandstof is waar in de productie/verbrandingscyclus geen CO₂-uitstoot optreedt - mits opgewekt met groene energie – maken H₂ een belangrijke kandidaat opvolger van fossiele brandstof.

5.2 Waterstof als brandstof

H₂ is geschikt als energiedrager. Het kan met behulp van stroom gemaakt worden, vervolgens kan het vervoerd worden en/of opgeslagen in tanks en daarna kan het in een verbrandingsmotor dienen om bewegingsenergie op te wekken.

In essentie ziet de energiebalans van deze cyclus er als volgt uit:

Water (H₂O) + elektrische energie => waterstof (H₂) + zuurstof (O₂) + warmte

¹⁰ Mtoe = Megaton of Oil equivalent

Bij het verbruik van H₂ als brandstof geldt de omgekeerde balans:



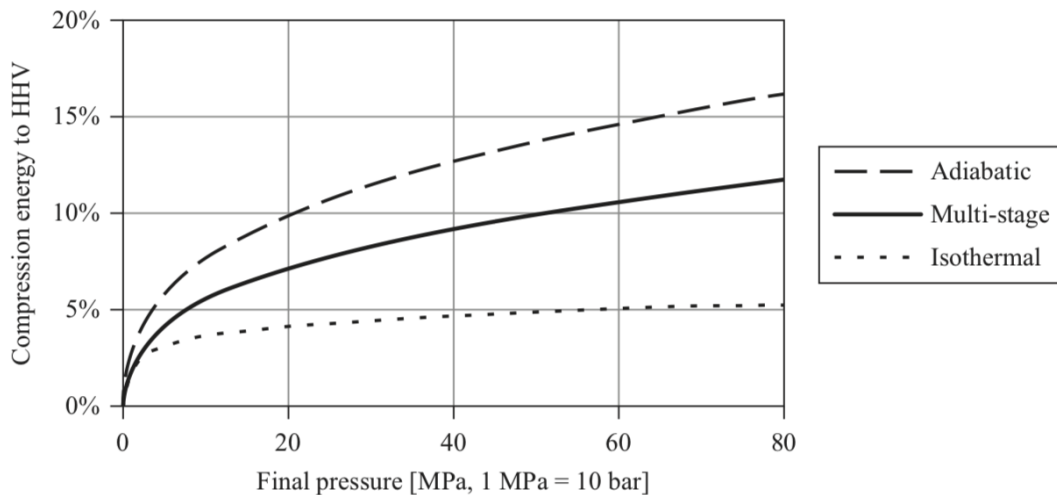
De facto wordt elektrische energie op plek A (productieplant van H₂) omgezet in bewegingsenergie en warmte op plek B, precies wat nodig is voor de aandrijving van voertuigen of schepen en/of verwarming van ruimtes.

In de markt wordt gesproken over grijze, blauwe en groene waterstof, afhankelijk van de productiemethode:

- Grijs: door verbranding van fossiele brandstof met uitstoot van CO₂
- Blauw: door verbranding van fossiele brandstof met ondergrondse opslag van CO₂
- Groen: door gebruik te maken van groene stroom, opgewekt met hernieuwbare energie (met name zon en wind)



5.3 Compressie theorie



FIGUUR H ENERGIE BENODIGD VOOR DE COMPRESSIE VAN WATERSTOF BRON PROF SOFOKLIS S. MAKRIDIS (2016).
[HTTPS://WWW.DYNAMICTIDALPOWER.EU/RESOURCES/DOCUMENTEN/HYDROGEN-STORAGE-AND-COMPRESSIE-2018-.PDF](https://www.dynamictidalpower.eu/resources/documenten/hydrogen-storage-and-compression-2018-.pdf)

Waterstof gedraagt zich tot een druk van 100 bar als ideaal gas, maar bij hogere drukken is door de interactie van moleculen meer arbeid nodig voor de compressie dan bij een ideaal gas. Bij 350 bar en 700 bar is ligt de benodigde arbeid 6% resp. 11% hoger dan voorspeld door de ideale gaswet.

Bij isothermische compressie wordt de opgewekte warmte bij compressie afgevoerd.

Bij adiabatische compressie wordt in het geheel geen warmte afgevoerd.

Bij de multi-stage compressie vindt er deel warmte uitwisseling met de omgeving plaats

Uitgaand van meertraps (multi-stage) compressie, dan geldt de thermodynamisch bepaalde energie voor compressie.

%HV	Druk (bar)	Energie kWh per kg vanaf 1 bar
0,0%	1	0,00
4,0%	50	1,58
5,5%	100	2,17
6,2%	150	2,44
7,0%	200	2,76
7,5%	250	2,96
8,1%	300	3,19
8,5%	350	3,35
9,0%	400	3,55
9,50%	450	3,74
10,00%	500	3,94
10,20%	550	4,02
10,50%	600	4,14
11,00%	650	4,33
11,20%	700	4,41
11,40%	750	4,49
11,90%	800	4,69

TABEL 2 ENERGIE VOOR MULTISTATGE COMPRESSIE THERMODYNAMISCH

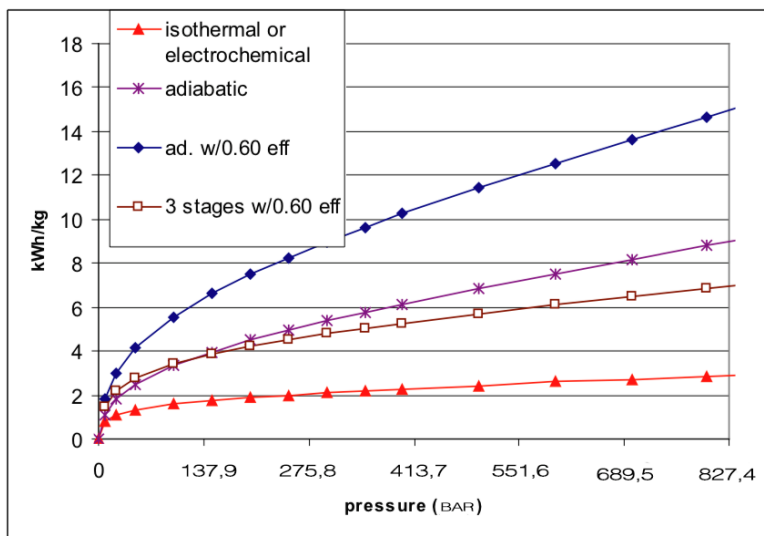
$$\begin{aligned}
 d\bar{w}_{H_2} &= \int_1^2 p d\bar{v} \\
 &= \bar{R}T \int_1^2 \left(\frac{1}{\bar{v}} + \frac{1.438 \cdot 10^{-5} [\text{m}^3 \text{mol}^{-1}]}{\bar{v}^2} \right. \\
 &\quad \left. + \frac{3.438 \cdot 10^{-10} [\text{m}^6 \text{mol}^{-2}]}{\bar{v}^3} \right) d\bar{v} \\
 &= \bar{R}T \left(\ln \frac{\bar{v}_2}{\bar{v}_1} - 1.438 \cdot 10^{-5} [\text{m}^3 \text{mol}^{-1}] \left(\frac{1}{\bar{v}_2} - \frac{1}{\bar{v}_1} \right) \right. \\
 &\quad \left. - 3.438 \cdot 10^{-10} [\text{m}^6 \text{mol}^{-2}] \left(\frac{2}{\bar{v}_2^2} - \frac{2}{\bar{v}_1^2} \right) \right).
 \end{aligned}$$

Bovenstaande vergelijking geeft de energie voor compressie van waterstof als een niet-ideaal gas en als functie van het molaire volume. Deze arbeid is duidelijk negatief omdat het de input is die op het

gas wordt gedaan. De vergelijking geeft de druk als functie van het molair volume, en dus kan de molaire arbeid versus de druk worden verkregen. De absolute waarde gedeeld door de mol massa van waterstof in termen van de hogere verbrandingswaarde (HHV) is uitgezet als functie van de druk in Fig. 6.

Diverse methodes van het onder druk brengen van waterstof in de praktijk

- Isothermisch of elektrochemisch
- Adiabatisch (geen warmte uitwisseling met omgeving)
- Adiabatisch met compressor efficiency van 60%
- Multistage onder druk brengen met compressor efficiency van 60%



Bron: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review12/pd048_lipp_2012_o.pdf

Bij de uiteindelijke engineering hanteert Humsterland Energie de gegevens van de fabrikant van compressoren zoals die van Resato.

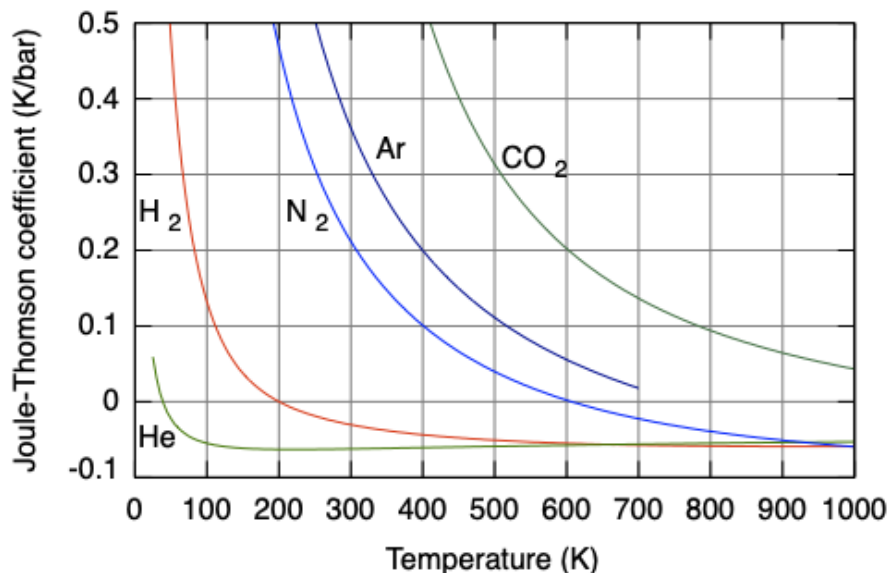
Een eenvoudiger formule voor de compressor arbeid luidt als volgt:

$$W = \frac{n \times R \times T \times \ln\left(\frac{p_1}{p_2}\right)}{\eta} \text{ [Joule]}$$

- n = aantal mol waterstof (stel 1 kg = 2020 mol H₂)
- R = de gasconstante 8,314 (J/(mol x °K))
- T = temperatuur in °K (stel 300 °K)
- P1 is de begin druk (stel 1 bar)
- P2 is de eind druk (stel 30 bar)
- η = rendement van de compressor (60% - 70%)

5.4 Omgekeerde Joule Kelvin effect.

In het jaar 1854 werd door Joule en Lord Kelvin bewezen dat waterstof bij vrije uitzetting zich anders gedroeg dan alle andere gassen. Wanneer de lucht van een hogere naar een lagere druk kon expanderen zonder uitwendig werk uit te voeren, werd hij afgekoeld, waarbij de temperaturdaling evenredig was met het drukverschil; waterstof daarentegen werd warmer. Zoals bekend is, is het Joule-Kelvin-effect door Hampson en Linde toegepast op het vloeibaar maken van lucht in hoeveelheid, maar aangezien voor waterstof het effect van tegengesteld teken is, was het duidelijk dat het Hampson-Linde-apparaat niet direct kon worden toegepast tot het vloeibaar maken van dat gas; een conclusie die door dit onderzoek wordt bevestigd. Er leek echter geen twijfel over te bestaan dat na de nodige aanpassingen de Hampson-Linde-methode van toepassing zou zijn op het vloeibaar maken van waterstof, met als noodzakelijke voorwaarde dat het gas wordt afgekoeld tot onder de temperatuur waarbij het Joule-Kelvin-effect van teken verandert voordat het binnenkomt in de regeneratorspoel van het apparaat. Beneden deze temperatuur (173 °K zou het gas bij vrije expansie afgekoeld worden; zoals in het geval van lucht in het gewone Hampson-apparaat, zou de koeling progressief zijn en, als de warmte-isolatie voldoende perfect was, zou het gedeeltelijk vloeibaar worden van het gas tot gevolg hebben. Ook Helium wordt boven de 45 °K warmer bij expansie. Stikstof boven de 600 °K.



FIGUUR 1 JOULE THOMSON (JT) COEFFICIENT. INDIEN JT NEGATIEF DAN WORDT GAS WARM BIJ EXPANSIE. WATERSTOF HEEFT EEN OMSLAGPUNT BIJ 100 °K = -173 °C.

Praktische consequenties:

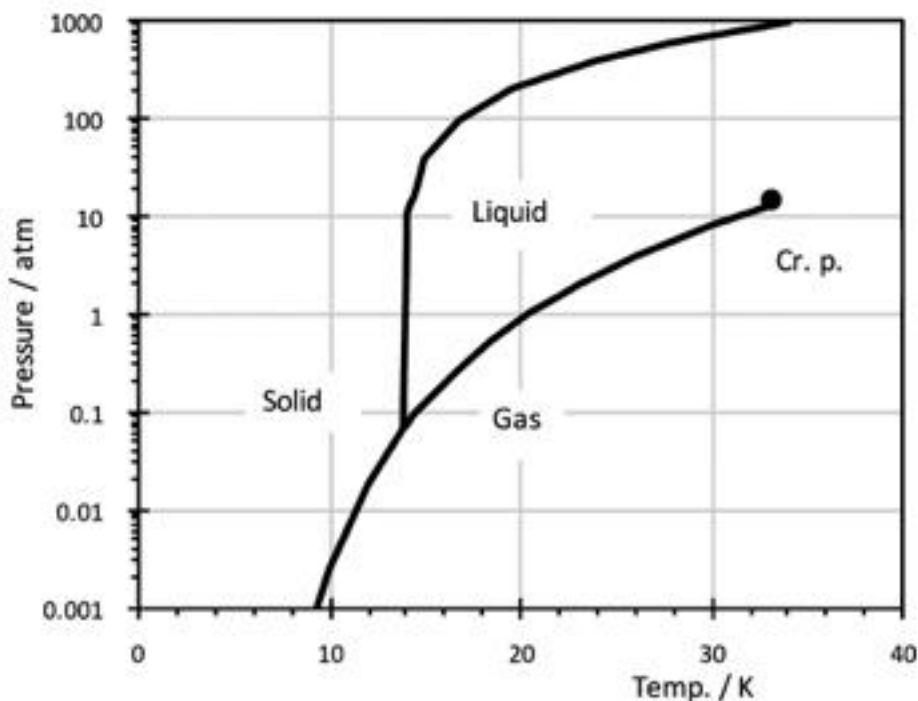
- Bij het tanken van waterstof in tanks voor automobielen komt warmte vrij. Als vuistregel geldt bij elke 2 bar druk verlies neemt de temperatuur 1 graad toe bij waterstof. Tanken van 800 bar uit een opslagtank naar een auto tank tot 700 bar levert dan een temperatuurverhoging van 50 graden. De tanks zijn gemaakt van versterkt kunststof en verliezen aan stevigheid bij opwarming. Daarom zal waterstof uit de leverende opslag gekoeld moeten worden bij snel tanken. Dat kan op twee manieren
 - Koelen van het opslagtank tot -40 °C. Een tank met een inhoud van 1.000 kg (11,15 m³ H₂ op 800 bar), waar dagelijks 500 kg uit getankt wordt, verliest bij goede isolatie circa 1,2 kW aan warmte. COP van de koeling bedraagt circa 2 dus per jaar kost de koeling $1,2/2 \times 24 \times 365 \text{ kWh} = 5.256 \text{ kWh}$ betrokken op de levering van 182.500 kg waterstof. Ergo deze kosten van koeling zijn verwaarloosbaar.

- Het koelen van het waterstof dat uit de leverende tank komt. De warmtecapaciteit van waterstof bedraagt 14,3 kJ per kg per graad. Gaan we uit van een tankcapaciteit van 5 kg per 3 minuten. Dan hebben we een koelvermogen nodig om een opwarming van 50 graden tegen van $5 \times 50 \times 14,3 \text{ kJ} =$

Verband tussen opwarming en drukverlaging bij waterstof

$$\frac{T1 - T2}{P1 - P2} = JT \text{ coëfficiënt} = \text{bij 700 bar ongeveer } 0,5$$

5.5 Fase diagram waterstof

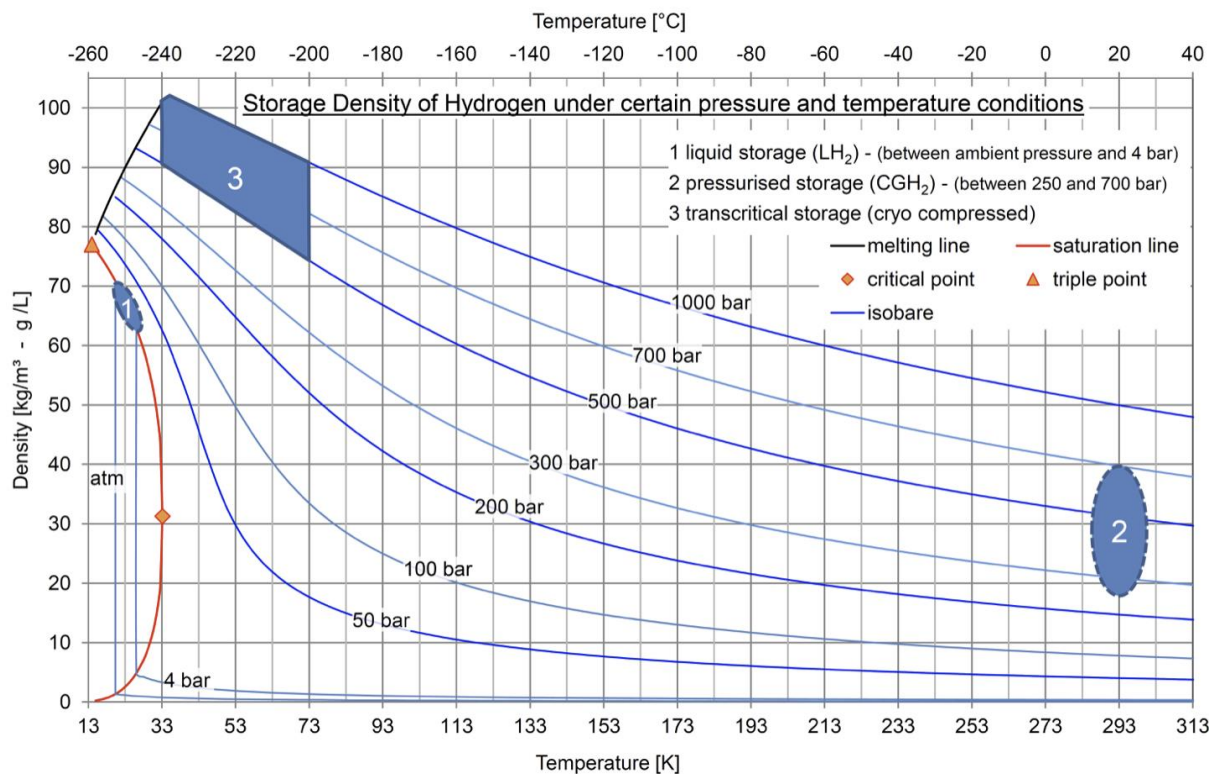


FIGUUR J FASE DIAGRAM WATERSTOF ALS FUNCTIE VAN DRUK EN TEMPERAATUUR.

Wanneer waterstof voldoende wordt afgekoeld, condenseert het tot een vloeistof en bevriest het uiteindelijk tot een vaste stof. Bij 1 °K en lager heeft waterstof een kubische kristalstructuur in het midden en boven 5 °K heeft het een hexagonale gecentreerde pakkingstructuur. Het tripelpunt ligt bij 0,0695 atm en 13,8 °K. Het kookpunt verandert met druk en temperatuur, en waterstof wordt superkritisch boven 13,8 atm en 33,2 °K. Het fasediagram van de druktemperatuur wordt gegeven in bovenstaande figuur.

5.6 Eenheden en eigenschappen van waterstof

Atoommassa	1,007825	g/mol	1 mol H ₂		2,01588	g/mol
Dichtheid	0,0899	kg/m ³ bij 0 °C en 1 bar				
Smeltpunt	- 259,2 °C					
Kookpunt	- 252,8 °C					
1 kg H₂	11,123	Nm ³ bij 0 °C en 1 bar				
Warmtecapaciteit	14,304	KJ/(kg.°K)				
Verbrandingswarmte	kWh/Kg	kJ/mol H ₂	kWh/nm ³	MJ/nm ³	MJ/kg	
LHV	32,5	237,23	2,92175	10,8	117,0	
HHV	39,7	285,85	3,56903	13,21	142,9	



FIGUUR K RELATIE OPSLAGCAPACITEIT ALS FUNCTIE VAN TEMPERAATUUR EN DRUK

5.7 Nieuwe waterstof-productiemethode

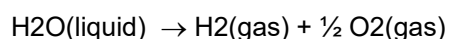
Twee Japanse bedrijven, energiebedrijf Eneos and plant engineer Chiyoda, werken volgens Nikkei Asia aan een manier om methylcyclohexane of MCH te maken in een waterstoffabriek. Hierbij binden ze de waterstof, gemaakt uit water en elektriciteit, direct aan een toluen-molecuul. Het MCH dat zo ontstaat kan vervolgens op locatie - bijvoorbeeld bij een waterstoftankstation of een industriële installatie - omgevormd worden in waterstof en toluen.

Omdat de fabriek van de bedrijven Eneos en Chiyoda de waterstof direct bindt aan het toluen zijn de kosten voor de fabriek lager dan als je dit proces apart uit zou voeren. Dat, in combinatie met het goedkopere transport, moet groene waterstof uiteindelijk tweederde goedkoper maken dan het nu is. Groene waterstof moet dan 3 dollar per kilo gaan kosten.

5.8 Prestaties, rendementen elektrolyse en brandstofcellen

Ook de prestaties van zowel elektrolyzers als van brandstofcellen vertonen volgens de onderzoeken van wetenschappelijke instituten reële ruimte voor verbetering.

Voor de splitsing van water in waterstof is tenminste nodig 237,23 kJ/mol. 1 mol waterstof weegt 2 gram. Per kg is dat 32,95 kWh/kg H₂. Dit geschiedt bij de zogenoemde omkeerbare potentiaal en we noemen die de energie op LHV (onder waarde). Er is echter ook energie nodig voor verdampen van water, waarna de damp gesplitst kan worden in O₂ en H₂. Die verdampingsenergie wordt ook geleverd door de input van de stroom.



De minimale hoeveelheid die in de praktijk nodig is 285,85 kJ/ mol bedraagt ofwel 39,7 kWh/kg, die noemen we de HHV (boven waarde). In dit rapport gaan we uit van bovenwaarde.

De bruikbare energie in de brandstofcel is de waarde op onder waarde. Een brandstofcel kan niets met de condensatiewarmte. Een CV ketel daarentegen wel. Daarom bekijken we hoeveel energie een brandstofcel maximaal kan omzetten in stroom. Dat is 237,23 kJ per mol waterstof.

Rendementen op HHV [kWh/kg]			
	Thermodynamisch maximum	Best practice compleet proces 2021	Uitdaging 2030 compleet proces
elektrolyzers	39,7 (= 100%)	60 (= 66%)	48 (= 83%)
Brandstofcellen compleet proces	32,5 (= 82,9%)	19,8 (= 49,8%)	24,7 (= 75%)

TABEL 3 PRESTATIES ELEKTROLYSER'S EN BRANDSTOFCELLEN

We mogen dus concluderen dan voor de input van stroom, 60 kWh voor een kg waterstof via elektrolyse voor waterstof op 200 bar, via de waterstofcyclus met brandstofcellen er voor een kg waterstof er in het grid 19,8 kWh vrijkomt, met een overall rendement van 33%. Als de beoogde prestatieverbeteringen voor zowel elektrolyse als voor brandstofcellen in 2030 gerealiseerd is dan gaat dat overall rendement omhoog tot 51,4%.

Als de gehele keten zonder verlies (utopie) zou kunnen werken, dan wordt het overall rendement 82,9%

De opslag met waterstof om pieken op te slaan voor gebruik in de dalen verdrievoudigt de energetisch de stroomprijs nog los van de hardware kosten, en operationele kosten bij de huidige stand van techniek

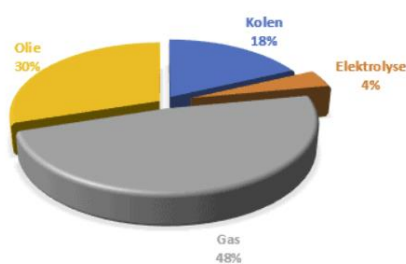
Bij de huidige stand der techniek lijkt waterstof voor transport doeleinden reeds rendabel.

Van de toeleveranciers willen wij weten welke prestaties de componenten kunnen leveren. En welke verbeteringen zijn te verwachten in de komende planperiode.

Zuiver water voor de elektrolyse en elektrolyt

Verontreinig in de productie

Bij de productie via elektrolyse wordt de waterstof verontreinigd met waterdamp, stikstof en zuurstof. Door nawassing verkrijgt men een hogere zuiverheid. Vereist voor brandstofcellen is waterstof H 3.5 (= 99.95% zuiver)- H 5.0 (= 99.999% zuiver). Het nawassen kost energie, hardware en operationele kosten.



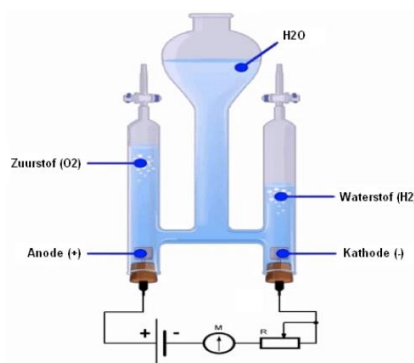
Kolen: $C + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 + NO_x + SO_2 + \dots$; (temp: 1300C-1500C)

Aardgas: $CH_4 + H_2O \rightarrow CO_2 + 3H_2$ (benodigde temp: 700C-1100C)

Olie: $C_xH_yN_zO_aS_b + \dots \rightarrow cH_2 + \text{zeer veel bijproducten}$

Elektrolyse uit water: $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$

FIGUUR L WERELDWIJDE PRODUCTIE VAN WATERSTOF IN 2020



De productie van waterstof speelt een sleutelrol in elke geïndustrialiseerde samenleving, aangezien waterstof nodig is voor veel essentiële chemische processen. In 2020 werd wereldwijd ongeveer 87 miljoen ton waterstof geproduceerd voor verschillende toepassingen, zoals olieraffinage, en bij de productie van ammoniak (via het Haber-proces) en methanol (door reductie van koolmonoxide), en ook als brandstof in het vervoer. De markt voor H₂-productie wordt gewaardeerd op 120 miljard dollar. Waarmee de gemiddeld prijs uitkomt op € 1,24 per kg.

FIGUUR M ELEKTROLYSE PRINCIPE

Bronnen:

- <https://www.kiwa.com/4ad74e/globalassets/netherlands/kiwa-technology/downloads/de-specificatie-van-de-kwaliteit-van-waterstof---stedin-en-kiwa.pdf>
- <https://www.mvwautotechniek.nl/waterstof-en-brandstofcel/>
- <https://www.waterstofmagazine.nl/12-interviews/542-de-wereldwijde-waterstof-top-10>
- https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_production

Vanuit een puur, theoretisch perspectief heeft 1 kg waterstof 8 kg water als input nodig. Vanwege enkele inefficiënties in het proces, kan de verhouding echter, rekening houdend met het proces van waterdemineralisatie, met een typisch waterverbruik, variëren tussen 18 kg en 24 kg water per kilo waterstof. (Shi, 2020).

Voor wat betreft de impact van H₂-productie op de waterbeschikbaarheid is dat als regel geen issue.

Als zoetwater de voorkeurswaterbron is, kan een vergelijking worden gemaakt met het huidige zoetwaterverbruik voor thermische centrales. Rekening houdend met een zeer grote elektrolyser van 1 GW, die 8 000 uur per jaar met een efficiëntie van 75% werkt, zou de jaarlijkse H₂-productie 0,15 miljoen ton waterstof en 3 miljoen ton water bedragen (uitgaande van 20 kg waterverbruik per kilo waterstof). Dit komt overeen met het waterverbruik van een kleine stad (ongeveer 70.000 inwoners) met een verbruik van 45 m³ per inwoner.

Voor de elektrolyzers in Lauwersoog met een vermogen van 1,5 MW hebben bij 15 liter per kg waterstof 3,9 miljoen liter zuiver water (minder dan 0,5 ppm verontreiniging). Dat is 75 ton per week. Uit een kostenopgave voor bulk levering ad € 4,90/100kg voor demiwater van [Vivo Chem](#), berekenen wij een kostenpost van € 0,74 per kg waterstof. Dat noopt tot verder onderzoek in de literatuur vinden we prijzen van :

- Scherper inkopen
- Zelf produceren uit drinkwater (kosten per 1000 kg 1,50 + demi installatie) (Lentech)
- Zelf produceren uit grondwater (problematische vergunning, zilt water, kosten oppompen + demi installatie) (Lentech)
- Zelf produceren uit zeewater (kosten aanvoer zeewater + demi installatie) (Lentech)

Het demineraliseren van drinkwater

Krijgen offerte van Lentech Europe

Het demineraliseren van zeewater

Bron: [Hydrogen-production-with-sea-water-elektrolysis-using-Norwegian-offshore-wind-energy-potentials-2014-KonradMeier](#)

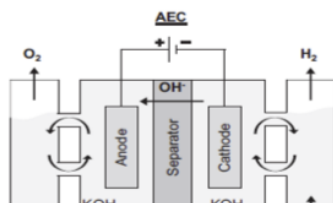
Zowel AEL - als de PEM - elektrolyser kunnen niet worden bediend met zeewater maar hebben zuiver proceswater nodig met een maximale ionen belasting van 0,5 ppm. De leveranciers zullen aan moeten geven welke samenstelling is toegestaan.

Waterbehandeling kan thermisch en met omgekeerde osmose :

Omgekeerde osmose (elektrisch) is echter de meest gebruikte technologie, thermische processen zoals multi-effect distillatie en multistage flash-distillatie produceert een betere kwaliteit en vereist minder nabehandeling voor demineralisatie. Nabehandeling omvat altijd een chemische behandeling in een harspolijstfilter met chemicaliën om de resterende ionen en andere opgeloste vaste stoffen in het ontzilt water te binden. In het ontziltingsproces worden ook chemicaliën opgenomen. Het gebruik van chemicaliën is ongewenst omdat aanvoer op geïsoleerde locaties offshore lastger is.

Thermische waterbehandeling is een logische keuze. Omgekeerde osmose is iets efficiënter maar levert minder kwaliteit op (400 ppm opgesloten delen versus 5 ppm), en vereist daarom meer geavanceerde nabehandeling.

Bij thermische ontziltling met meertraps flietsdistillatie is voor het produceren van ketelvoedingswaterkwaliteit 12 kWh/ m³ [54] bij een temperatuurbereik van 70–120 C.



FIGUUR N PRINCIPE WEERGAVE VAN
ALKALINE ELEKTROLYSE

Voor de elektrolyse is per kg waterstof minimaal 8 kg zuiver water vereist. Bij Alkaline elektrolyzers wordt KOH toegevoegd;- vandaar de naam, het is een alkalisch milieu. De mix is erg corrosief. Het water in het vloeibare elektrolyt wordt bij de kathode gesplitst in waterstof en hydroxide ionen. De hydroxide ionen passeren een membraan waar ze bij de anode worden geoxideerd naar zuurstof en water. De operationele temperatuur ligt tussen de 70 en 90 °C en de uitlaatdruk van het waterstof is 1

bar. Hoewel de puurheid iets lager ligt dan andere type elektrolyzers is het nog steeds voldoende voor de meeste toepassingen en zo ook nog steeds geschikt voor brandstofcellen. Na de elektrolyser wordt het waterstof nog gereinigd, gekoeld en verder bewerkt wanneer hogere eisen zijn vereist. Bruikbare reststromen worden hierbij weer opnieuw opgenomen in de cyclus. De vrijkomende warmte van alle processen wordt als regel weg gekoeld in een koelunit.

Demiwater

Voor een plant met 1500 kWe en een productie van 240.000 kg waterstof per jaar is minimaal nodig 8 kg per kg waterstof in de praktijk blijkt er 15 kg noodzakelijk te zijn. 3.600 m³ elektrolyt per jaar.

Waarvan:

- Demi water 2400 m³; kosten €/m³, geleverd wekelijks in IBC's (Intermediate Bulk Container)
- KOH 2400 m³ 50%, overeenkomstig Verordening (EG) nr. 1907/2006 (REACH) met de aanvullende Verordening (EU) 2015/830 ; kosten €/m³, geleverd wekelijks in IBC's (Vivo chem)

KOH moet boven de 5 graden bewaard worden anders gaat het stollen.

Bronnen:

- [https://www.enpuls.nl/media/2345/eindrapport-module-1- -technologiebeoordeling-groene-waterstof- -enpuls.pdf](https://www.enpuls.nl/media/2345/eindrapport-module-1--technologiebeoordeling-groene-waterstof--enpuls.pdf) Studie van DNG-GL/TNO 2018 met cijfers van NEL en Hydrogenics
- https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf studie van Tractebel/ Engie/ Hincio 2017

Opmerkingen:

In de waterstof kostprijs in €/kg welke is berekend door DNG-GL is in de berekening niet opgenomen:

- De aansluiting op het openbare net inclusief bouwkundige voorzieningen
- De installatie- en inbedrijfstellingskosten
- De pacht voor de grond waarop de installaties staan
- Jaarlijkse verplichte controles op veiligheid
- Het op druk brengen van de waterstof voor opslag
- Kosten van opslag
- Verzekeringen
- Netwerkkosten van stroom
- Belastingen op stroomlevering
- Vereiste stroom bij stilstand om het proces op temperatuur en druk te houden
- Degradatie van membranen en invloed op rendement van nieuw tot vervanging

Voorts gaat het rapport uit enkele discutabele uitgangspunten:

- Er worden stroomprijzen genoemd van 26 Euro/ mWh voor de input in elektrolyzers
- De vollasturen van renewable bronnen wordt gesteld op 4.700 uur, voor zon is dat 900, voor wind op land 2.300 – 3.800, voor wind op zee van 3.800 – 4.500

Brandstofcellen

De efficiency van brandstofcellen in theorie is bestudeerd aan onder meer de universiteit van Michigan. De verliezen in de feitelijke apparaten, zoals luchtweerstand, ventilator energie, membraan efficiency en - failure zijn daarbij niet verwerkt.

Type	Stoichiometrisch optimum λ (luchtovermaat)	Rendement HHV theorie	Rendement HHV praktijk
H2 + zuivere zuurstof	7,2	79,3%	
H2 + lucht	7,2	75,7%	50% - 65%

H2 + lucht met methaan	9,8	82,1%
------------------------	-----	-------

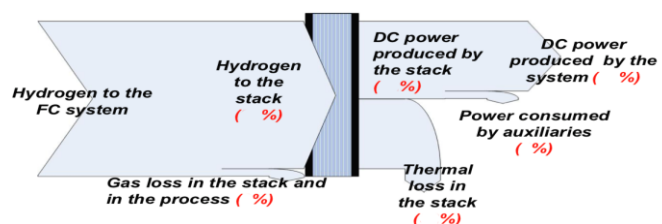
TABEL 4 THEORETISCH OPTIMUM VAN RENDEMENTEN BRANDSTOFCELLEN

Bronnen:

- <https://www.humsterlandenergie.nl/resources/LInks-duurzaam/Linkpagina/Maximum-conversion-efficiency-of-hydrogen-fuel-cells.pdf>
- https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review20/fc135_borup_weber_2020_o.pdf pag.11

Het ontwerp van brandstofcelssystemen is complex en kan aanzienlijk variëren, afhankelijk van het type brandstofcel en de toepassing. In veel brandstofcelssystemen zijn de volgende basiscomponenten te vinden:

- Brandstofcel stack
- Brandstofprocessor
- Stroomconditioners
- Luchtcompressoren
- Luchtbevochtigers



De brandstofcel stack is het hart van een brandstofcelstelsel. Het wekt

elektriciteit op in de vorm van gelijkstroom (DC) uit elektrochemische reacties die plaatsvinden in de brandstofcel. Een enkele brandstofcel produceert minder dan 1 V, wat voor de meeste toepassingen onvoldoende is. Daarom worden individuele brandstofcellen typisch in serie gecombineerd tot een brandstofcelstapel. Een typische brandstofcelstapel kan uit honderden brandstofcellen bestaan. De hoeveelheid energie die door een brandstofcel wordt geproduceerd, hangt af van verschillende factoren, zoals het type brandstofcel, de celgrootte, de temperatuur waarbij deze werkt en de druk van de gassen die aan de cel worden geleverd.

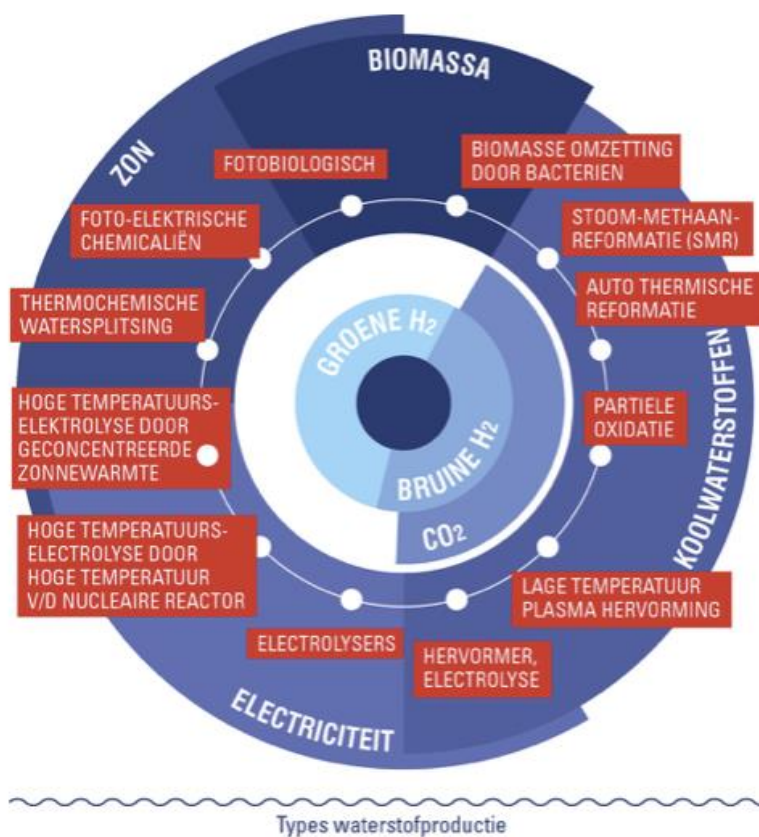
De systeemkosten per kWe van brandstofcellen ligt in de orde grootte van € 40 voor automobielen en vanaf klasse 8 voor vrachtauto's op € 80. Voor de laatste categorie, die ook voor kotters zal gelden, worden prestaties gerapporteerd van 65% op HHV en een lifETIME van 25.000 uur.

5.9 Vermeden CO₂ per kg waterstof

Om waterstof te gebruiken als energiedrager moet het afgescheiden zijn van de andere elementen waarmee het verbonden is in de molecule. Het kan worden geproduceerd uit fossiele brandstoffen of uit hernieuwbare energie.

De voornaamste productieprocessen met gebruik van fossiele brandstoffen zijn stoom-methaanreforming (SMR), gekatalyseerde ontbinding van natuurlijk gas, partiële oxidatie van zware olie en steenkoolvergassing.

De meest gebruikte productieprocessen met hernieuwbare energie zijn waterelektrolyse, thermochemische waterafbraak, fotochemische, foto-elektrochemische en foto biologische processen.



Het PlanBureau voor de Leefomgeving (PBL) vergelijkt de productiemethodes elektrolyse met groene stroom en steam-reforming. Bij die laatste methode wordt fossiele energie gebruikt en ontstaat per kg H₂ maar liefst 9 kg CO₂. En in praktijk blijkt dat de vermeden CO₂ uitstoot nog een stuk hoger is.

BEV's (Battery Electric Vehicle) rijden nog voornamelijk op grijze stroom. Gemiddeld komt uit de mix van centrales 42% van de energie aan in het oplaadpunt. Bij een rondtriprendement van de BEV's van 80% wordt dus uiteindelijk 33% van de door de centrales geleverde energie benut.

Onderstaande tabel toont de vermeden CO₂-uitstoot door inzet van H₂ als vervanger voor verschillende brandstoffen en elektriciteit.

Merk op dat biomassa het meest vervuilend is van de genoemde brandstoffen!

Regeling tijdelijke opschaling	Gegevens brandstof		Waterstof	Rendement motoren	Waterstof
	LHV	uitstoot kg CO ₂ /GJ	Vermeden kg CO ₂ per kg H ₂ t.o.v. brandstof	Tank to wheel	Vermeden kg CO ₂ per kg H ₂ t.o.v. Fuelcell en verbrandingsmotor
Waterstof 120,12 MJ/kg LHV = Lower heating value. Tendernet Fuel cell 60%					
Gasolie/ Diesel MJ/kg	43,3	72,5	8,71	31%	16,9
Aardgas MJ/Nm ³	31,65	56,6	6,80	nvt	
Biomassa MJ/kg	15,1	109,6	13,17	ntt	
Benzine MJ/kg	43	73	8,77	26%	20,2
LPG MJ/kg	45,2	66,7	8,01	24%	20,0
Antraciet MJ/kg	29,3	98,3	11,81	nvt	
Cokes MJ/kg	26,6	94	11,29	nvt	
Electrisch op 100% grijze stroom	25,7	89,6	10,77	33%	19,3
Electrisch op 70% grijze stroom	25,7	62,7	7,54	33%	13,5
Electrisch op 50% grijze stroom	25,7	44,8	5,38	33%	9,7

TABEL 5 VERMEDEN CO₂ DOOR INZET GROENE WATERSTOF

5.10 Vermeden CO₂ per kg brandstof (excl. voertuig efficiency)

Waterstof 120,12 MJ/kg LHV = Lower heating value	Gegevens brandstof		Waterstof
	LHV	uitstoot kg CO ₂ /GJ	Vermeden kg CO ₂ per kg H ₂ t.o.v. brandstof
Gasolie MJ/kg	43,3	72,5	0,20
Aardgas MJ/Nm ³	31,65	56,6	0,21
Biomassa MJ/kg	15,1	109,6	0,87
Benzine MJ/kg	43	73	0,20
LPG MJ/kg	45,2	66,7	0,18
Antraciet MJ/kg	29,3	98,3	0,40
Cokes MJ/kg	26,6	94	0,42

Bron: [Emissiefactoren RVO 2020](#)

Opmerking: Biomassa is de grootse vervuiler, gevolgd door steenkool

5.11 Vergelijking opslagcapaciteit van verschillende media en systemen

Technologie	kWh/kg	mWh/m ³	mWh/systeem	
Hydro elektriciteit 400 m valhoogte	0,0011	0,0011	1,5	Opgepompt water 15.000 m ³
Waterstof, 1 bar LHV, bij 283 K	33	0,0027	334	100 km pijplijn 10 bar
Gecomprimeerde Lucht (CAES)	0,14	0,012	4,75	Isotherme expansie 300 bar - > 1 bar drukvat 100.000 m ³
Li-ion Batterij	0,19	0,56	0,3	bus met 300 kWh capaciteit
Li-ion Batterij	0,19	0,56	17.123	DTP dam voor uitvlakken Eb en Vloed . Batterijen in 30.570 m ³ holle ruimte van de dam.
Waterstof, 700 bar LHV, bij 293 K	33	1,6	126.116	Op 200 bar in Caverne ø = 80 m, h = 500 m 254.000 m ³ bij 293 K
Liquified Natural Gas (LNG)	15	6,1	352.775	Volume van tank ø = 70 m, h = 15 m
Benzine	13	9	545.197	Volume van tank ø = 70 m, h = 15 m
Diesel	13	10	577.268	Volume van tank ø = 70 m, h = 15 m
Jet-A brandstof	13	10	593.303	Volume van tank ø = 70 m, h = 15 m

TABEL 6 OPSLAGCAPACITEITEN VAN VERSCHILLENDE MEDIA

De hoeveelheid opslag die wij nodig gaan hebben indien 70% van de stroomvraag uit zon en wind moeten komen is groot (PBL planning 2030). De vermogensvraag in Nederland varieert dan van 12 tot 20 GW. De periodes van Dunkelflaute - vrijwel geen wind en weinig zon - in de winter kunnen 2 tot 3,5 weken duren. In uren: 294 – 514 uur. Het te kort aan vermogen bedraagt dan 10 – 15 GW. Aan opslag om dat te kort op te vullen is nodig 3.000 – 8.000 Gigawatt-uur.

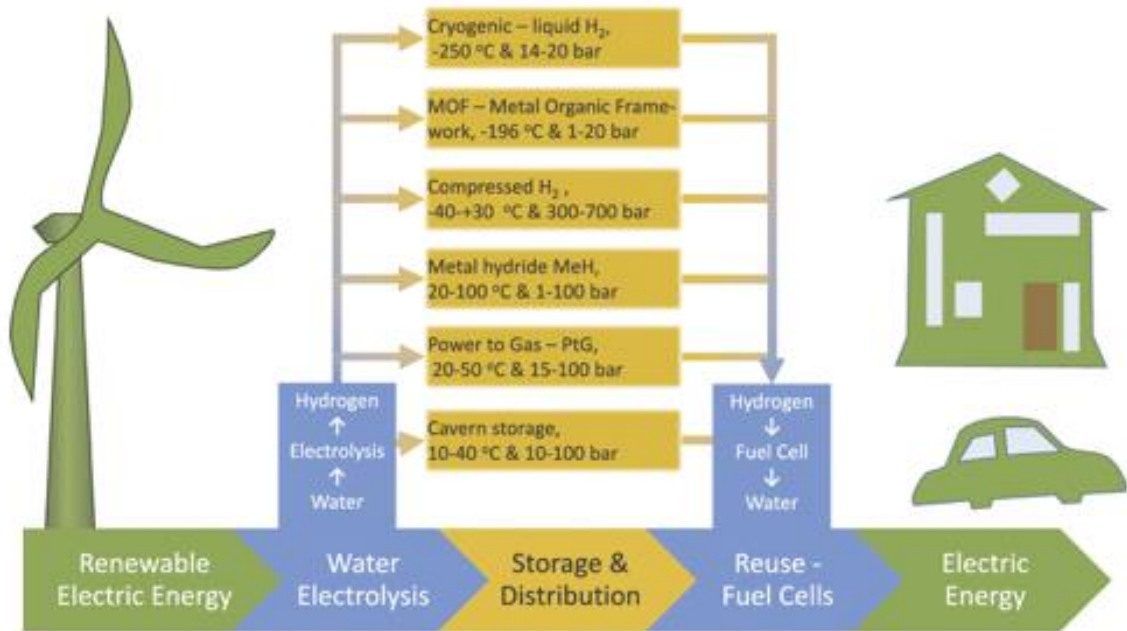
Uit bovenstaand voorbeeld hebben we dan $8.000/126 = 63,5$ cavernes nodig om jaren met veel flinke Dunkelflaute op te kunnen vangen.

Bron: [Studie Tennet voorjaar 2021](#)

EnergyStock BV heeft momenteel vijf ondergrondse cavernes in beheer.

Zie link: [Bouw van Cavernes in Nederland bij Zuidwending](#)

5.12 Opslag van waterstof



FIGUUR O DIVERSE MANIEREN OM WATERSTOF OP TE SLAAN
BRON: ENGINEERING ENERGY STORAGE ODNE BURHEIM
ISBN: 978-0-12-814100-7

5.13 Veiligheid

In Lauwersoog wordt beoogd het gehele jaar continue te produceren. Verandering in capaciteitsbelastingen heeft invloed op de efficiëntie, maar dat is niet aan de orde. Volgens [Bartels et al.](#) kan het uitvallen van stroom ertoe leiden dat gevaarlijke situaties ontstaan, omdat gasvormige waterstof en zuurstof door het membraan kunnen verdampen en een explosief mengsel kunnen opleveren.

5.14 Meer vollasturen: combinatie zonneweide met wind op Lauwersoog

Het weerstation 277 van het KNMI op Lauwersoog meet de uur waarden van wind op een hoogte van 10 mtr.

De formule om de windsnelheden te berekenen op grotere hoogtes luidt als volgt:

$$v_2 = v_1 * \left(\frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \right)$$

v_2 = snelheid [m/s] op hoogte h_2 [m]

v_1 = snelheid op 10 m [m/s]

z_0 = ruwheidswaarde van grond 0,0024 in Lauwersoog

In Lauwersoog hebben we zeewind en ook wind vanuit land met een ruwheid van 0,0024

Ruwheids getallen		
Klasse	Zo	
0	0,0002 m	wateroppervlak, meren en zee
0,5	0,0024 m	Open land, gladde oppervalkte vb beton, gemaaid gras
1	0,03 m	Open land, zacht glooiend
1,5	0,055 m	Boeren land met enige huizen opstakels van 8 mtr hoog op meer als 1 km
2	0,1 m	Boeren land met enige huizen opstakels van 8 mtr hoog op meer als 0,5 km
2,5	0,2 m	Boeren land met veel huizen, nossages en planen opstakels van 8 mtr hoog op meer als 0,5 km
3	0,4 m	Dorpen en zeer ruw terrein
3,5	0,6 m	Grotere steden met hoge gebouwen
4	1,6 m	Mega steden met wolkenkrabbers

Merk op dat bij een windmolen met een ashoogte van 100 m en een wiek diameter van 100 m, de verhouding van tipbelasting boven/onder = 69/36, Dus bijna 2 x zo grote winddruk. Dat leidt tot resonanties, die de mastfundatie moet opvangen.

Meetstation Lauwersoog KNMI 277

Windsnelheden database 2017			
As-hoogte	Gemiddeld	Max	Lagerwey 18/80 type
m	m/s	m/s	kWh/jaar
10	6,2	22,0	82.115
40	7,2	25,7	109.779
50	7,3	26,2	114.204
100	7,9	28,1	126.661
150	8,2	29,1	133.701

[De Lagerwey 18/80 molen](#) met een as-hoogte van 38 m, is een ontwerp van een twee-bladige molen die dateert uit 1979. De opbrengsten in 2019 van 101.400 kWh zijn opgetekend door de visafslag en komen goed overeen met de door ons uitgevoerde berekeningen.

Vollasturen verhogen door 20% van het molen vermogen te gebruiken voor elektrolyse.

De Capex + Opex op jaar basis, bedraagt € 1,65 /kg H2 voor een elektrolyser plant o.b.v. 8.500 uur in onze basic calculatie.

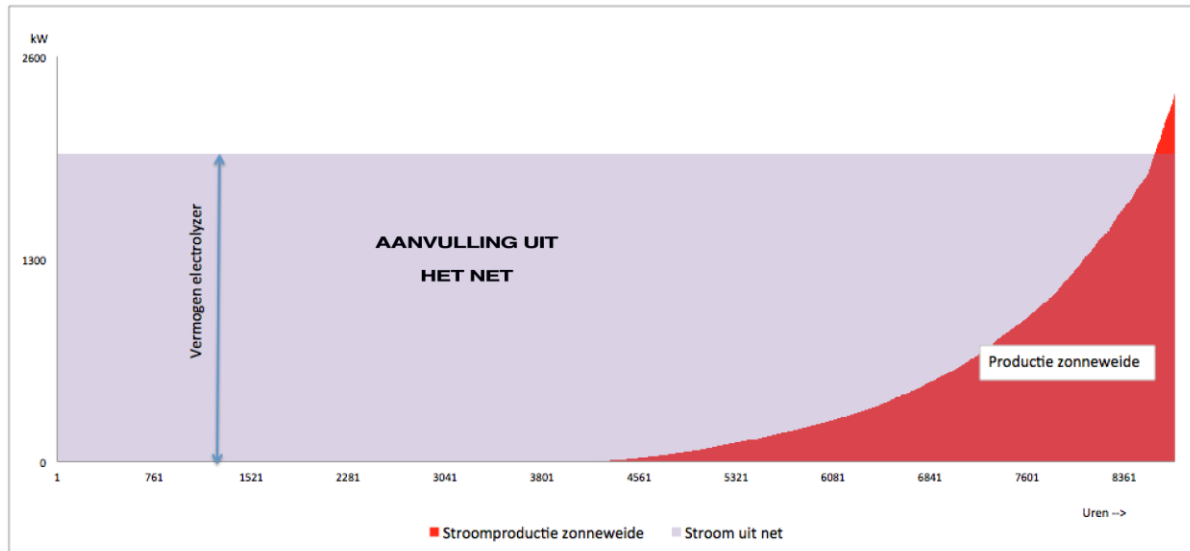
We gaan uit van een type windmolen met een vermogen van 750 kW bij 11 m/s wind, as-hoogte 80 m, wiekdiameter 57,5 m, shut-down 25 m/s en cutt-in speed 4 m/s. Stilstand verlies 3%. Het aantal vollasturen bedraagt 3.396 uur per jaar (capaciteitsfactor 38%).

Indien een elektrolyser van 1,5 MW met afname prioriteit op 10 windmolens worden aangesloten met een vermogen 750 kW per turbine, dan zijn de vollasturen voor de elektrolyse 6.019 uur.

Vullen we de windstroom aan met stroom uit een zonnepark dan verhoogt dat de vollasturen tot 6.539 uur. Zon en wind produceren gezamenlijk: 27,26 miljoen kWh. De elektrolyser gebruikt daarvan 9,9 miljoen kWh. De rest zal uit het openbare net betrokken moeten worden. Voordeel van deze configuratie is dat de elektrolyse in principe over de gehele periode subsidie kan ontvangen en de netwerkkosten beperkt zijn.

	20% W+Z	Net +20% W+Z	Volledig Net
		8.500	8.500
Uren uit zon en wind	6.539	6.539	
Uren uit het net		1961	8.500
Stroomkosten zon en wind	€ 0,045	€ 0,045	
Stroomkosten net		€ 0,0851	€ 0,0736
prijs per kWh	€ 0,045	€ 0,054	€ 0,074
prijs per kg	€ 2,238	€ 2,698	€ 3,660
Capex + Opex per kg	€ 2,094	€ 1,656	€ 1,656
	€ 4,331	€ 4,353	€ 5,315
Subsidie uren	6.539	3.500	3.500
Basisprijs SDE++ 39,32 x € 0,1702 = € 6,69	€ 6,69	€ 2,75	€ 2,75
Netto prijs H2 per kg	€ (2,40)	€ 1,60	€ 2,60
Volledig Net: vrijstelling EB en ODE	3.500	uur, prijs per kWh	€ 0,0570
Overige uren	5.000	uur, prijs per kWh	€ 0,0851
Gemiddeld	8.000	uur, prijs per kWh	€ 0,0736

5.15 Netstroom als complement voor zonnestroom



FIGUUR P HYBRIDE STROOMTOEVOER NAAR ELEKTROLYSERS (ZON + NETSTROOM)

$$Prijs\ waterstof = \frac{(Capex+Opex+S)}{V_{zon}+V_{net}} \times \eta + \frac{(V_{zon} \cdot P_{zon} + V_{net} \cdot P_{net})}{V_{zon}+V_{net}} \times \eta \quad [€/kg\ op\ 200\ bar,\ excl.\ opslag]$$

Pzon	Prijs stroom uit zonneweide	€0,057/kWh	i	Rente percentage kapitaal	4,5 %
Po	Prijs stroom uit openbare net	€0,06/kWh	n	Levensduur	20 jaren
Vzon	Vollasturen zonneweide	820h/jr	Opex	% van investering bij 8.760 uur/jaar	15 %
Vnet	Vollasturen stroom uit net	h/jr	S	Stilstand Po.(8769-Vzon-Vnet).idle	€/kWe
I	Investering turnkey	1.500€/kWe	η	Rendement elektrolyse	55 kWh/kg
Capex	Investering turnkey jaarkosten	112€/kWe	idle	vermogen tijdens stilstand	0,05 kW/kWe

De prijs van waterstof bij volledige aanvulling van zonnestroom met netstroom bedraagt €4,52 /kg
De prijs van waterstof met uitsluitend zonnestroom, zonder aanvulling met netstroom bedraagt €14,20 /kg. Het break-evenpoint ontstaat pas als netstroom duurder wordt dan € 0,237/kWh.

Als uitsluitend zonnestroom wordt gebruikt (mono-bedrijf) wordt er jaarlijks 24.545 kgH₂ geproduceerd, bij een optimale combinatie van zonnestroom en netstroom (hybride bedrijf) wordt er jaarlijks meer dan 10x zoveel, namelijk 251934 kgH₂ geproduceerd.

Accu's als alternatief voor netstroom?

Er zijn initiatieven om stroom uit zonneweides over het jaar te spreiden door middel van accu's. Een rekenvoorbeeld toont aan dat dit niet economisch rendabel te realiseren is:

Stel: een zonneweide draait 900 vollasturen per jaar. Dan wordt er per kW jaarlijks 900 kWh geproduceerd. Uit berekeningen volgt dat voor het met accu's wegnemen van de fluctuaties van zonnestroom en dus het leveren van een constante stroom (baseload) een accucapaciteit nodig is gelijk aan 30% van de jaarproductie. Uitgaande van een (realistische) accuprijs van € 100/ kWh, dan is per kW geïnstalleerd vermogen een investering nodig 100 x 900 x 30% = € 27.000. Om een baseload te maken met accu's moet alle geproduceerde stroom door de accu's lopen. Dat geeft energieverlies (ohmse weerstand). Goede accu's hebben een roundtrip-rendement van 88%. Voor elektrolyse blijft dan van de geproduceerde 900 kWh/kW dan 88% x 900 = 792 kWh/kW over. Bij een

levensduur van 20 jaar en rente van 4,5% kost elk kWh dan¹¹ € 2,41. Omdat voor de productie van 1 kg waterstof 50,25 kWh stroom nodig is leidt dat tot een kg-prijs voor H₂ van 50,25 kWh * € 2,41 = € 121,65. Gebruik van accu's leidt dus tot draconische verhoging van de productiekosten van H₂ en is dus economisch niet haalbaar.

5.16 Mondiale ontwikkelingen en ambities

1. HyDeal Ambition, Spanje, 67 gigawatt

Europa wil voortrekker zijn in de duurzame transitie. Dat waterstof daarbij een grote rol speelt, betekent ook dat Europa veel waterstof moet produceren. Het [HyDeal Ambition-project](#) is daar de grote troef: een park dat 67 gigawatt aan waterstof-producerende fabrieken krijgt. Genoeg om jaarlijks 3,6 miljoen ton waterstof te maken, voor een lage prijs: 1,50 euro per kilo. **(We willen de rekensom wel eens zien)** De waterstoffabriek komt bij een zonnepark van 95 gigawatt op het Iberisch schiereiland. Vanaf daar zal de waterstof via het bestaande netwerk van pijpleidingen naar Frankrijk en andere Europese landen gaan. Hoewel het grootste geplande waterstofpark ter wereld is, moet het al snel de eerste waterstof leveren: in 2022. In 2030 zal dan de beoogde prijs van 1,50 euro bereikt worden, waardoor deze waterstof (bijna) kan concurreren met waterstof gemaakt van aardgas (SMR).

2. Kazachstan, 30 gigawatt

Hoewel dit kersverse project nog geen officiële naam heeft, kondigde de nationale investeerder van Kazachstan en de Duitse investeerder Svevind in juli 2021 aan dat ze een 'memorandum of understanding' hebben over een [waterstofproject van 30 gigawatt](#). Dit moet drie miljoen ton waterstof per jaar produceren. Opmerkelijk, want het in capaciteit meer dan twee keer zo grote HyDeal-project (zie hierboven) moet ook ongeveer drie miljoen ton produceren. Hoe het ook zei: Kazachstan is een olie- en gasland dat grote geldreserves heeft. Het is bovendien een uitgestrekt land, en de steppes zullen straks "versierd" worden met windmolens en zonnepanelen die de stroom leveren voor het waterstofproject. Een exacte datum is nog niet genoemd, maar de ontwikkeling van een waterstoffabriek duurt, van financiering tot eerste productie, minstens vijf jaar.

3. Mauritanië, 30 gigawatt

Nog een begin 2021 onthuld project, uit West-Afrika: een waterstoffabriek met dezelfde capaciteit als Kazachstan. Het land tekende een 'Memorandum of Understanding' met een Australisch bedrijf dat onder andere [waterstoffabrieken bouwt](#). De benodigde energie zal komen van zon en wind, die het land beiden in overvloed heeft. Het moet de lokale economie een boost geven.

4. Asian Renewable Energy Hub, Australië, 14 gigawatt

Aanzienlijk kleiner dan de vorige kandidaten in de lijst, maar de [Asian Renewable Energy Hub](#) in het westen van Australië is wel een van de verst gevorderde grote projecten. Zo weten we al dat de stroom van windmolens op het land komen, in combinatie met zonne-energie die in Australië ruim beschikbaar is. De waterstof zal vermoedelijk geëxporteerd worden naar Aziatische landen om de industrie daar groener te maken. In 2027 moet het project klaar zijn; zo'n concrete datum hebben de meeste andere projecten op deze lijst niet. Australië, dat zichzelf graag wil profileren als

¹¹ Via annuïteitberekening

waterstofland, wilde de benodigde vergunningen voor het project versneld uitschrijven. Maar er ontstond recent ophef toen de milieuminister het project 'onacceptabel' noemde omdat het de vogeltrek zou kunnen verstoren.

5. NortH2, Nederland, 10 gigawatt

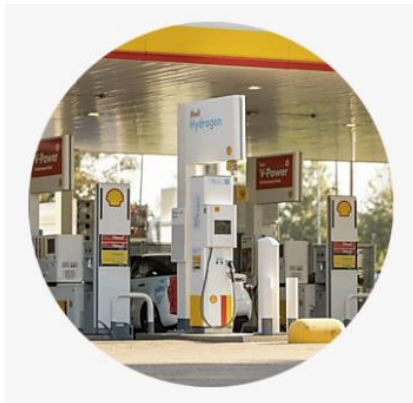
Ten slotte een stukje Hollands glorie: het voorgenomen NortH2-project, waar Shell een belangrijke aanjager is, behoort met zijn 10 gigawatt tot de grootste geplande waterstofparken. Met offshore wind uit de Waddenzee moet het project een boost geven aan de [ontwikkeling van Groningen](#), dat nu al meer inzet op waterstof dan andere provincies. Bovendien kan het gasnetwerk aldaar dienst doen voor waterstoftransport. Op dit moment loopt er een haalbaarheidsstudie en het project moet uiterlijk 2040 helemaal af zijn. Maar de betrokken partijen, vooral bedrijven uit de olie- en gasindustrie, wachten ook op subsidie vanuit de EU en Nederland om het project te financieren.

6. Bécancour, Canada, 20 megawatt

Een dwerg in vergelijking met de reuzen hierboven, maar de enige die echt bestaat: de waterstoffabriek in Quebec, Canada van het bedrijf Air Liquide. Deze faciliteit met 20 megawatt capaciteit maakt 3000 ton waterstof per jaar met hulp van stroom uit waterkracht. Het project opende dit jaar officieel zijn deuren, en levert nu groene waterstof aan de omliggende industrie en aan zwaar transport.

5.17 Mondiale ontwikkeling van H2-tankstations

In 2020 zijn er wereldwijd 584 waterstoftankstations in gebruik. De markt maakt een sterke groeiversnelling door. De implementatie van de stations in verschillende markten is in volle gang, wat de vooruitzichten voor grootschalige consumentenacceptatie van brandstofcelvoertuigen (FCV's) versterkt.



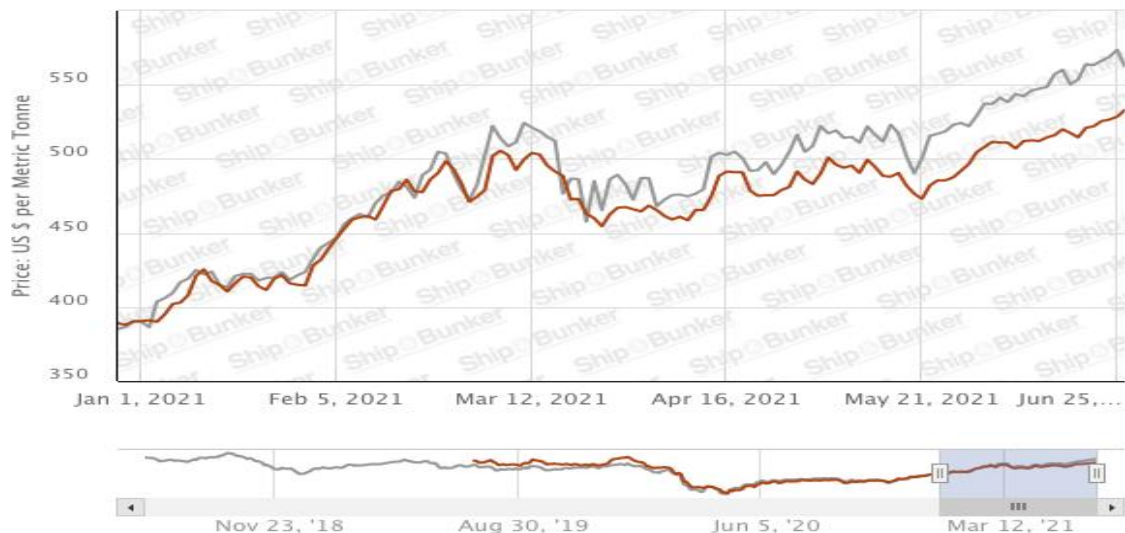
Dit vindt vooral plaats in Azië-Pacific, waar Japan de duidelijke leider is met bijna 150 waterstofstations. De sterkste groei is te zien in China, waar meer dan honderd waterstofstations in gebruik zijn genomen. Zuid-Korea, Oostenrijk en Denemarken zijn de eerste landen waar voldoende waterstofstations zijn ingezet om een FCV door het land te kunnen laten reizen. In Europa wordt de inzet van waterstofstations geleid door Duitsland, maar ook in Frankrijk en Nederland stijgt het aantal implementaties snel. In de VS breidt Californië het aantal waterstofstations verder uit en in het noordoosten is er snel een netwerk van waterstofstations in opkomst. Ook in het Midwesten (Ohio) stijgt het aantal implementaties snel.

Naarmate de marktacceptatie van waterstof-brandstofcelbussen en vrachtwagens verder toeneemt, worden steeds meer waterstofstations voor zwaar transport geïmplementeerd. In de komende jaren zullen steeds vaker waterstofbrandstofcellen worden gebruikt om treinen, vliegtuigen en zeeschepen aan te drijven, waardoor de groei van waterstofstations verder wordt gestimuleerd.

FIGUUR Q SHELL OPENT IN NEDERLAND 5
TANKSTATIONS VOOR WATERSTOF

5.18 Bunkerprijzen van gasolie

De gasolie die voor de binnenvaart en visserij wordt gestookt heeft een bepaalde kwaliteit laag zwavel gehalte. In de markt bekend onder de productnaam: VLSFO is Max 0.5% zwavel fuel (Ook bekend als IMO2020 grade bunkers).



Figuur 18 Bunkerprijzen gasolie – grijze lijn o.b.v. Brent oil, bron: [Rotterdam Bunker Prices](#), de gemiddelde prijs in de afgelopen jaren ligt iets boven de 45 Eurocent per liter

5.19 Prijsontwikkeling van componenten

Uit wereld- wijd onderzoek blijkt dat de prijzen van componenten zoals stacks in elektrolyzers en brandstofcellen, compressoren en opslagsystemen, in de loop van de tijd waarschijnlijk zullen dalen. Daarentegen zijn platina en iridium schaarse edele metalen, waardoor de prijzen van stacks op grond van grondstoffen weer niet snel zullen dalen. Uitgaand van het huidige prijsniveau is nagegaan welke prijzen op welke termijn haalbaar zullen zijn.

5.20 Partijen betrokken bij maritiem transport met waterstof

- [International Energy Agency – Hydrogen Implementing Agreement \(IEA-HIA\)](#)
- [NTNU Norwegian University of Science and Technology \(Director\)](#)
- [European Commission](#)
- [Norwegian Maritime Authority](#)
- [International Association of Classification Societies \(IACS\)](#)
- [DNV GL](#)
- [LR](#)
- [SINTEF Ocean](#)
- [Maritime Forening Sogn og Fjordane](#)
- [Institute for Energy Technology \(IFE\)](#)
- [University of Southampton](#)
- [University of Trieste](#)
- [cEnergy](#)
- [University of Genoa](#)
- [VTT Technical Research Centre of Finland](#)
- [Proton Motor](#)
- [PowerCell](#)
- [ENGIE](#)
- [Hyseas Energy](#)
- [PersEE](#)
- [Technical University of Madrid](#)
- [National Institute of Aerospace Technology, Spain \(INTA\)](#)
- [Delft University of Technology](#)
- [Royal IHC](#)
- [Damen](#)
- [Holland Shipyards](#)
- [Future Proof Shipping](#)

5.21 Potentiele leveranciers

- (1) Humsterland Energie
- (2) Resato – fillstations & Compressoren
- (3) Erreue – elektrolyzers AEL
- (4) Nel – elektrolyzers PEM & AEL
- (5) Siemens – elektrolyzers
- (6) Hydrogenics - elektrolyzers
- (7) Green Planet – operator fillstations
- (8) Holthausen – installateur/ bouwer H2 systemen in mobiliteit
- (9) Neuman-Esser group compressoren
- (10) Vivo Chem demiwater & KOH
- (11) Lentech levering demiwater productie apparatuur

5.22 Referentie bronnen

- [1] Berekeningen met waterstof: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/unit-conversion-calculator>
- [2] Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up elektrolyzers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, IRENA 2020 Status quo en kostenreductie analyse https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf
- [3] Thermodynamische eigenschappen en gedrag in gasstromen van waterstof gericht op opslag en transport juli 2020 [Aliakbar Hassanpouryouzband](https://www.nature.com/articles/s41597-020-0568-6) et al <https://www.nature.com/articles/s41597-020-0568-6>
- [4] Enthalpy berekenen van reacties met waterstof: Contributed by [Robert Belford](#) Professor (Chemistry) at [University of Arkansas at Little Rock](#) juni 2020 [https://chem.libretexts.org/Courses/University_of_Arkansas_Little_Rock/Chem_1402%3A_General_Chemistry_1_\(Belford\)/Text/5%3A_Energy_and_Chemical_Reactions/5.7%3A_Enthalpy_Calculations](https://chem.libretexts.org/Courses/University_of_Arkansas_Little_Rock/Chem_1402%3A_General_Chemistry_1_(Belford)/Text/5%3A_Energy_and_Chemical_Reactions/5.7%3A_Enthalpy_Calculations)
- [5] Omgekeerde Joule Thomson effect voor waterstof: https://en.wikipedia.org/wiki/Joule-Thomson_effect
- [6] Overzicht brandstofcellen, US department of energy - may 2014 https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/08/f18/fcto_fuel_cells_comparison_chart.pdf
- [7] Goed overzicht van ontwikkelingen Christina Wulf, .. Petra Zapp, in [Hydrogen Supply Chains](#), 2018 <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/elektrolytic-hydrogen-production>
- [8] Waterstof distributieketen. Met daarin een algoritme om het tankproces efficiënter te maken. Goed overzicht van ontwikkelingen. https://books.google.com/books/about/Hydrogen_Supply_Chain.html?hl=nl&id=gyZqDwAAQBAJ
- [9] Han Liu and Jing Ma, Senior Member, IEEE – overzicht van waterstof onderzoek activiteiten (2015) <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=9265474>
- [10] Bouw van cavernes voor mogelijke waterstof opslag bij Zuid Wending uitgave Energy stock 2021 <https://www.agbzw.nl/onze-cavernes/hoe-een-caverne-wordt-gebouwd>
- [11] (Inter)nationale subsidiemogelijkheden 2021 <https://www.topsectorenergie.nl/subsidiemogelijkheden-voor-waterstof-europa>
- [12] Netwerktarieven voor elektriciteit <https://www.enexis.nl/zakelijk/aansluitingen/tarieven/netwerkkosten-berekenen-elektriciteit>
- [13] Opslagmethodieken voor waterstof en energie van compressie Sofoklis S. Makridis 2016. <https://www.dynamictidalpower.eu/resources/Documenten/Hydrogen-storage-and-compression-2018-.pdf>
- [14] Kosten compressoren en energiekosten compressie opgave leverancier Resato juni 2021
- [15] Optimum concentratie van KOH voor AEM elektrolyse 0,5 – 1 M, [Immanuel Vincent](#) et al 2021 <https://www.nature.com/articles/s41598-020-80683-6>
- [16] [Kosten elektrolyt demiwater, KOH en NaOH opgave leverancier Vivo Chem juni 2021](#)
- [17] [Kosten AEM elektrolyser, prijsopgave Erredu \(Holthausen\) juni 2021](#)
- [18] Degradatie van PEM stacks december 2020, GeorgiosPapakonstantinou <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920313751>

- [19] Gasverlies bij verschillende drukken in het systeem
https://www.researchgate.net/figure/Hydrogen-gas-loss-at-various-operating-pressure_tbl5_235746992
- [20] [Kamervragen beantwoord over Kabinetsvisie waterstof 4 juni 2020](#)
- [21] [Hydrogen-production-with-sea-water-elektrolysis-using-Norwegian-offshore-wind-energy-potentials-2014-KonradMeier](#)
- [22] [Renewable power generation cost 2019 \(IRENA 2020\)](#)
- [23] [PBL Conceptadvies 2020 SDE ++ Waterstof](#)
- [24] [PBL Conceptadvies 2021 SDE++ alle categoriën](#)
- [25] [PBL Eindadvies basisbedragen-sde2021-deel1 HBE pag waterstof pag 164 ev](#)
- [26] [Voorinformatie RVO EZK subsidie \(€ 1000 per ton CO2\) versnellingsinstrument implementatie H2](#)
- [27] [Exploitatie viskotters motorvermogen 150 – 300 kW WUR -2015](#)
- [28] [Vergunningen voor productie en distributie waterstof Rijksoverheid 2020](#)
- [29] [Lijst emissiefactoren RVO 2020](#)
- [30] [Stimuleren van walstroom CE Delft feb 2020](#)
- [31] [Lentech aanbod demi water installatie](#)
- [32] [Offerte H₂ compressoren **NEUMAN & ESSER Deutschland GmbH & Co. KG**](#)
- [33] [Factsheet PEM elektrolyzers TNO 2018](#)
- [34] [Portaal scheikunde](#)
- [35] [Veiligheidseisen kaliloog](#)
- [36] [Waterstofproject NorthH2 800.000 ton in 2040 uit wind op Noordzee](#)
- [37] [Windpower fundamentals MIT 2009](#)
- [38] [Rendement turbines in venturi kamers hoger dan Betz](#)
- [39] [Metingen aan windturbines en optimaal onderhoud TNO](#)