

DNV·GL

Technologiebeoordeling van groene waterstofproductie

Enpuls

DNV GL doc. nr: OGNL.165711

Datum: 29 november 2018

In samenwerking met:

TNO innovation
for life



Klantgegevens

Klantnaam: Enpuls
Klantadres: Orthen 63, 5231 XP 's-Hertogenbosch
Contactpersoon: Alexander Savelkoul

DNV GL bedrijfsgegevens

DNV GL Juridische Entiteit: DNV GL Netherlands B.V.
DNV GL Organisatie Unit: Oil & Gas
DNV GL Adres: 9704 CA GRONINGEN
DNV GL Telefoon: +31 (0)50 7009700

DNV GL doc. Nr.: OGNL.165711
Projectnummer 10116188

Over dit document

Titel: Technologiebeoordeling van groene
waterstofproductie
Datum eerste uitgave: 29 november 2018
Afbeelding voorpagina: R. de Kler (TNO)

Disclaimer

Copyright © 2018, DNV GL Netherlands B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijv. een PDF bestand) en de originele door DNV GL verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

DNV GL Netherlands B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, bijkomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

DNV GL Netherlands B.V.

Gemaakt door:

Johan Holstein
Rob van Gerwen
Jochum Douma

Yvonne van Delft (TNO/ECN)
Marija Saric (TNO/ECN)

Goedgekeurd door:

Johan Knijp



Inhoudsopgave

1	INLEIDING.....	3
1.1	Interactie met andere modules	3
2	PRODUCTIETECHNOLOGIËN.....	4
2.1	Biomassavergassing	4
2.2	Elektrolyse	8
2.3	SMR (met biogas)	18
3	PRODUCTIEKOSTEN VAN WATERSTOF.....	20
3.1	Berekening van de levelized cost van waterstof	20
3.2	Invloed van het aantal bedrijfsuren voor elektrolyse	21
3.3	Overzicht resultaten van de berekeningen	22
4	TOTAALOVERZICHT PRODUCTIETECHNOLOGIEËN.....	25
5	REFERENTIES.....	26

1 INLEIDING

Nederland is volop bezig haar energiesysteem te verduurzamen. In deze energietransitie zullen opwek door duurzame energiebronnen, efficiënt gebruik van energie en een switch naar gebruik van schone energie het huidige fossiele systeem gaan vervangen. De netbeheerder speelt hierin een belangrijke rol. Door slim gebruik te maken van de aanwezig infrastructuur van zowel gas en elektriciteit kan zij ervoor zorgen dat schaalbare oplossingen worden ontwikkeld die de energietransitie versnellen.

Enpuls helpt om Nederland duurzamer te maken. Daarom zoekt zij met een frisse blik steeds naar nieuwe ideeën. Ze kijkt onder andere naar wat bedrijven en huishoudens nodig hebben voor hun duurzame energievoorziening? De energiekeuzes van bedrijven en consumenten worden steeds belangrijker in het energiesysteem van de toekomst. Daarom onderzoeken ze (toekomstige) klantbehoeftes en nieuwe marktmodellen die het aantrekkelijk maken om energie te gebruiken of op te slaan als er veel beschikbaar is. Enpuls ontwikkelt schaalbare oplossingen die de energietransitie versnellen. De focus ligt hierbij op duurzame gebiedsontwikkeling, flexibele energiesystemen, energiebesparing en duurzame mobiliteit. De Enexis Groep, en zo dus ook Enpuls, ziet flexibiliteit als een onmisbaar instrument om de energietransitie te verwezenlijken.

Enpuls laat zich inspireren door ontwikkelingen in de maatschappij en nieuwe technologie. De ontwikkelingen op het gebied van waterstof hebben de laatste jaren een vlucht genomen. Er zijn inmiddels studies en onderzoek die de rol van waterstof erkennen. Als gevolg hiervan is een routekaart ontwikkeld waarin de rol van waterstof centraal staat. Als de waterstof wordt geproduceerd uit duurzame bronnen spreken we over groene waterstof. Groene waterstof, in het bijzonder als het wordt verkregen middels water elektrolyse, kan enerzijds als groene brandstof/grondstof worden ingezet en anderzijds een flexibilitiedienst voor het elektrische systeem leveren.

Enpuls wil meer inzicht verkrijgen in de marktpotentie van groene waterstof(technologie) en met een businessmodel de rol voor de regionale netbeheerder bepalen voor maatschappelijk verantwoord netbeheer.

Enpuls heeft DNV GL en TNO gevraagd om dit inzicht te geven. Door middel van dit project hebben de opdrachtnemers aan Enpuls inzicht gegeven in het businessmodel voor groene waterstofproductie om maatschappelijk verantwoord netbeheer uit te kunnen voeren in energieproducerende gebieden.

1.1 Interactie met andere modules

Om deze doelstelling te behalen heeft Enpuls een uitvraag gedaan voor een drietal substudies:

1. Inzicht in groene waterstof productietechnologieën
2. Marktpotentie groene waterstof productiefaciliteiten
3. Business case groene waterstofproductie en rol netbeheerders

Module 1 geeft inzicht in groene waterstof productietechnologieën in het onderhavige rapport waarnaast nog een database is opgebouwd in Excel. Hierin zijn voor de verschillende technologieën kentallen gegeven en is er een LCOH₂ berekening gemaakt wat een grof inzicht geeft in de productiekosten van waterstof. Door DNV GL en TNO zijn twee separate rapportages opgesteld waarin de andere aspecten zijn beschreven.

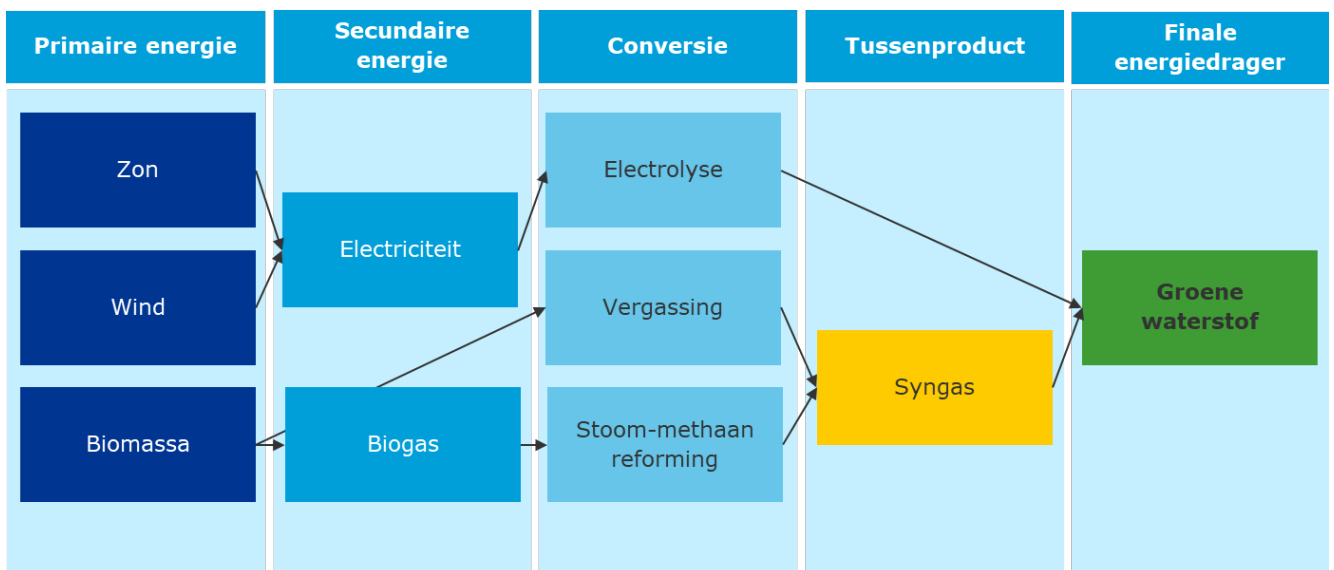
2 PRODUCTIETECHNOLOGIËN

Voor de productie van groene waterstof zijn op dit moment, en tot 2030, verschillende productiemethoden te onderscheiden. Zo kan groene waterstof worden geproduceerd uit duurzame elektriciteit middels elektrolyse van water, uit biomassa middels biomassavergassing, middels stoom-methaan-reforming met biogas, middels biologische conversie, en via plasma.

In overleg met Enpuls, hebben DNV GL en TNO de volgende technologieën in beschouwing genomen:

- Biomassavergassingstechnologie; waarbij onderscheid is gemaakt tussen de verschillende conventionele vergassingstechnologieën en state-of-the-art vergassingstechnologieën, zoals superkritische watervergassing.
- Elektrolysetechnologie; waarbij onderscheid is gemaakt tussen Proton-Exchange Membraan elektrolyse (PEM), Alkaline elektrolyse (AE) en Solid-Oxide elektrolyse (SOE).
- Stoom-methaan-reforming (SMR), waarmee het kraken van methaan in koolstof en waterstof wordt bedoeld. Bij het gebruik van groengas of CO₂-gecompenseerde aardgas wordt gebruikt, kan groene waterstof worden geproduceerd.

Groene waterstof middels plasmatechnologie alsmede groene waterstof middels biologische conversie zijn op dit moment nog niet marktrijp gebleken en daarom buiten beschouwing gelaten in deze studie. Onderstaande figuur 1 geeft een overzicht van de beschouwde productieroutes voor groene waterstof.




Figuur 1: Geïntegreerde productieroutes voor groene waterstof [1]

2.1 Biomassavergassing

Vergassing is een volledige thermische afbraak van de biomassa in een brandbaar gas, vluchtige stoffen en as in een ingesloten reactor (vergasser) in de aanwezigheid van een extern toegevoerd oxidatiemiddel (lucht, zuurstof, water of anders). In de basis is vergassing een technologische tussenstap tussen pyrolyse en verbranding, en het betreft een endotherm proces [2] [3].

Vergassing van biomassa zorgt voor de productie van een gasmengsel van koolwaterstoffen, waterstof, koolmonoxide, koolstofdioxide en waterdamp. Dit brandbare gasmengsel wordt ook wel synthesegas of



syngas genoemd. Syngas kan worden gereinigd en worden gebruikt voor de conversie naar chemische producten of voor de opwekking van warmte en elektriciteit. Daarnaast worden char (vaste koolstof), as en teer gevormd. Vergassingsproducten, hun samenstelling en hoeveelheid worden beïnvloed door vergassingsmiddelen, temperatuur, druk, verwarming en brandstofkarakteristieken (samenstelling, watergehalte, korrelgrootteverdeling) [3].

Vergassingstechnologie heeft het unieke kenmerk dat het in staat is om een brede range aan biomassa om te zetten in een bruikbare en hoogwaardige energiebron [4]. Voor de stabiliteit van het proces is het echter wel wenselijk om de inputstroom van biomassa zo homogeen mogelijk te houden, in termen van C:H-ratio, vocht-, as-, mineralengehalte.

2.1.1 Technologieprincipes

Voor biomassavergassing zijn meerdere technologieprincipes in de markt beschikbaar en worden deze nog ontwikkeld. Grofweg zijn de navolgende vier technologieprincipes te onderscheiden op basis van de reactortypes die worden toegepast: vastbedreactoren, bubbelbedreactoren met gefluidiseerd bed, circulerende wervelbedreactoren en meegevoerde reactoren. Naast de vier technologieprincipes speelt ook het vergassingsmedium een rol: lucht, zuurstof of stoom.

1. Bij vastbed vergassingsreactoren wordt gebruik gemaakt van opwaartse en neerwaartse stroming van de producten en reactanten. Het is een tegenstroomreactor waarin biomassa wordt ingebracht aan de bovenkant en naar beneden stroomt door de reactor naar een rooster waar as wordt verwijderd. Het vergassingsmedium (voornamelijk lucht) wordt onder het rooster ingevoerd en stroomt opwaarts door de reactor. Aan de onderkant van de reactor (verbrandingszone) brandt kool om koolstofdioxide en stoom te vormen, die vervolgens in tegenstroom door het bed omhoog stromen naar de naar neerwaartse stromende vaste stoffen. De hete kool zorgt voor de conversie van CO₂ en stoom, tot CO en waterstof. De uitlaatgastemperatuur in een neerwaartse vaste bedvergasser is typisch ongeveer 700°C.
2. Gefluidiseerd bed: In een gas-vast gefluidiseerd bed worden biomassadeeltjes tot circa 10 mm doorsnede in suspensie gebracht met een gasstroom van beneden. Het gefluidiseerde bed ziet eruit als een kokende vloeistof en heeft de fysische eigenschappen van een vloeistof. Het vergassingsrendement is zeer efficiënt en heeft typisch 95% -99% koolstofomzetting.

De bekende installaties in Güssing (8 MW-input in Oostenrijk) en Gotenburg (GoBiGas-project in Zweden) zijn beide circulerende wervelbedvergassers die gebruik maken van stoom [2]. Het voordeel van deze technologie is dat een syngas met een hoog gehalte aan methaan en waterstof wordt gegenereerd. Het syngas heeft een laag stikstofgehalte, een hoog waterstofgehalte en een H₂:CO-ratio van 1,6 – 1,8. De commissioning van de GoBiGas installatie (totaal 32 MW-biomassa input) in Gotenburg is in 2013 begonnen, maar de reguliere operatie pas in augustus 2015 gestart; één van de uitdaging was dat de inputkwaliteit van het syngas voor de methanisering zeer constant moet zijn. De tweede fase van het project (100 MW-gasoutput) is in verband met economische haalbaarheid on-hold gezet.

3. Circulerend vloeistofbed zijn vergelijkbaar met de gefluidiceerde bedreactor, maar circuleert de vloeistof om het contactoppervlak tussen biomassa en medium te verhogen.
4. Bij stofwolkvergassing (“entrained flow”) wordt biomassa in poedervorm geïntroduceerd in de reactor (in het algemeen een drukreactor) waarbij onder temperaturen van >1200°C vergast wordt. De verblijftijden zijn zeer kort (seconden) maar de installatie is zeer gevoelig voor vervuiling en storingen door smeltende as. Stofwolkvergassing is het meest geschikt voor homogene biomassa met een zo laag mogelijk asgehalte. Gerenommeerde partijen, waaronder

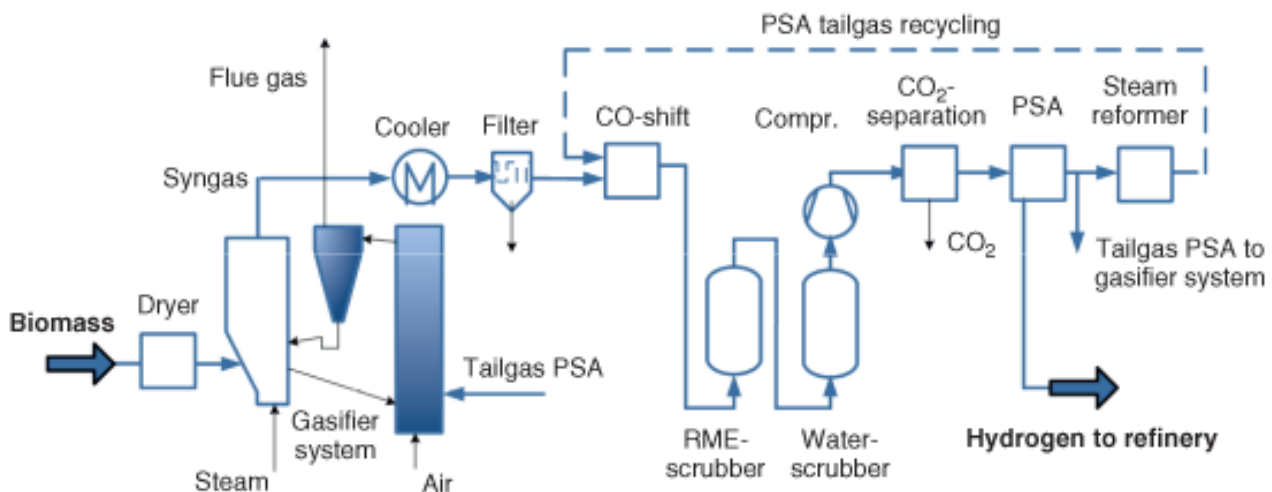
Shell, GE, Siemens, CBI, Thyssen Krupp, Lurgi en de Chinese universiteiten ECUST en Tsinghua maken gebruik van entrained flow vergassers en het is thans de meest toegepaste vergassingstechnologie (van kolen en petroleumcokes). Ondanks het succes van deze technologie heeft er slechts een beperkte ontwikkeling van entrained flow biomassavergassing plaatsgevonden. De relatief lage warmte-inhoud van de biomassa, de hoge energetische kosten van de biomassavoorbereiding om het vochtgehalte te verlagen tot lage niveaus, en in het bijzonder om te komen tot de kleine en consistente deeltjesgrootte van ca. 1 mm door malen van de biomassa, of het gebruik van aanvullende voorbehandeling zoals door torrefactie of pyrolyse, zijn hiervan de belangrijkste redenen. Desalniettemin zullen door de voordelen zoals het bijna teervrije syngas de interesse in entrained flow biomassavergassing behouden.

2.1.2 Superkritische watervergassing

Conventionele vergassingstechnologieën zoals boven beschreven zijn alleen geschikt voor de omzetting van droge biomassastromen; natte biomassastromen kunnen niet economisch worden omgezet vanwege de grote hoeveelheid energie die nodig is voor verdamping van water. Een van de nieuwe technologieën voor de conversie van natte biomassa en afvalstromen is vergassing in superkritisch water. Het hoge vochtgehalte van zogenaamde natte biomassastromen (>60% vochtgehalte) maakt conventionele thermochemische technologieën inefficiënt vanwege de hoge energiebehoefte aan waterverdamping. Vergassing van biomassa in warm, samengeperst water (temperatuur > 275°C, druk >220 bar) wordt beschouwd als een veelbelovende techniek om natte biomassastromen om te zetten in een gas dat rijk is aan waterstof of methaan, afhankelijk van de bedrijfsomstandigheden en de toegepaste katalysator om het proces te versnellen. Omdat temperatuur en druk net boven het superkritische punt van water in het fasediagram zijn, wordt dit proces superkritische watervergassing genoemd. Door de hoge druk werkt het water oxiderend. De zuurstof uit het water vormt vervolgens verbindingen met de koolstof uit de biomassa. Afhankelijk van de procestemperatuur en de samenstelling van biomassa is het aandeel waterstof in syngas circa 10-35%. De procestijd is slechts enkele minuten en het gas komt onder druk vrij [5].

2.1.3 Productieketen

Een procesdiagram van de hoofdcomponenten van een biomassavergasser met nabehandeling om groene waterstof te leveren, zijn weergegeven in Figuur 2. Voordat de biomassa wordt vergast, wordt het gedroogd. Met stoom als vergassingsmedium wordt syngas gevormd, dat vervolgens wordt gekoeld. Daarna wordt in dit voorbeeld een CO-shift (de omzetting van koolstofmonoxide [CO] naar koolstofdioxide [CO₂]) toegepast, om vervolgens CO₂ van groene waterstof te kunnen scheiden. Hierdoor kan vrijwel zuiver groene waterstof worden verkregen.



Figuur 2: Voorbeelden van een productieketen met biomassavergassing [6]

Zoals eerder gememoreerd, is het wenselijk om de inputstroom van biomassa zo homogeen mogelijk te houden. Pyrolyse en torrefactie zijn technologieën die ervoor zorgen dat de homogeniteit van biomassa toeneemt, verbrost waardoor het makkelijker vergast, een verhoogde verbrandingswaarde krijgt en waterafstotend wordt. Pyrolyse is een voorgeschakeld techniek voor het vergassingsysteem. In wezen gebruikt pyrolyse hetzelfde proces als vergassing, maar het proces is beperkt in temperatuur tot tussen 300°C en 600°C. Conventionele pyrolyse omvat het verwarmen van het oorspronkelijke materiaal in een reactorvat in afwezigheid van lucht totdat de vluchtige materie uit de biomassa is vrijgemaakt [7].

Torrefactie is een thermochemische opwerkingstechniek om vanuit een vezelige biomassasoort in een inerte omgeving bij 230-300°C een verbeterd product te maken. Het torrefactieproces kan biomassa dat door zijn eigenschappen niet of moeilijk inzetbaar is voor syngasproductie dusdanig conditioneren dat het via het vergassingsproces wél inzetbaar is. Zo is meer biomassapotentieel toegankelijk voor de productie van syngas. In tegenstelling tot onbewerkte biomassa, kan getorreficeerde biomassa wel worden toegepast in een entrained flow vergasser.

2.1.4 Karakteristieken

Het thermisch rendement van de omzetting van biomassa in syngas ligt tussen 75-90% afhankelijk van het processtype dat wordt toegepast. Voor- of nageschakelde technologieën, zoals torrefactie, gaszuiveringsprocessen of synthese processen zorgen er echter voor dat het energetisch rendement afneemt door de benodigde warmtevraag in deze processen. Het rendement om uiteindelijk waterstof te produceren wordt geschat op zo'n 65%. De zogenaamde technologie readiness levels van de vergassingsprocessen variëren van TRL 6 tot TRL 8. Dat wil zeggen dat de technologie zich bevindt in de demonstratiefase op industriële schaal. De time-to-market wordt mondiaal geschat op 5-15 jaar, terwijl in Nederland diverse initiatieven ontplooid worden om biomassavergassing op semi-industriële schaal in te zetten.

2.1.5 Kosteninventarisatie

Vanwege de onvolwassenheid van biomassavergassingstechnologie en het gebrek aan commerciële installaties op industriële schaal, is het moeilijk om een goede kosteninschatting te maken. De productiekosten voor de verschillende opties worden daarom veelal geschat op basis van modelstudies, aangevuld met (beperkt beschikbare) praktijkgegevens. In de industrie wordt verwacht dat technologieleveranciers, fabrikanten en ingenieursbureaus innovaties zullen inzetten om de technologie efficiënter te maken en daardoor de kapitaalkosten en installatiekosten zullen dalen. Het

gerenommeerde NREL [8] verwacht dat de kapitaalkosten van biomassavergassingstechnologie de komende 10 tot 15 jaar met 10-15% zullen dalen. Door [7] en [9] worden de huidige kapitaalkosten ingeschat op 3800 €/kW_{th_input}, maar zouden deze naar 1000 €/kW_{th_input} kunnen dalen in 2050 uitgaande van gelijkblijvende biomassaprijzen. Door [10] worden de huidige kapitaalkosten ingeschat tussen de 1700 en 3000 €/kW_{th_input}.

Biomassavergassing wordt in Nederland gesubsidieerd binnen de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE+) [11]. Voor de vaststelling van de basisbedragen van de SDE-subsidie wordt uitgegaan van zowel snoei- en dunningshout (9 GJ/ton, 50 €/ton) als houtpellets (17 GJ/ton, 170 €/ton) die als referentie zijn gebruikt. Overigens zijn de kosten van biomassa volatiel en afhankelijk van de marktsituatie en kunnen daardoor impact hebben op de totale business case. Circa 20-40% van de kosten van biomassavergassing zijn de brandstofkosten van biomassa [10].

Een biomassavergassingsinstallatie bestaat uit een vergassings-, gasreinigungs- en gasopwaarderingsinstallatie voor invoeding van groengas in het net. Voor een installatie met een vermogen van 21 MW_{th_uit} aan hernieuwbaar gas, een energetisch rendement van vergassing naar bio-SNG van 65%, zijn de investeringskosten geraamd op 3250 €/kW_{output}. Dit bedrag omvat vergassing, reiniging, opwaardering en invoeding in het gasnet. De O&M-kosten worden geraamd op 285 €/kW_{output}. De genoemde kostenprijzen zijn dus inclusief gasreiniging en gasopwaardeerinstallatie (methanisering) naar groengas. In de levelized costs berekening in hoofdstuk 3.3 wordt tevens uitgegaan van de in SDE+-regeling genoemde investeringskosten, omdat voor het verkrijgen van groene waterstof uit syngas eveneens gasreiniging en gasopwaarderings benodigd zal zijn.

2.1.6 Afhankelijkheid van biomassa

In de recent uitgebrachte Routekaart Waterstof van het TKI Nieuw Gas [12] wordt de vergassingsroute voor de productie van groene waterstof betwist door de publieke discussies over de beschikbaarheid van duurzame biomassa. Door de vele alternatieven voor inzet van biomassa in toepassingen waar naast groene waterstof behoefte is aan klimaatneutrale koolstof, is het de vraag of inzet van biomassa voor enkel waterstofproductie op de lange termijn nagestreefd moet worden. Er lijkt meer behoefte aan inzet van biomassa, direct of via syngas, waar ook benutting van de koolstof een rol speelt. Hierbij kan worden gedacht aan duurzame chemische producten en materialen, en aan duurzame biobrandstoffen en synthetische brandstoffen voor de lucht- en scheepvaart.

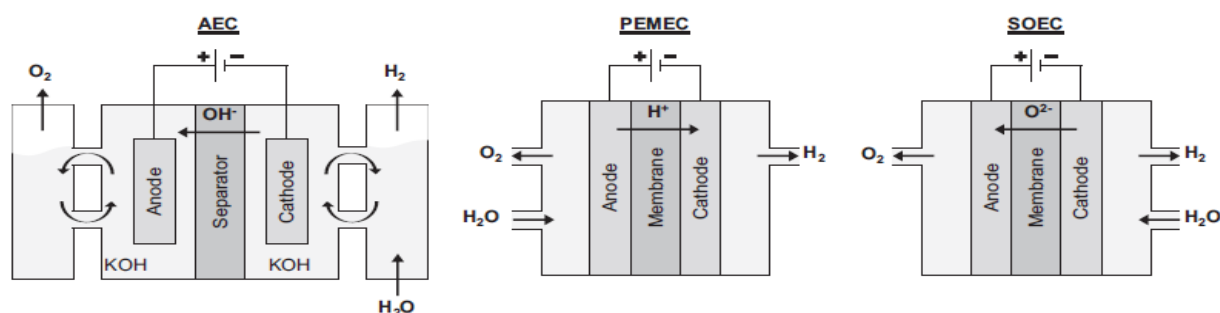
2.2 Elektrolyse

Bij elektrolyse wordt water (H₂O) omgezet in waterstof (H₂) en zuurstof (O₂) waarbij elektrische energie dit proces initieert. In zijn simpelste vorm wordt er gelijkspanning op twee elektroden gezet, een kathode (negatief geladen) en een anode (positief geladen), die worden gescheiden door een elektrolyt. Waterstof wordt gevormd bij de kathode en zuurstof bij de anode. Er zijn verschillende variaties op elektrolyse waarbij op dit moment Alkaline Elektrolyse (AE), Proton Exchange Membrane (PEM) en Solid Oxide Elektrolyse (SOE) het meest noemenswaardig zijn.

AE maakt gebruik van een vloeibaar elektrolyt wat bestaat uit een mix van (demi) water en Kalium Hydroxide. 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 veelal atmosferisch. Hoewel de waterstofpuurheid iets lager ligt dan de andere elektrolyzers is het nog steeds voldoende voor de meeste toepassingen en zo ook nog steeds geschikt voor brandstofcellen.

Bij PEM is er geen vloeibaar elektrolyt maar een polymeer membraan waar alleen waterstofionen door kunnen passeren. Water wordt bij de anode gesplitst in zuurstof, waterstofionen en twee elektronen. De waterstofionen en de elektronen passeren het polymeer membraan en vormen vervolgens waterstof bij de kathode. Ook hier ligt de operationele temperatuur rond de 60-80 °C maar is de uitgangsdruk van het waterstof meestal 30 bar.

SOE maakt gebruik van een keramisch membraan waarbij het water bij de kathode wordt gesplitst in waterstof en zuurstof ionen waarna de zuurstof ionen door het membraan passeren om het circuit te sluiten en te reageren met zuurstof bij de anode. De operationele temperatuur ligt erg hoog, tussen de 700 en 900 °C, en wanneer externe temperatuurbronnen kunnen worden gebruikt kunnen er hoge rendementen worden bereikt [13].



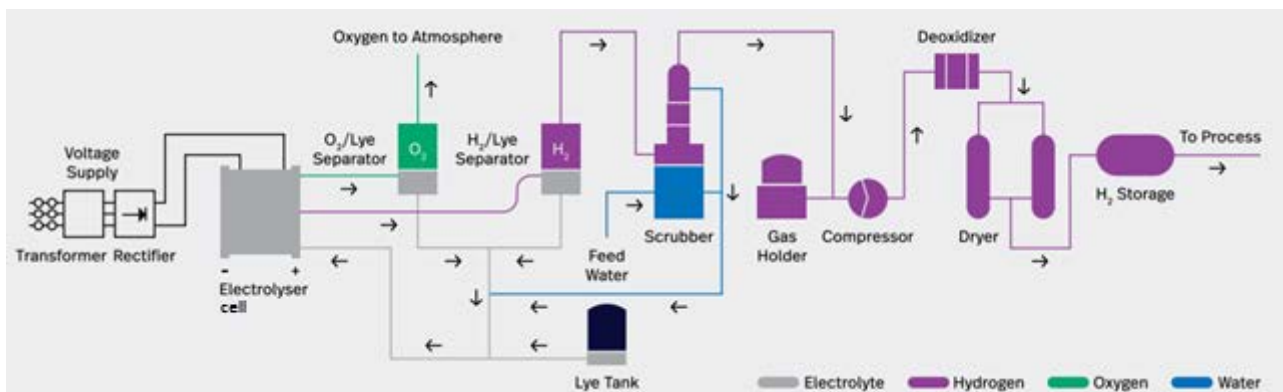
Figuur 3: Versimpelde weergave van de drie verschillende elektrolyser technologieën [14]

DNV GL en TNO hebben van vier grote elektrolyser fabrikanten (NEL, ITM, Hydrogenics en Siemens) productieinformatie verzameld, waarbij tevens twee fabrikanten (Hydrogenics en Siemens) ook zijn bezocht op hun fabriekslocatie. Geen van de fabrikanten is op dit moment gefocust op SOE en konden hierover geen informatie verschaffen. Op basis van de gesprekken, literatuur en andere ervaringen zijn de verschillende elektrolyse technologieën hieronder beoordeeld.

2.2.1 Alkaline (AE)

AE is op dit moment de meest ontwikkelde technologie en speelt al sinds de vorige eeuw een grote rol in de chemische industrie. Capaciteiten kunnen variëren tussen enkele kW's (10 Nm³/h) en 2.5 MW (500-600 Nm³/h). Er wordt nog gewerkt aan grotere cellen en een hogere productiecapaciteit. Het is van belang om onderscheid te maken in het vermogen van de elektrolyser cel (het belangrijkste component) en de totale installatie. Een totale installatie kan bestaan uit meerdere cellen en wordt simpelweg opgeschaald door meer cellen te plaatsen om tot het gewenste vermogen te komen. Er zijn op deze manier waterstof productielocaties gebouwd van meer dan 140 MW (NEL-referentie). Boven de 2.5 MW wordt opschaling dus gerealiseerd met meerdere cellen. Andere apparatuur kan mogelijk wel groter worden uitgevoerd waarbij met name vaten en leidingen kunnen zorgen voor schaalvoordeel.

Een indicatie van de hoofdcomponenten van een alkaline elektrolyser zijn weergegeven in onderstaande figuur. De hele installatie wordt veelal gevoed met wisselspanning (0.7-22 kV afhankelijk van wat er beschikbaar is) wat voor de cel nog wordt omgevormd naar gelijkspanning en een lager voltage. De cel wordt gevoed met een mix van (demi) water en kaliumhydroxide (KOH), oftewel het elektrolyt. Wanneer het water niet direct gedemineraliseerd kan worden aangeleverd moet hier dus nog een zuiveringsstap voor. Na de elektrolyser cel 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 weg gekoeld in een koelunit.



Figuur 4: Versimpeld overzicht van de componenten in een alkaline elektrolyser (NEL-referentie).

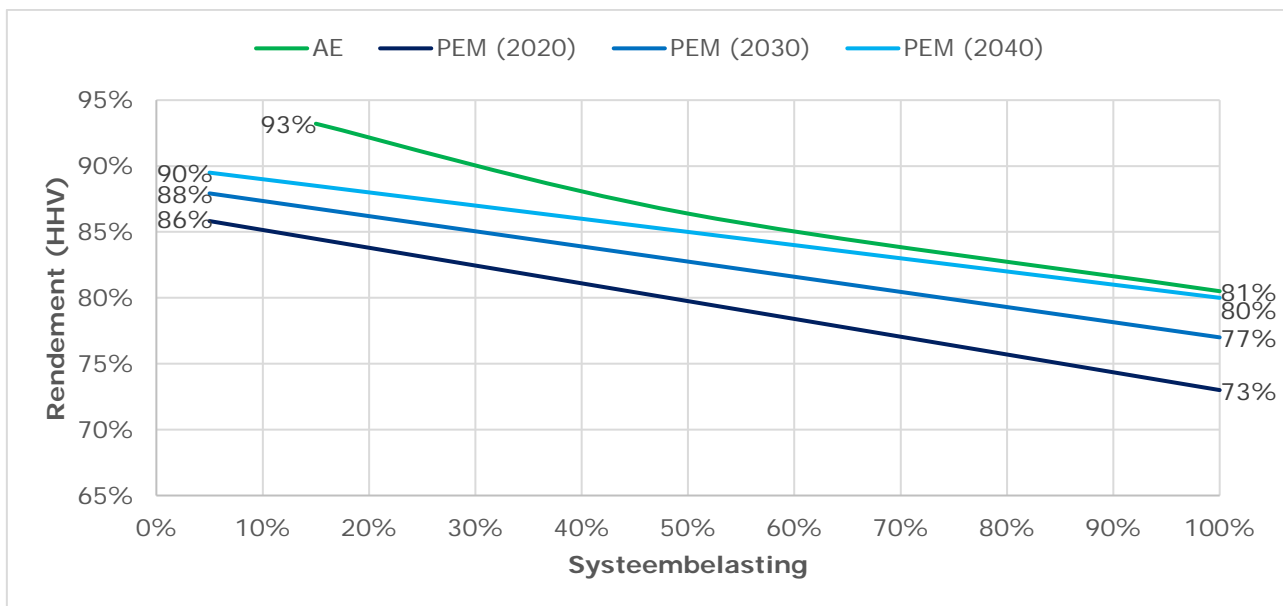
De huidige waterstof productiecapaciteit/vermogensvraag van een elektrolyser is gebaseerd op de nominale capaciteit en houdt geen rekening met overcapaciteit. Over het algemeen kunnen stacks boven nominaal werken, maar het systeem moet daarvoor worden gedimensioneerd. De grootste kostenfactor is de gelijkstroomrichter, die meestal de op één na duurste component is na de stack. Ook moet de koeling over gedimensioneerd worden. Doorgaans maken de huidige systemen, die op hogere capaciteit draaien, gebruik van de koel overcapaciteit, die ontstaat door het verschil in capaciteit aan het begin en aan het einde van de levensduur. Naarmate de stack ouder wordt neemt de mogelijkheid om te draaien boven nominale capaciteit af.

De producten waterstof en zuurstof kunnen respectievelijk 99,9 en 99,7 vol.% zuiverheid bereiken, zonder extra zuiveringsapparatuur. Het water dat naar de elektrolyser wordt gevoerd, moet echter zeer zuiver zijn, met een elektrisch geleidingsvermogen van minder dan 5 $\mu\text{S}/\text{cm}$ om de elektroden te beschermen en veilig te werken.

Typische systeemenergieverbruik (incl. randapparatuur) voor alkalische elektrolyse is 4,5-6,6 kWh/Nm³ H₂ geproduceerd, waarbij de stack 4,2-5,9 kWh/Nm³ H₂ [13] gebruikt.

Het rendement van een elektrolyser kan worden uitgedrukt als het rendement van het totale systeem of als het rendement van alleen de elektrolysercel. De laatste ligt altijd iets hoger omdat hierbij de verliezen van de randapparatuur nog niet zijn meegenomen. Daarnaast is de uitgangsdruk bij AE veelal atmosferisch (mogelijk hogere drukken in de toekomst), waarbij -en afhankelijk van veel toepassingen- het additionele verbruik van een compressor nog verrekend moet worden. Het rendement is een verhouding tussen de hoeveelheid ingaande en uitgaande energie. Bij de uitgaande energie, in de vorm van waterstof, kan er worden gerefereerd naar de lage of hoge verbrandingswaarde (120 MJ/kg of 142MJ/kg respectievelijk). De meeste fabrikanten geven de efficiency van het totale systeem gebaseerd op de hoge verbrandingswaarde (HHV). Over het algemeen ligt dit voor AE op zo'n 80%. De efficiency die wordt gegeven is meestal op 100% belasting, oftewel dat de volledige capaciteit van de elektrolyser wordt benut. Bij lagere belasting zijn er minder weerstandsverliezen en wordt de efficiency hoger, tot 93%. In module 3 wordt de vereenvoudiging gekozen om de elektrolyzers op 100% of op 10% te laten draaien.

Op basis van de gegevens van de fabrikanten heeft DNV GL een model ontwikkeld om een inschatting te geven van de efficiency bij verschillende belastingen. Onderstaande figuur geeft inzicht in de relatie tussen de belasting en het rendement voor zowel AE als PEM (voor meerdere jaren).



Figuur 5: Relatie tussen systeembelasting en rendement van zowel alkaline en PEM elektrolyzers

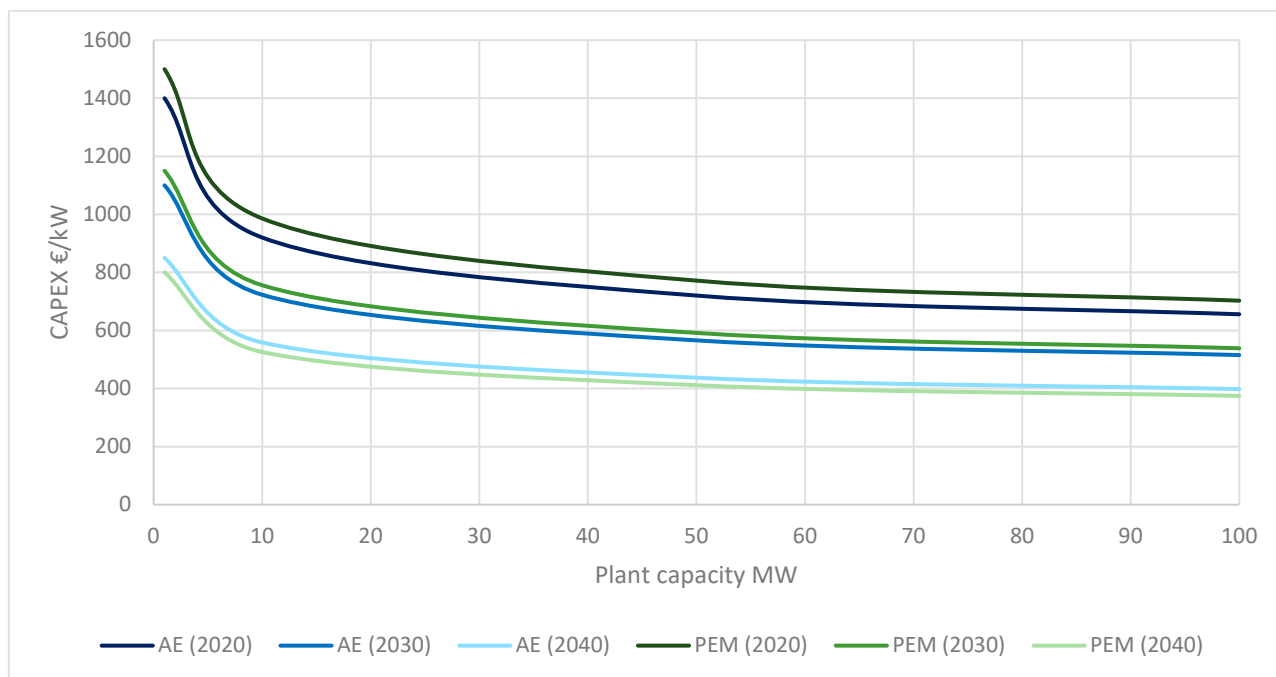
De minimale systeembelasting is vanwege veiligheidsoverwegingen beperkt tot minimaal 15%. Dit heeft te maken met mogelijke menging tussen de zuurstof en waterstof uitstroom bij lage productiecapaciteit. Bij 15% systeembelasting valt dit binnen de grenzen van een gevaarlijke (explosieve) mengverhouding. Daarboven kan er worden gevarieerd waarbij de belasting iedere 2 minuten ook 15% kan worden verhoogd. Wanneer de elektrolyser nog moet worden gestart duurt het zo'n 10-40 minuten om volledige belasting te bereiken, afhankelijk van de temperatuur van het elektrolyt (mix van water en KOH). De relatief tragere reactiesnelheid, in vergelijking met PEM, maakt alkaline minder geschikt voor (primaire) systeem balancerende diensten.

De voornaamste verbruiksproducten van een elektrolyser zijn elektriciteit en water waarbij er bij AE nog KOH extra wordt toegevoegd. Afhankelijk van de capaciteit worden de elektrolyzers veelal aangesloten met een industriële aansluiting of direct op midden spanningsniveau. De installatie beschikt vrijwel altijd over een eigen transformator en gelijkstroomrichter die de elektriciteit van de juiste eigenschappen voorziet, typisch 1.8-2.4 V_{DC} voor AE [13]. In principe kan elektrolyse ook worden gedaan met lokaal opgewekte elektriciteit, maar het is van belang om rekening te houden met de reactiesnelheid van het systeem. Het output vermogen van een wind of zonnepark kan sterk fluctueren binnen enkele seconden/minuten waar de elektrolyser op moet kunnen inspelen. Met een reactiesnelheid van 15%/2min (van nominaal vermogen) kan de combinatie van Alkaline met elektriciteit van duurzame opwek voor complicaties zorgen. Er kan echter aan oplossingen worden gedacht met korte buffering (accu's, super capacitor) of slimme schakeling.

De eisen aan het water verschillen per elektrolyser fabrikant omdat de meesten een extra zuiveringsstap in het systeem hebben geïntegreerd zodat er tapwater kan worden gebruikt. Voor de productie van 1 Nm³ waterstof is er ongeveer 0.8-1 liter gedemineraliseerd water nodig. Afhankelijk van de aangevoerde waterkwaliteit en de permeaatstroom (vuile reststroom) zal er dus meer water nodig zijn. Bij tapwater ongeveer 2 keer zoveel. Voor alkaline is uiteindelijk gedemineraliseerd water nodig met een geleidbaarheid van minder dan 5 µS/cm. Dit is van belang voor de juiste werking en is ook van belang voor de levensduur. Bij AE wordt aan dit water dan nog 20-40%_{gewicht} kaliumhydroxide (KOH) toegevoegd om de geleidbaarheid te verbeteren. Zolang er lokaal voldoende water aanwezig is, te

denken aan de zee, een meer, een rivier, etc. kan dit worden gezuiverd tot de juiste kwaliteit en als input dienen voor de elektrolyser. Net als bij gebruik van tapwater geldt dat de benodigde hoeveelheid water met een bepaalde factor vermeerderd, afhankelijk van de kwaliteit/zuiverheid van water. Ook de benodigde extra investering voor waterzuivering is sterk afhankelijk van de lokale waterkwaliteit maar heeft weinig impact op de kosten voor waterstofproductie¹.

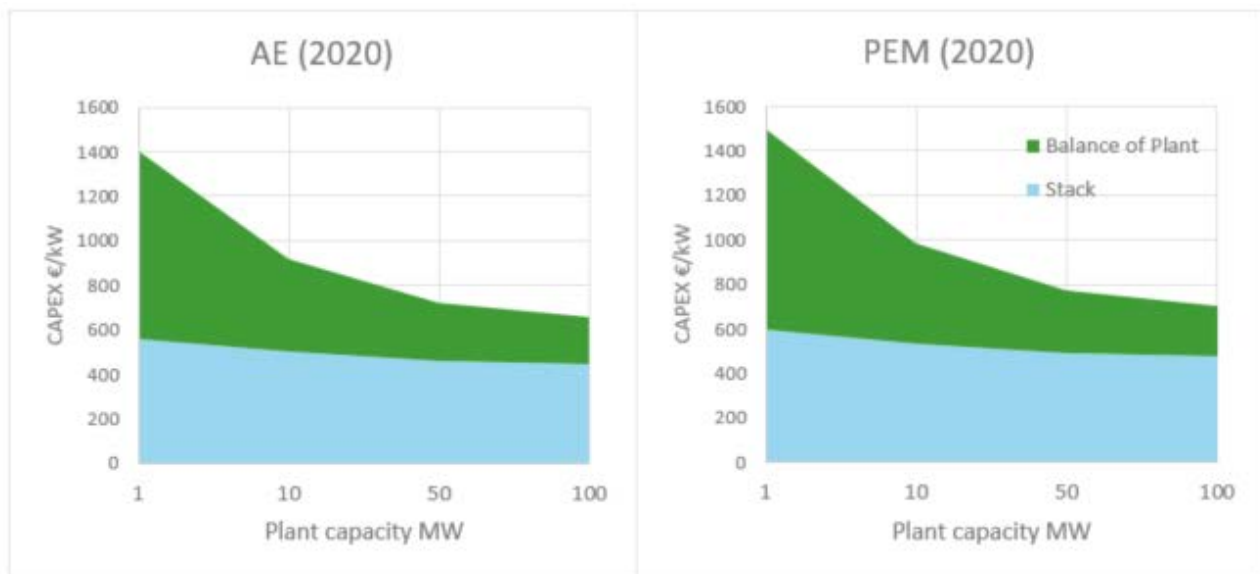
Alkaline wordt op dit moment gezien als de meest ontwikkelde en meest voordelige elektrolyse technologie. Op MW schaal wordt de technologie op de markt aangeboden voor zo'n 1400 €/kW (alleen systeemkosten)² met vooruitzichten naar 1100 €/kW in de komende 10 jaar en uiteindelijk 850 €/kW na 2040. Een grote vraag naar elektrolysers maakt het mogelijk om in grotere fabriekshallen of productielijnen te werken en creëert ook de mogelijkheid tot robotisering, wat een groot (nog onbekend) effect op het reduceren van de productiekosten kan hebben (vergelijkbaar met de kosten voor zonnepanelen). Ook de schaalgrootte heeft invloed op de prijs en is hierboven al eerder besproken. De elektrolyser cel vertegenwoordigd zo'n 30-40% van de kosten en schaalt boven de 1-2.5 MW vrijwel lineair. De resterende 60% omvat de randapparatuur waarbij schaalvoordeel wel een rol speelt. De relatie tussen schaalgrootte en CAPEX is gegeven in Figuur 6 en een opsplitsing van componenten in Figuur 7 met AE en PEM 2020 als voorbeeld.



Figuur 6: Relatie tussen CAPEX (systeemkosten) van de elektrolyser en het geïnstalleerd vermogen op basis van gesprekken met fabrikanten

¹ DNV GL heeft recent meerdere studies gedaan naar de productie van waterstof met offshore windenergie en daarbij gebruikmakend van zeewater als waterbron. De ervaring leert dat kosten voor waterzuivering vrijwel verwaarloosbaar zijn in vergelijking met de elektrolyser CAPEX.

² Naast de systeemkosten zijn er ook nog kosten voor het plaatsen, het gereed maken van de locatie, engineering etc. die worden geschat op 35% van de CAPEX. Dit getal is een indicatie die blijkt uit ervaring en kijkend naar [30].



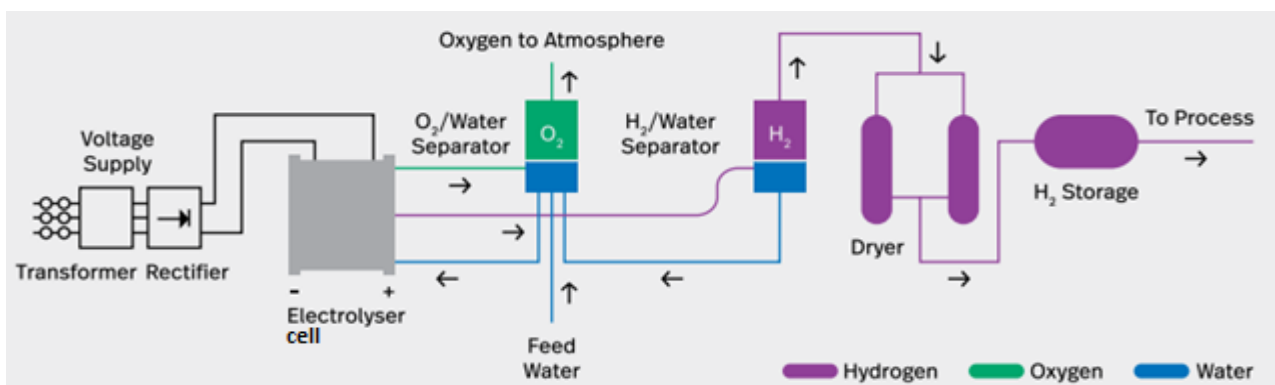
Figuur 7: Opsplitsing CAPEX (systeemkosten) in hoofdcomponenten voor AE en PEM 2020

Operationele kosten (exclusief elektriciteitsverbruik) zijn bij AE in verhouding iets hoger dan bijvoorbeeld PEM en zijn zo'n 3% van de CAPEX. Dit is nog exclusief elektriciteit en waterverbruik. Vooral de kosten voor elektriciteit is een grote, dan wel de grootste kostenpost, maar dit is ook sterk afhankelijk van de inkooprij van elektriciteit. Daarnaast kan voor groot onderhoud nog 30-40% van de CAPEX worden gerekend aangezien de elektrolyser cel zo'n 60,000-80,000 uren mee gaat. De levensduur is sterk afhankelijk van hoe de elektrolyser wordt bedreven en kan zelfs langer mee gaan wanneer er niet altijd op volledige capaciteit wordt belast. De exacte relatie tussen cel degradatie en capaciteitsbelasting is niet duidelijk, maar een lagere of wisselende belasting zorgt voor minder degradatie, zowel op bedrijfstijd basis als op basis van geproduceerde hoeveelheid waterstof [15]. In de berekeningen van het business model in module 3 wordt de degradatie van de cel meegenomen op basis van het gemaakt aantal draaiuren. Deze draaiuren maken bepalen daarbij het vervangingsmoment.

2.2.2 Proton Exchange Membrane (PEM)

PEM heeft zich over de laatste jaren op de markt gevestigd als een veelbelovende technologie en wordt op dit moment voornamelijk ingezet voor lokale waterstofproductie. Capaciteiten variëren tussen enkele kW's (10 Nm³/h) en 2 MW (200 Nm³/h). Op dit moment worden testen uitgevoerd met cellen van 3 MW en in komende jaren wordt een opschaling verwacht naar 5 MW. Net als bij AE worden grotere schaalgroottes gerealiseerd door meerdere cellen te plaatsen.

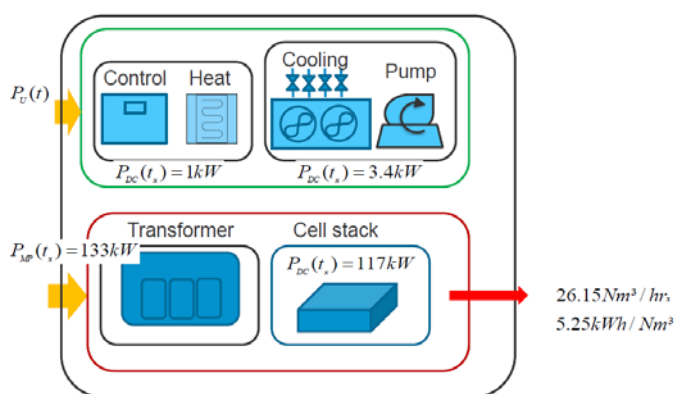
Onderstaande figuur geeft inzicht in de hoofdcomponenten van de elektrolyser. De hele installatie wordt veelal gevoed met wisselspanning (0.7-22 kV) wat voor de cel nog wordt omgevormd naar gelijkspanning. Het (demi) water wordt onder druk (typisch 20-30 bar) in de cel gebracht waar het wordt opgesplitst in waterstof en zuurstof. Het waterstof wordt ontdaan van het meekomende water en kan eventueel nog verder worden bewerkt (gepurificeerd, gecomprimeerd, gedroogd, etc.) De vrijkomende warmte van alle processen wordt weggekoeld in een koelunit.



Figuur 8: Versimpeld overzicht van de componenten in een PEM elektrolyser (NEL-referentie).

Voor PEM elektrolyzers is water van hogere zuiverheid vereist dan voor alkaline. De elektrische geleiding van het water dat naar de elektrolyser wordt geleid, moet minder dan $1 \mu\text{S}/\text{cm}$ bedragen. Normaal leidingwater wordt gezuiverd met behulp van een omgekeerde osmose-installatie, die deel uitmaakt van de normale Balance of Plant (BoP) en is opgenomen in de prijsopgave. De waterstofzuiverheid bij PEM elektrolyzers is hoger dan bij alkalische elektrolyse-apparaten en is typisch meer dan 99,99 vol.% (in sommige gevallen tot 99,999 vol.%) zonder extra zuiveringsapparatuur. De zeer lage gasdoorlaatbaarheid van de polymere membranen verlaagt het risico voor vorming van ontvlambare mengsels.

Typisch energieverbruik van een PEM elektrolyser systeem is $4,2\text{-}6,6 \text{ kWh}/\text{Nm}^3 \text{ H}_2$ geproduceerd, waarvan de stack $4,2\text{-}5,5 \text{ kWh}/\text{Nm}^3 \text{ H}_2$ [13] gebruikt. De verdeling van het vermogen dat wordt gebruikt door de verschillende componenten van het PEM-systeem wordt gegeven in Figuur 9.



Figuur 9: Vermogensvraag van de verschillende componenten van een PEM elektrolyser systeem [16]

Het grootste deel van de warmte komt vrij bij het elektrolyse proces en is het grootste verlies. Het rendement van een PEM elektrolyser ligt iets lager dan AE met typisch 70-73% (op basis van HHV bij volle belasting). In de komende jaren worden hogere rendementen verwacht tot ook zo'n 80%. In Figuur

5 zijn deze verwachtingen weergegeven en wordt er inzicht gegeven in de relatie tussen het rendement en de systeem belasting.

De minimale systeembelasting voor een PEM-cel wordt veelal op 5-10% gesteld maar kan voor een korte tijd (30 min) ook op 120% worden belast. Het rendement zal hierbij wel iets lager zijn en dit kan maar voor een korte duur om oververhitting te voorkomen. Een volledige start (cold-start) van het systeem duurt minder dan 5 minuten en kan daarna in minder dan een seconde reageren op wisselende systeembelasting. Dit maakt PEM erg geschikt voor een gecombineerde toepassing met zon of windenergie of kan fungeren als variabele belasting voor netbeheer.

Ook de meeste PEM-systemen worden door de fabrikanten uitgerust met een eigen transformator en gelijkstroomrichter die wordt aangesloten op een industriële aansluiting of direct op midden spanningsniveau. De cel zelf wordt gevoed met 1.8-2.2 V_{DC} en opereert in vergelijking met AE op een veel hogere stroomsterkte (0.6-2 A/cm² t.o.v. 0.2-0.4 A/cm²) wat zorgt voor een veel compacter design [13]. Voor PEM is er wel puurder water nodig dan bij AE, <1 μS/cm. Voor de productie van 1 Nm³ waterstof is er ongeveer ook 0.8-1 liter gedemineraliseerd water nodig.


De toepassing van PEM is nog steeds aan het groeien en daarmee zijn de verwachtingen dat de prijs nog verder zal dalen. Op dit moment ligt de CAPEX van PEM zo rond de 1,500 €/kW voor MW schaal. In de komende jaren worden door de fabrikanten dalingen verwacht tot 1,150 €/kW rond 2030 en 800 €/kW in 2040. Figuur 6 geeft een overzicht van de kosten bij verschillende vermogens. Ook hier geven de fabrikanten aan dat robotisering van de productielijn voor sterke kostendaling kan zorgen. Dit is nog niet meegenomen in de figuur.

De operationele kosten (excl. elektriciteitsverbruik) van een PEM-systeem zijn iets lager dan die van AE en is minder arbeidsintensief. De OPEX is afhankelijk van verschillende factoren zoals de schaalgrootte, bereikbaarheid, beschikbaarheid en manier waarop de elektrolyser wordt bedreven. Voor OPEX wordt meestal 2% van de CAPEX per jaar gerekend waar de kosten voor water en elektriciteit nog niet zijn inbegrepen. Groot onderhoud bestaat voornamelijk uit het vervangen van de cel, die op dit moment 30-40% van de CAPEX bedraagt (mogelijk 20% van de dan geldende prijzen na 2030). De fabrikanten konden nog geen uitsluitsel geven over de levensduur van de cel aangezien hun nieuwste systemen nog niet de maximale levensduur hebben bereikt. Op dit moment wordt de levensduur geschat op zo'n 60,000-80,000 vollasturen met uitzicht op 120,000 uren in de toekomst door verwachte grotere productienaauwkeurigheden en doorgaande innovatie op beschermende coating technieken.

2.2.3 Solid Oxide Elektrolyse (SOE)

Ten opzichte van PEM en alkaline waterelektrolyse bevindt vaste oxide waterelektrolyse (SOE) zich op een lager TRL-niveau. De SOE-technologie is nog niet op grote schaal gecommercialiseerd en de typische productiecapaciteiten, die op dit moment beschikbaar zijn, liggen tussen de enkele tot honderden kW [17]. De maximale gerapporteerde waterstofproductie met deze technologie is 200 Nm³/h (740 kW SOE). Er zijn echter systemen ontwikkeld en gedemonstreerd op laboratoriumschaal en individuele bedrijven zijn momenteel bezig om deze technologie op de markt te brengen (bijvoorbeeld Sunfire en Haldor Topsoe).

Het principe achter de vaste oxide waterelektrolyse is dat elektrolyse wordt uitgevoerd bij hogere temperaturen typisch zo'n 800 tot 1000°C. Bij deze hogere temperaturen is de reactie-efficiëntie (voor het splitsen van stoom) aanzienlijk hoger, namelijk bijna 100% (exclusief de energiebehoefte voor verwarming). De elektrische input die vereist is bij 800°C is bijvoorbeeld 25% lager dan bij 100°C en dat resulteert in een hogere elektrische efficiëntie. Wanneer de energiebehoeften voor verwarming zijn inbegrepen, ligt de totale energie-efficiëntie tussen de 50% en 90%.



Naast hogere efficiëntie zijn de voordelen van vaste oxide elektrolyzers het gebruik van relatief goedkope materialen en een brede toepasbaarheid. Naast waterelektrolyse kunnen vaste oxide elektrolyzers makkelijk in omgekeerde modus werken als een brandstofcel of in de co-elektrolysemodus om syngas ($\text{CO} + \text{H}_2$) te produceren uit stoom (H_2O) en koolstofdioxide (CO_2). Een belangrijke uitdaging is ernstige materiaaldegradatie als gevolg van de hoge bedrijfstemperaturen. Het huidige onderzoek is daarom gericht op het stabiliseren van bestaande componentmaterialen, het ontwikkelen van nieuwe materialen en het verlagen van de bedrijfstemperatuur tot 500-700°C om de commercialisering van deze technologie mogelijk te maken.

Typisch energieverbruik van een SOEC-systeem is 3,7-4,7 kWh/Nm³ H₂ geproduceerd, waarvan de stack meer dan 3,2 kWh/Nm³ H₂ [13] gebruikt. SOE gebruikt verzadigd stoom bij 3 bar (g) en T = 150°C. Typisch stoomgebruik is 1 l/Nm³ H₂ [18]. Momenteel kan waterstof worden geproduceerd tot een druk van 10 bar (g). Er wordt echter verwacht dat dit in de toekomst kan worden opgeschaald naar 60-80 bara.

Doorgaans hebben SOE-cellen een opstarttijd van meer dan 15 minuten vanaf stand-by en uren vanaf koude start. Omdat SOE zich op het lagere TRL-ontwikkelingsniveau bevindt, wordt een grote variatie in de kostenvoorspellingen gevonden in de beschikbare literatuur. In een recente publicatie [13] worden de kosten van de SOEC-elektrolyse-eenheden voor 2020 geraamd op 3000-5000 €/kW_{el} met een aanzienlijk hoog onzekerheidsbereik van 2500-8000 €/kW_{el}. Voor 2030 hebben SOEC-systemen de sterkste relatieve kostendaling met een kostenbereik van 1050-4250 €/kW_{el}, maar nog steeds met een groot onzekerheidsbereik van 750-6800 €/kW_{el}.

In 2017 is een onderzoek gepubliceerd [19] waarin een SOE-cel is getest onder 0.9 A/cm² en op ongeveer 840 °C. Na 23,000 uur is de test gestopt waarbij een spanningsdegradatie van 7.4 mV/1000h was gemeten (0.57%/1000h). De test geeft een indicatie en voorbeeld voor een SOE-cel die wordt bedreven onder de gegeven (gecontroleerde) condities, maar het is nog onbekend wat de daadwerkelijke levensduur van een SOE cel is in een praktijkomgeving. Om SOE tot een betrouwbaar en competitief systeem te ontwikkelen kan ervan uit worden gegaan dat het zich moet kunnen meten aan AE en PEM.

2.2.4 Veiligheid en toepasbaarheid in gebouwde omgeving

In de veiligheidskunde wordt waterstof vaak met aardgas of CNG als brandstof vergeleken. Waterstof is explosief tussen 4 en 75 volume% in lucht terwijl de explosiegrens van aardgas tussen de 5.6 en 14 volume% ligt. Daarnaast is er voor waterstof aanzienlijk minder ontstekingsenergie nodig dan voor aardgas (0.017 MJ tegenover 0.3 MJ). Dit maakt waterstof nog niet direct buitengewoon gevaarlijk. Door de lagere dichtheid van waterstof vervliegt het ook sneller waardoor er minder gemakkelijk explosieve gaswolken ontstaan (mits in een open ruimte).

Tijdens of buiten productietijd is er weinig waterstof aanwezig in de elektrolyser, waardoor er geen sprake is van een intern opslagvolume. Het geproduceerde waterstof wordt na eventuele bewerking direct afgevoerd naar een opslag of verder transport waardoor het risico bij de elektrolyser zelf erg klein kan worden ingeschat. Voldoende ventilatie en afscherming van ontstekingsbronnen, in de analogie van de richtlijnen voor explosieveiligheid, zorgen ervoor dat eventueel weglekkend waterstof zich niet kan ophopen en ontsteken.

De grootste risico's voor waterstof zijn aanwezig op de zogenaamde interfaces tussen de verschillende processen, bij opslag van waterstof en bij het gebruik van waterstof. Op de interface tussen productie en gebruik (met opslag), zijn verschillende mechanismen erop gericht om waterstof in de tanks te houden in het geval van abnormale omstandigheden (bijvoorbeeld een ongeval of lekkage). Om ontploffing van de tanks te voorkomen is er, naast de enorme stevigheid van de tanks, ook een overdrukbeveiliging aangebracht om de interne druk niet teveel te laten oplopen bij extreme externe verwarming. Deze mechanismen worden gebruikt in waterstofvoertuigen en bij waterstoftankinstallaties.

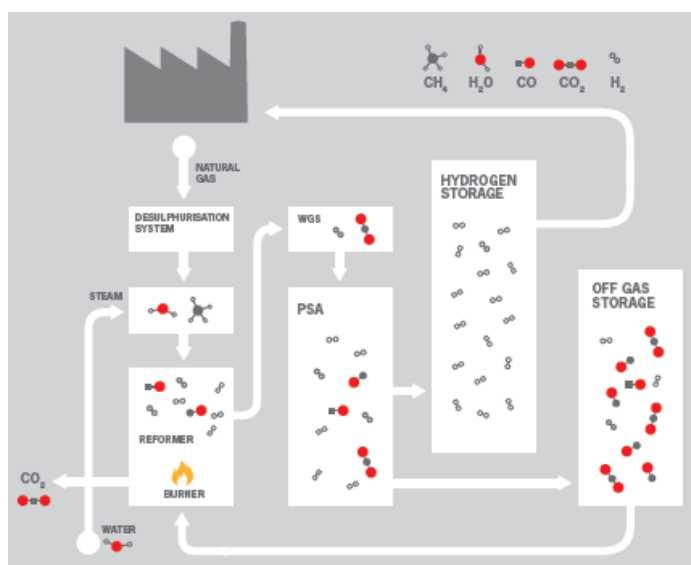
Het RIVM heeft onderzoek gedaan naar de veiligheidsafstanden (10^{-6} contour) bij waterstoftankstations inclusief waterstofproductie. Voor 3 verschillende schaalgroottes (25, 100 en 500 kg/dag) is per systeemcomponent (elektrolyser, compressor, buffer en dispenser) gekeken naar de veiligheidsafstanden. Voor de elektrolyser lag de grens op 0 meter, wat betekent dat de plaatsgebonden risico's voor waterstoflekkage zeer beperkt zijn en daarmee de wettelijk voorgeschreven grenswaarden voor in de gebouwde omgeving niet worden overschreden. De hoogste plaatsgebonden risico's zijn gekoppeld aan de waterstofopslag, omdat het waterstofvolume potentieel explosief is. Afhankelijk van de omvang van de opslag, door RIVM beschouwd als 2 cilinders met een inhoud van 50 liter en 300 bar druk, is de elektrolyser met de vereiste randapparatuur veilig toepasbaar in de gebouwde omgeving [20].

2.3 SMR (met biogas)


Waterstof wordt op grote schaal geproduceerd door reforming van aardgas. In de industrie worden de reformingreacties meestal uitgevoerd in een verwarmde oven over een nikkelkatalysator. Dergelijke reformers worden tegenwoordig gebouwd voor capaciteiten tot 300.000 Nm³/h waterstof. Een typische capaciteit van een standaard fabriek is 100.000 Nm³ waterstof per uur [21]. Naast waterstof wordt er een grote hoeveelheid geconcentreerde koolstofdioxide (CO₂) geproduceerd, die geschikt is voor afvang en opslag. Deze grootschalige waterstofproductie past qua grootte niet met de meer kleinschalige biogasproductie.

Waterstof kan ook op locatie worden geproduceerd met kleinere stoom methane reformer (SMR) installaties. In dit geval zijn de typische capaciteiten tot 150 Nm³ waterstof per uur. Volgens SenterNovem [22] is de gemiddelde grootte van een biogasinstallatie 200m³ per uur, dat overeenkomt met ongeveer 2 MW_{th} van biogas, waarvoor deze on-site waterstof productieinstallaties geschikt zouden kunnen zijn. De huidige onsite SMR-installaties zijn niet geschikt voor biogas vanwege het relatief hoge CO₂ gehalte in biogas. HyGear heeft verschillende units beschikbaar: HyGEN-systemen in containers voor een vraag tot 1000Nm³/h H₂ en HyPLANT-systemen voor een vraag van 1000-12000 Nm³/h. De HyGEN vereist aanpassingen in het regelsysteem en het stoomgeneratiedeel voor het gebruik van onbewerkt biogas. De HyPLANT-units kunnen tegenwoordig biogas gebruiken. [23].

Een typische on-site SMR-installatie wordt weergegeven in Figuur 10. Aardgas wordt eerst ontzwaveld en na toevoeging van stoom naar de stoomreformer gestuurd. In de stoomreformer wordt syngas geproduceerd dat bestaat uit koolmonoxide (CO) en waterstof (H₂). Dit syngas wordt naar een water-gas-shift reactor gestuurd om de waterstofopbrengst te maximaliseren. Ten slotte wordt zuivere waterstof geproduceerd in de pressure swing adsorptie-installatie (PSA). De afgassen van de PSA worden verbrand in de brander. De restwarmte wordt gebruikt om stoom te genereren om het brandstofverbruik te verminderen. Typische efficiëntie van een dergelijke installatie is 72% (HHV) en het produceert waterstof met een zuiverheid van 99,5% tot 99,999% (incl. PSA). Het bereik in waterstofdruk is van 7 tot 25 bar. Een toenemende druk tijdens productie verhoogt de compressie- en reactorkosten en geeft een negatieve verschuiving van de evenwichtsconversie.



Figuur 10: Versimpeld overzicht van de componenten in een onsite SMR-installatie (Hygear brochure)



Typische opstarttijden voor een kleinschalige SMR-installatie zijn 30 minuten bij een warme installatie en 3 uur bij een cold-start. De reformer capaciteit kan teruggebracht worden tot 10% van de operationele capaciteit. Typische investeringskosten voor een dergelijke installatie zijn 29,000 €/(kg/uur) waterstof voor grootschalige productie [24] en 725,000 €/(kg/uur) voor kleinschalig (factor 25 hoger) [25]. Naast aardgas/biogas heeft het systeem perslucht, elektriciteit (voor de HyGEN 12,5 tot 25 kWe) en water nodig voor de productie van stoom.

3 PRODUCTIEKOSTEN VAN WATERSTOF

3.1 Berekening van de levelized cost van waterstof

Levelized cost berekeningen worden over het algemeen gebruikt om energietechnologieën op een gelijke basis te kunnen beoordelen. In dit rapport zijn dit technologieën voor de productie van waterstof. Een kernvraag is wat de productiekosten zijn van waterstof voor deze technologieën. Deze productiekosten hangen af van de brandstofkosten (elektriciteit, aardgas, biomassa), het rendement, de investeringskosten en de overige operationele kosten (buiten de brandstof).

Een levelized cost berekening neemt al deze aspecten mee en berekent de productiekosten van waterstof per technologie. Deze benadering gaat uit van vaste brandstofkosten en een vast aantal equivalente vollasturen per jaar. De investeringskosten worden verdisconteerd over de levensduur van de technologie en op jaarbasis bij de overige jaarlijkse kosten opgeteld. De verhouding van de jaarlijkse productie en de jaarlijkse kosten geeft de productiekosten (levelized cost) van waterstofproductie.

Voor elektrolyse³ ziet deze berekening er als volgt uit, uitgaande van een systeem van 1 kW, waarbij:

- C : kapitaalkosten (investering) van de technologie in EUR/kW_e
- f : vaste operationele kosten als een percentage van de initiële investering per jaar
- V : variabele kosten in EUR/MWh exclusief brandstof (bijvoorbeeld demi-water)
- η : energetisch rendement van de technologie
- H : aantal equivalente vollasturen per jaar
- L : levensduur van de technologie in jaren
- r : gehanteerde rentevoet
- P_e : gemiddelde brandstofprijs in EUR/MWh
- $D(r, L, C)$: de verdisconteerde investering in EUR/kW_e/jaar, afhankelijk van r , L en C

Op een kW_e-basis kan nu berekend worden:

- de totale variabele kosten in EUR/jaar: $(P_e + V).H/1000$
- de vaste kosten in EUR/jaar: $D(r, L, C) + f.C$
- de productie van waterstof in MWh/jaar: $\eta.H/1000$

De productiekosten in EUR/MWh voor de productie van waterstof zijn nu:

$$\frac{\text{variable cost} + \text{fixed cost}}{\text{produced hydrogen}} = \frac{P_e + V + 1000 \cdot (D(r, L, C) + f \cdot C)/H}{\eta}$$

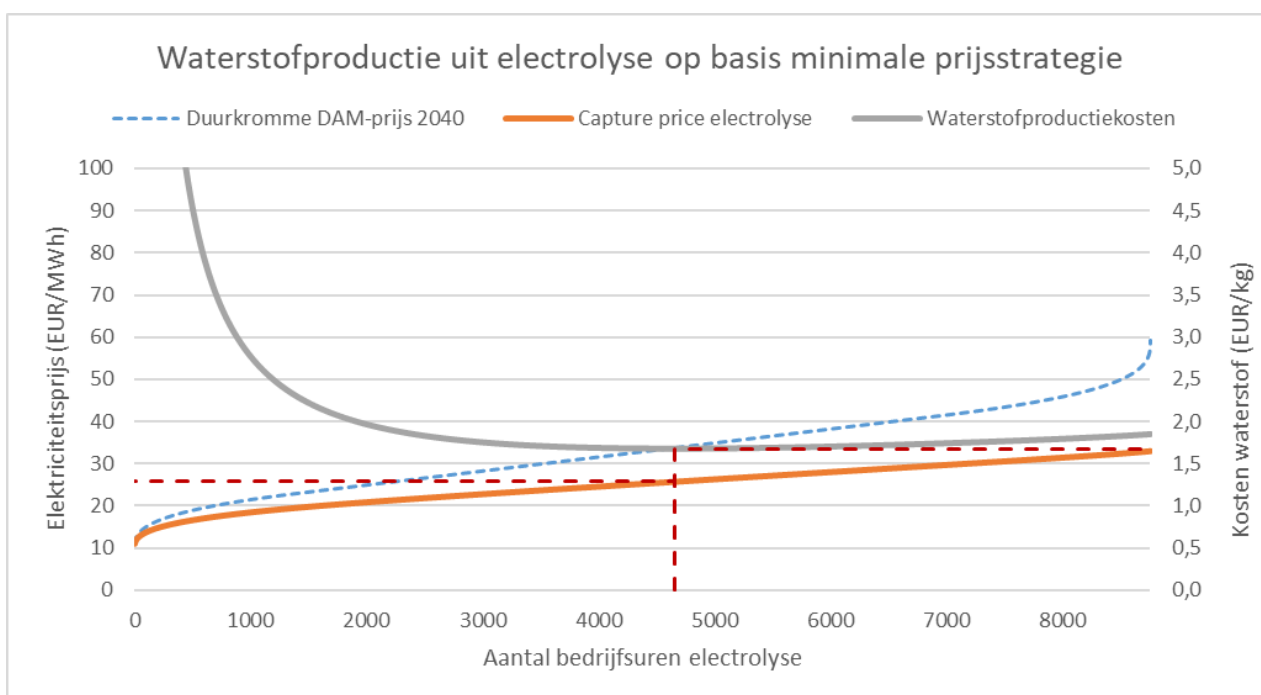
³ Voor andere productietechnologieën wordt de capaciteit vaak uitgedrukt in kg waterstof per uur. Deze kan worden teruggerekend naar specifieke investeringskosten per kW output. Dezelfde LCO-rekenmethode kan dan worden gehanteerd. Let er wel op dat consequent wordt gerekend met HHV- of LHV-waarden.

3.2 Invloed van het aantal bedrijfsuren voor elektrolyse

Voor elektrolyse is de aanname van een vaste brandstof/elektriciteitsprijs niet realistisch. In de praktijk zal een aanbod-gestuurde elektrolyser gebruik maken van lage elektriciteitsprijzen en uit bedrijf gaan bij hoge elektriciteitsprijzen. Indien een dergelijke minimale-prijs strategie wordt gevolgd, is er een optimaal aantal bedrijfsuren voor een elektrolyser. Bij weinig bedrijfsuren en lage elektriciteitsprijzen telt de verdisconteerde investering zwaar mee in de productiekosten maar kan wel elektriciteit ingekocht worden tegen de laagste prijzen. Naarmate het aantal bedrijfsuren toeneemt, weegt de verdisconteerde investering minder mee, maar neemt de gemiddelde elektriciteitsprijs wel toe.

Figuur 11 illustreert dit effect op basis van een prijsduurkromme voor het jaar 2040. De duurkromme geeft een schatting van de day-ahead marktprijs (DAM-prijs) weer, gesorteerd van laag naar hoog. De DAM-prijs is een goede proxy⁴ voor de inkoopprijs die gerealiseerd kan worden op portfoliobasis. De capture price in Figuur 11 geeft de gemiddelde elektriciteitsprijs weer die een elektrolyser met een minimale-prijsstrategie moet betalen. Het is de gemiddelde elektriciteitsprijs over de bedrijfsperiode van de elektrolyser.

De gehanteerde prijsduurkromme is gebaseerd op aannames over het jaarlijks elektriciteitsvraagpatroon in 2040, de merit order voor elektriciteitsopwekking, de toepassing van flexibiliteitsopties zoals batterijopslag en vraagsturing en de inzet van waterstof. Deze achtergronden worden in het rapport over de business cases voor waterstof, module 3.

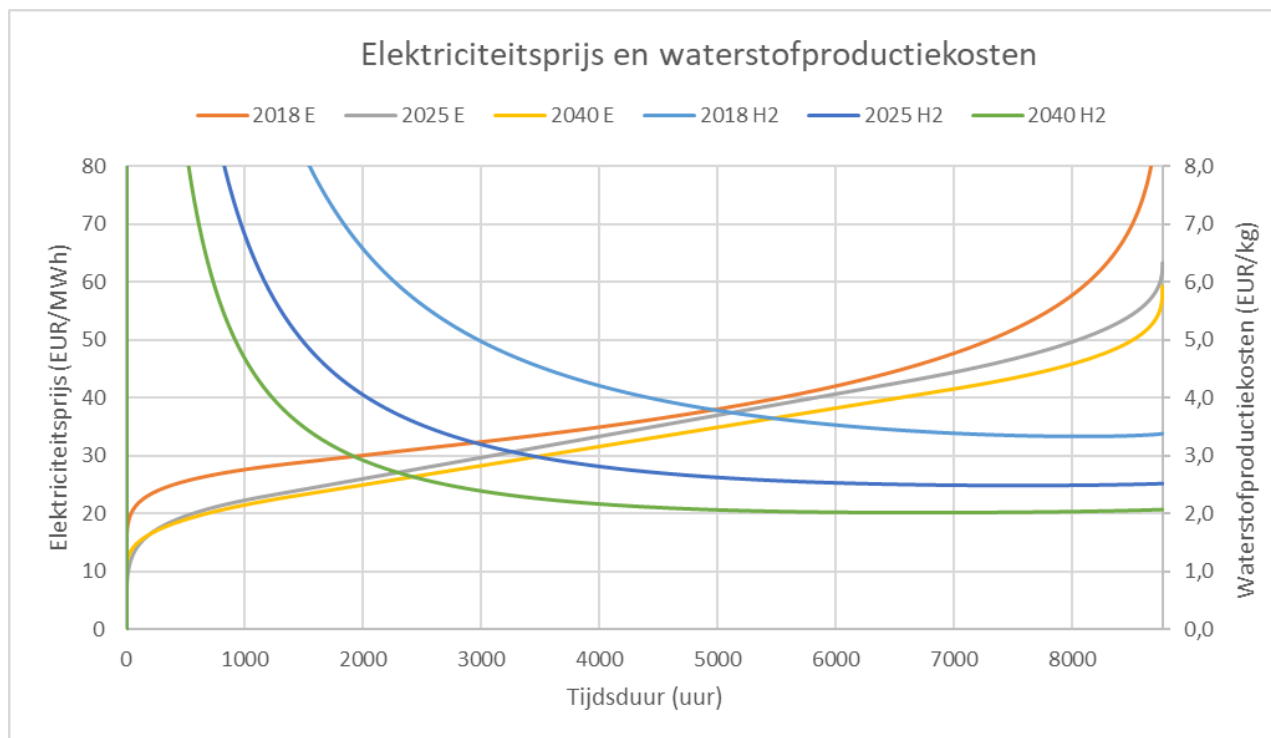


Figuur 11: Illustratie van minimale productiekosten op basis van een inschatprijscurve.

Figuur 11 illustreert dat de productiekosten van waterstof (op basis van een levelized-cost berekening) een minimum vertonen bij (in deze situatie) circa 4700 bedrijfsuren. De bijbehorende gemiddelde elektriciteitskosten zijn 26 euro per uur en de productiekosten voor waterstof bedragen 1,7 euro per kg.

⁴ Deze day-ahead prijzen worden gehanteerd in module 3.

Voor het berekenen van de productiekosten van waterstof is gebruik gemaakt van een inschatting voor de prijsduurkromme voor 2018, 2025 en 2040⁵. Deze zijn gebaseerd op data van 2017 en op marktberoeeningen. Figuur 12 geeft de gebruikte prijsduurkrommen weer en bijbehorende LCOH2 prijzen. Ten opzichte van 2018 gaan de prijzen omlaag. Het aantal uren met nulprizen (wijzend op bijvoorbeeld overproductie van zon-PV en wind) is verwaarloosbaar, mede door aannames over de inzet van energieopslag en vraagsturing.



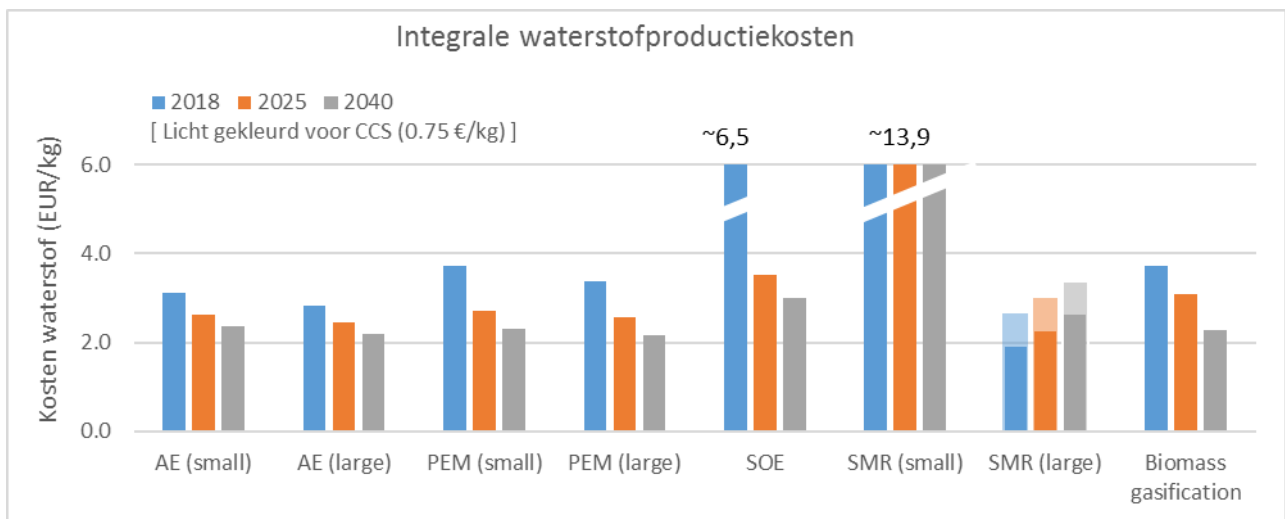
Figuur 12: De verhouding tussen de productiekosten uit PEM met de elektriciteitsprijs en vollasturen voor verschillende jaren. De minimale kosten liggen bij 8050 uur (2018); 7500 uur (2025) en 6710 uur (2040).

3.3 Overzicht resultaten van de berekeningen

In onderstaande figuur zijn de resultaten van de LCOH2-berekeningen voor de beschouwde technologieën samengevat. Uitgangspunt is dat het om decentrale systemen gaat en daarin zijn twee opties gekozen om het economy-of-scale effect te demonstreren. Klein decentraal (small) betreft een elektrolyser van 2 MW, groot decentraal (large) een van 10 MW.

Wat allereerst opvalt zijn de hoge productiekosten voor reforming van biogas op kleine schaal. Waterstofproductie op basis van aardgas en stoom (steam methane reforming, SMR) kent een groot economy-of-scale effect. Grote units (5.000-10.000 kg/uur) vragen een factor 25 minder investering dan kleine units (10 kg/uur) geschikt voor decentrale toepassingen. Dit reflecteert zich in de productiekosten van waterstof.

⁵ TNO heeft een prijsscenario ontwikkeld, gebaseerd op historische prijzen en de te verwachten toename van energie uit duurzame bronnen en afbouw van fossiele bronnen.



Figuur 13: Samenvatting van de resultaten van de LCOH₂-berekening

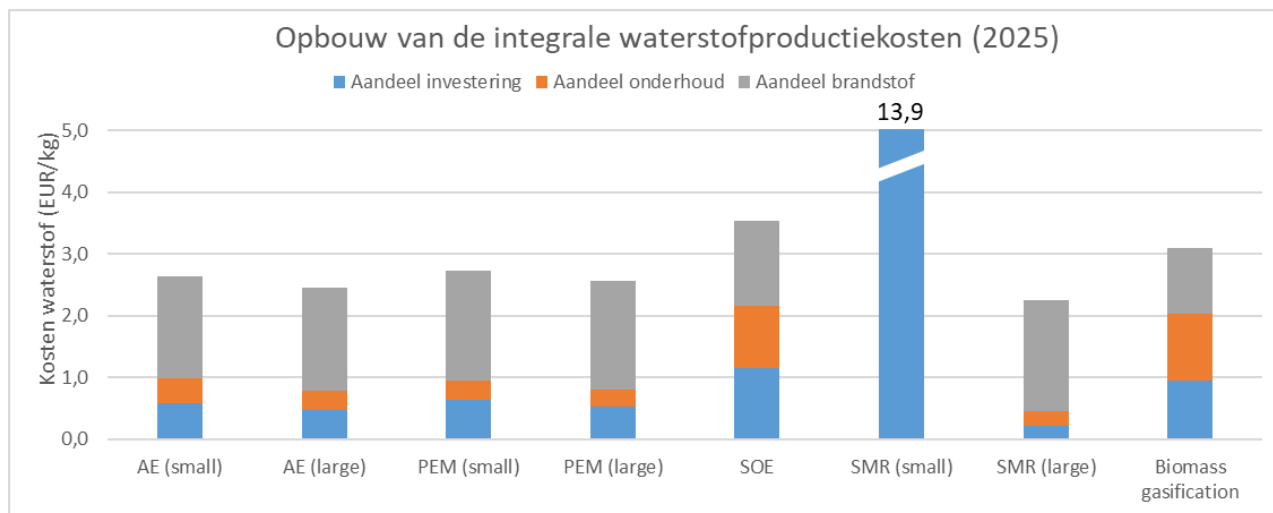
Grootschalige SMR (op basis van aardgas, 5000-10.000 kg/uur) is de referentietechnologie en nu de goedkoopste productiewijze. De referentieprijs voor decentrale toepassingen van waterstof zal hierboven liggen, en wordt als zodanig meegenomen in module 3. De productiekosten nemen toe richting 2040 vanwege de CO₂-kosten die toegerekend worden aan het gebruik van aardgas en een toename van de aardgasprijs conform het Frontier scenario dat in alle modules van dit project wordt gehanteerd⁶. In andere studies [26] [7] wordt aangenomen dat de kosten van waterstof bij SMR gecombineerd met CCS 0.5 – 1.0 €/kg hoger liggen dan SMR zonder capture. Bij voldoende hoge CO₂-prijzen kan dit wel een nieuwe referentietechnologie worden. Voor deze studie is voor 2018 een CO₂-prijs van 25 EUR/ton aangehouden op basis van de huidige trend in de ETS-prijzen. Deze prijs stijgt van 32 EUR/ton in 2025 naar 51 EUR/ton in 2040 conforme de stijging van de CO₂-prijzen in het Frontier-scenario.

Biomassavergassing lijkt op termijn een redelijk alternatief te worden qua kosten. Dit komt deels door de inschatting van de biomassaprijs (5,6 EUR/GJ op basis van SDE-cijfers voor lokale biomassa) en deels door de aanname dat de technologie door leereffecten nog aanzienlijk goedkoper wordt [27]. Figuur 13 laat zien dat dit een significante invloed heeft op de productiekosten voor waterstof. De prijs voor biomassa is gebaseerd op die voor lokale biomassa (dunningshout) omdat vergassers minder brandstofkwaliteitgevoelig zijn dan bijv. biomassaketels. Aanname is dat deze prijs constant blijft richting 2040. Als wordt uitgegaan van pellets wordt de prijs (SDE-cijfers) bijna 80% hoger. Verder mag verwacht worden dat de prijzen van pellets zullen gaan stijgen als er (inter)nationaal meer vraag komt naar biomassa. Dit betekent dat de prijs van waterstof, gebaseerd op pellets, significant hoger zal komen te liggen. Ter indicatie: de LCOH₂ stijgt met €0.22/kg voor een stijging van €1 (€/GJ) van de biomassa.

De LCOH₂ van elektrolyser ligt nu nog hoger dan die van SMR, maar richting 2040 lijkt met name de PEM elektrolyser in staat om waterstof te produceren tegen een concurrerende prijs met SMR. Dit zijn deels leereffecten en is deels het gevolg van dalende elektriciteitsprijzen. Hierbij moet worden opgemerkt dat de gehanteerde elektriciteitsprijzen de verwachte marktprijzen zijn exclusief garanties van oorsprong bij de dan geldende verwachte productie mix. Deze productiemix is niet volledig duurzaam, wat betekent dat de daarmee geproduceerde waterstof niet groen is.

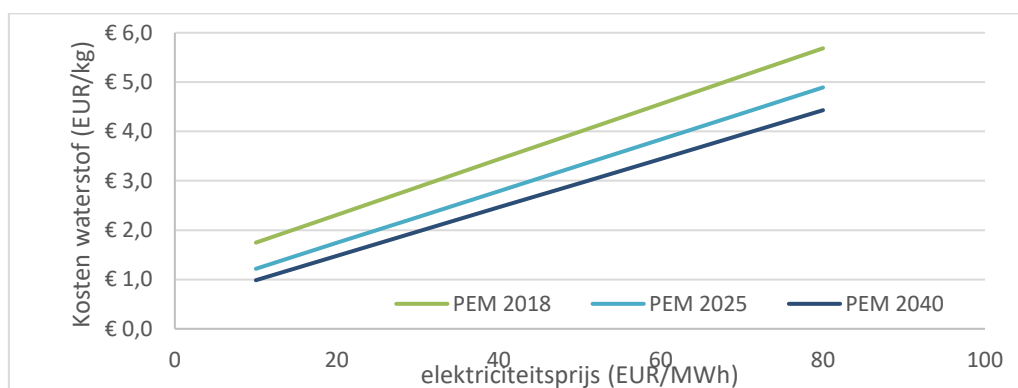
⁶ Voor de elektriciteitsprijs wordt gebruik gemaakt van de prijsscenario's die opgesteld zijn door TNO. Deze zijn gebaseerd op een meer recentere inzicht in de toekomstige productiemix, maar wel gebaseerd op de Frontier brandstofprijzen.

Figuur 14 geeft de opbouw van de integrale kostprijs voor waterstofproductie weer voor 2025. Dit beeld is illustratief voor de andere zichtjaren. Voor alle technologieën geldt dat de brandstofprijs een grote, zo niet de grootste invloed heeft op de uiteindelijke productiekosten. Dat houdt in dat de gevoeligheid voor veranderingen in de brandstofprijzen groot is. Voor elektrolyse (alkalisch en PEM) vormen de elektriciteitskosten 60-70% van de totale productiekosten. Een wijziging in de inkoopkosten voor elektriciteit werkt dus voor 60-70% door in de uiteindelijke productiekosten.



Figuur 14: Opbouw van de integrale productiekosten voor de verschillende technologieën in 2025

De gevoeligheid van de elektriciteitsprijs op de kosten voor waterstofproductie middels PEM (grootschalig) wordt weergegeven in Figuur 15. Hierbij wordt ervanuit uitgegaan dat de elektriciteitsprijs, in tegenstelling tot bovenstaande berekeningen, constant is over het jaar en dat de elektrolyser op vollast (8760uur/jaar) draait. In vergelijkbare studies worden verschillende aannames gedaan rond te elektriciteitsprijs, variërend van 25 €/MWh tot 70€/MWh, zie bijvoorbeeld [12] [28] [29]. De in deze studie gevonden kostprijzen komen overeen, bij gelijke elektriciteitsprijzen en maximale vollasturen met deze studies.



Figuur 15: Gevoeligheid kosten waterstofproductie ten opzichte van de elektriciteitsprijs; bij constante elektriciteitsprijs en vollast. De afhankelijkheid van de elektriciteitsprijs is ~0,50 EUR/kg per toename van de elektriciteitsprijs van 10 EUR/MWh.

4 TOTAALOVERZICHT PRODUCTIETECHNOLOGIEËN


Een aantal technologieën voor de productie van groene waterstof zijn beoordeeld en met elkaar vergeleken. De systeem karakteristieken zijn in dit rapport beschreven en opgenomen in de meegeleverde database. Voor de verschillende technologieën zijn uiteenlopende karakteristieken gevonden zoals TRL-niveau, karakteristieke systeemgrootte, investeringskosten, reactiesnelheid en waterstof puurheid. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de onderzochte productietechnologieën.

Totaaloverzicht productietechnologieën										
Omschrijving inputparameter	Jaar	Eenheid	AE (small)	AE (large)	PEM (small)	PEM (large)	SOE	SMR (small)	SMR (large)	Biomass gasification
TRL-niveau			Commercieel systeem	Commercieel systeem	Commercieel systeem	Commercieel systeem	Experimenteel	Commercieel systeem	Commercieel systeem	Full-scale systeem in bedrijfsomgeving
Input			Elektriciteit	Elektriciteit	Elektriciteit	Elektriciteit	Elektriciteit	Biogas (HC)	Aardgas (HC)	Biomassa
Karakteristieke grootte		MW	2.0	10.0	2.0	10.0	0.5			
		kg/h	41	203	35	177	12	10	7500	500
Energetisch systeemrendement (HHV)	2018	%	80%	80%	70%	70%	96%	70%	72%	65%
Energetisch systeemrendement (HHV)	2040	%	80%	80%	80%	80%	96%	70%	72%	85%
Verwachte levensduur	2018	jaar	20	20	20	20	20	20	30	30
Specifieke investeringskosten	2018	€/kWe	1,668	1,249	1,787	1,338	4,370	-	-	-
Specifieke investeringskosten	2018	€/kg/h	82,100	61,500	100,600	75,300	179,300	725,000	29,000	128,014
Specifieke investeringskosten	2040	€/kWe	1,100	823	1,072	803	2,622	-	-	-
Specifieke investeringskosten	2040	€/kg/h	54,200	40,500	52,800	39,500	107,600	725,000	29,000	92,861
Vaste jaarlijkse operationele kosten	2018	% van invest./jaar	3.0%	3.0%	2.0%	2.0%	2.5%	4.0%	3.4%	8.8%
Leverdruk	2018	bar	1	1	30	30	11	25	20	20
Waterstof puurheid	2018	%	99.500%	99.500%	99.999%	99.999%	99.999%	99.990%	99.990%	99.990%
Waterverbruik	2018	l/Nm ³	0.9	0.9	0.9	0.9	1	-	-	-
Responstijd variabele input	2018		15%/2 min	15%/2 min	< 1sec	< 1sec	-	-	-	>15 min
Cold start time	2018		10-40 min	10-40 min	5 min	5 min	>15min	-	-	0.3
Minimale belasting	2018		15%	15%	10%	10%	-	-	-	-
Levelized cost of hydrogen	2018	EUR/kg	3.11	2.84	3.73	3.38	6.45	13.51	1.91	3.73
	2025	EUR/kg	2.63	2.44	2.72	2.56	3.54	13.82	2.25	3.09
	2040	EUR/kg	2.36	2.19	2.29	2.17	3.01	14.01	2.62	2.29

Tabel 1: Karakteristieken van de verschillende groene waterstofproductietechnologieën

5 REFERENTIES

- [1] Shell, „Hydrogen, Energy of the future?,” 2017.
- [2] T. Murakami, „Optimized approach of high cold gas efficiency of woody biomass in fluidized bed gasifier with triple beds,” *Journal of JSPM*, 2013.
- [3] International Energy Agency, „Informatie over technische vergassing (http://task33.ieabioenergy.com/content/thermal_gasification) (bezoekt op 19-07-2018)”.
- [4] M. Gassner en F. Maréchal, „Thermo-economic process model for thermochemical production of synthetic natural gas (SNG) from lignocellulosic biomass,” 2009.
- [5] O. Yakaboylu, „Supercritical water gasification of wet biomass: modeling and experiments,” 2016.
- [6] R. Rauch, „Biomass gasification for synthesis gas production and applications of syngas,” 2013.
- [7] IEA, „Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells,” 2015.
- [8] M. Worley en J. Yale, „Biomass gasification technology assessment consolidated report,” 2012.
- [9] E. Bocci, „State of art of small scale biomass gasification power systems: a review of different typologies,” *Energy Procedia*, vol. 45, pp. 247-256, 2014.
- [10] IRENA, „Renewable energy technologies: cost analyses,” 2012.
- [11] S. Lensink en J. Cleijne, „Eindadvies basisbedragen SDE+ 2018,” 2017.
- [12] J. Gigler en M. Weeda, „Contouren van een routekaart waterstof,” 2018.
- [13] O. Schmid, A. Gambhir, J. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson en S. Few, „Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study,” *International journal of hydrogen energy* 42, pp. 30470-30492, 2017.
- [14] O. Schmid, „Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study,” *International journal of hydrogen energy*, vol. 42, pp. 30470-30492, 2017.
- [15] C. Rakousky, U. Riemer, K. Wippermann, S. Kuhri, M. Carmo, W. Lueke en D. Stolten, „Polymer electrolyte membrane water electrolysis: Restraining degradation in the presence of fluctuating power,” 2016.
- [16] J. Vaets, „Field Experience with Hydrogenics' prototype Stack and System for MW PEM electrolysis,” in *Durability and Degradation Issues in PEM Electrolysis Cells and Their Components*, Freiburg.
- [17] M. Suomalainen, „Potential of solid oxide electrolyser (SOEC) in PtG and PtL applications,” in *NEO-CARBON ENERGY 1ST RESEARCHERS' SEMINAR 15.12.2014 -16.12.2014*, 2014.
- [18] „<https://www.sunfire.de/en/products-and-technology/sunfire-hylink>,” SUNFIRE. [Online]. [Geopend 27 9 2018].
- [19] J. Schefold, „23,000 h steam electrolysis with an electrolyte supported solid oxide cell,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, nr. 19, pp. 13415-13426, 2017.
- [20] A. Matthijssen, „Safety distances for hydrogen filling stations,” 2006.
- [21] „IEAGHG Technical report 2017-2, Techno-Economic Evaluation of SMR based Standalone (merchant) Hydrogen Production Plant with CCS,” IES Greenhouse Gas R&D programme, February 2017.
- [22] J. H. Welink, „Groen Gas. Gas van aardgaskwaliteit uit biomassa. Update van de studie uit 2004,” 2004.
- [23] R. Matton, „HRS Arnhem: Exploration of local renewable production options for transport,” ECN-E-16-059, December 2016.
- [24] N. 510-39943, „Cost Estimation for Small Modular Biomass Systems, Synthesis Gas Cleanup, and Oxygen Separation Equipment,” 2006.
- [25] J. Ogdén, „Review of small stationary reformers for hydrogen production,” 2002.
- [26] DNV GL, „Power-to-hydrogen IJmuiden ver,” 2018.
- [27] ECN en DNV GL, „Kostenonderzoek verbranding en vergassing van biomassa SDE+ 2018,” 2017.
- [28] ECN, „Verkenning Energifunctionaliteit Energie Eilanden Noordzee,” 2017.
- [29] Van Wijk, „De Groene Waterstofeconomie in Noord Nederland,” 2017.
- [30] Tractabel, Hinicio en Engie, „Study on early businesscases in energy storage and more broadly Power to H2 applications,” 2017.

- 
- [31] J. Schefold, „Long-term Steam Electrolysis with Electrolyte -Supported Solid oxide Cells,” *Electrochimica Acta*, 2015.
- [32] S. H. Jensen, „Hydrogen and synthetic fuel production from renewable energy sources,” *International Journal of hydrogen energy*, pp. 3253-3257, 2007.



Over DNV GL

De drijfveer van DNV GL is het waarborgen van leven, eigendommen en het milieu. Vanuit deze doelstelling helpt DNV GL organisaties de veiligheid en duurzaamheid van hun bedrijfsvoering te verbeteren. DNV GL is 's werelds grootste classificatiemaatschappij voor schepen en offshore-installaties. Het bedrijf speelt tevens een toonaangevende rol als technisch adviseur voor de olie- en gassector en als inhoudelijk expert voor bedrijven in de energiewaardeketen. DNV GL is bovendien een van de grootste certificatie-instellingen wereldwijd.