



Onderzoek naar mogelijke toepassingen voor een
decentrale reversibele brandstofcel

Openbare eindrapportage

Projectnaam: Flexnode
Datum: 30 sept 2018
Projectnummer: TESI115003
Status: definitief

Opdrachtgevers



Auteurs

Alliander	Michiel Geurds
BlueTerra (penvoerder, voorheen Energy Matters)	Arjen de Jong Jeroen Larrivéé Jeroen Buunk
DNV GL	Rob van Gerwen Irin Bouwman Remco Bal
Hanzehogeschool	Andras Perl Tjerk Jansma Marvin Bosker Folkert Koopman
Hydron Energy	Sander Ten Hoopen
Jules Energy	Rob van Leeuwen

Disclaimer

Het project is uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. Alhoewel deze publicatie met grote zorg is samengesteld, wordt iedere aansprakelijkheid voor eventuele fouten uitgesloten.

Voor meer informatie kan contact opgenomen met Jeroen Larrivee van BlueTerra Energy Experts via info@blueterra.nl.

Inhoudsopgave

Samenvatting	4
1 Introductie FlexNode	5
1.1 Aanleiding	5
1.2 Doel FlexNode	5
1.3 Leeswijzer	6
2 Technische systeemopzet	7
2.1 Elektrolyzer sectie.....	8
2.2 Waterstof droog- en opslagsectie	9
2.3 Brandstofcel.....	10
2.4 Viessmann Vitovvalor 300-P	11
2.5 Aansturing en data acquisitie.....	12
2.6 Veiligheid	14
2.7 Beschrijving meetplan.....	15
3 Technische validatie van het systeem	17
3.1 Testresultaten	17
3.2 Discussie.....	24
3.3 Conclusie testresultaten	27
4 Resultaten marktperspectief	28
4.1 Waarde van flexibiliteit.....	28
4.2 Cost down studie	30
4.3 Berekening opslagkosten en LCOE	32
4.4 Markttoepassingen	35
4.5 Maatschappelijke en institutionele drempels	38
4.6 Positionering van RBC in de markt.....	39
4.7 Conclusies markttoepassingen.....	43
5 Conclusies en aanbevelingen	44
5.1 Conclusies	44
5.2 Aanbevelingen	45
6 Publicaties en spin-off.....	46
7 Bijdrage aan de doelstellingen van TKI	47

Samenvatting

De behoefte aan flexibiliteit in het Nederlandse energiesysteem zal sterk gaan toenemen op de middellange en lange termijn. De vraag is hoe deze flexibiliteitsbehoefte het beste ingevuld kan gaan worden in Nederland en Europa. Momenteel zijn grootschalige accu's sterk in opkomst maar naar de toekomst zal de capaciteit van dit soort systemen waarschijnlijk onvoldoende zijn. De rol van waterstof is hierdoor veelbesproken in Nederland. Waterstof kan grootschalig gemaakt én gebufferd worden en zo bijdragen aan de balancering van het energiesysteem. Hetzelfde kan ook decentraal met behulp van een reversibele brandstofcel (kortweg RBC) op knooppunten van de infrastructuur (Engels: nodes). Door te werken met decentrale RBC's kan er slim gebruik worden gemaakt van bestaande infrastructuur en kan de energie-efficiëntie worden verhoogd door de vrijkomende warmte te benutten. Zo is een RBC bijvoorbeeld denkbaar als flexibele bron in lokale warmtenetten. In dit onderzoek zijn de mogelijke toepassingen van een RBC doorgelicht met als doel een basis te leggen voor een nieuwe product-markt-combinatie op basis van een reversibele brandstofcel.

Daartoe zijn op EnTranCe testopstellingen opgebouwd op basis van PEM-technologie. Hiermee kan op kleine schaal worden getest hoe waterstofcomponenten kunnen worden geïntegreerd in één systeem, en waarmee in de praktijk kan worden gezien hoe deze aangestuurd en ingepast kan worden.

De brandstofcel heeft naar behoren gefunctioneerd en een elektrisch rendement van 45% op HHV-basis laten zien. Het thermisch rendement kon niet eenduidig worden vastgesteld omdat er alleen luchtkoeling mogelijk was. Ondanks technische problemen kon het stackrendement van de elektrolyzer worden vastgesteld op 73% op HHV-basis, en het systeemrendement op 50-57%. Gedurende het in gebruikstellen van het systeem en de metingen zijn verschillende aandachtspunten naar voren gekomen betreffende systeembetrouwbaarheid en veiligheid. Dit geeft aan dat de systeemintegratie van waterstofcomponenten nog in de kinderschoenen staat.

Uit onderzoek naar de marktkansen blijkt dat zowel voor de korte als lange termijn opslag de RBC niet de meeste voor de hand liggende optie is, en het te moet afleggen tegen, respectievelijk, netverzwaring of batterijen en grootschalige waterstof toepassingen. Ondanks een verwachte kostprijzdaling is de toepassing van een RBC alleen mogelijk in uitzonderlijke situaties, bijvoorbeeld in afgelegen netgebieden waar verduurzaming en netverzwaring zeer kostbaar zijn.

De meest belangrijke factoren in de rentabiliteit van een RBC zijn het conversierendement en aantal draaiuren die een systeem kan maken. Een RBC moet idealiter gevoed worden vanuit zon- én windenergie omdat het aantal draaiuren anders te beperkt blijft. Zo kan een RBC puur op zonne-energie niet meer dan 150 vollasturen maken in een gebied met stroomverbruik, en maximaal 1000 vollasturen bij een zonnepark zonder verbruik, hetgeen zeer belemmerend werkt voor de business case. Een ander kritiek punt is dat waterstofopslag van nature weinig laad- en ontladcycli per jaar kent. De opslag moet dus heel goedkoop worden, omdat elke eenheid opslag maar weinig wordt gebruikt.

Hoewel waterstof een steeds groter rol zal gaan spelen in de energietransitie ligt, gezien de vooruitzichten, een verdere uitrol van een RBC-systeem in Nederland nu niet voor de hand. Het lijkt logischer om de elektrolyzer te plaatsen bij een duurzame bron en de brandstofcel juist te plaatsen bij een eindgebruiker dan wel een afnamepunt. Een alternatief voor dure lokale waterstofopslag is aansluiting op grootschalige infrastructuren, bijvoorbeeld het herbestemmen van het bestaande gasnet voor transport van waterstof.

1 Introductie FlexNode

1.1 Aanleiding

Eindgebruikers, energiebedrijven en netbeheerders ondervinden allen een impact van de energietransitie, met name als gevolg van toename van capaciteit van wind- en zonne-energie. Dit leidt tot een vraag naar nieuwe energieproducten die flexibiliteit bieden en inspelen op de diverse klantbehoeften:

- Beperkte impact op kosten voor infrastructuur, gelijkwaardige of betere leveringszekerheid en flexibiliteit t.a.v. diverse technieken (perspectief netbeheerder/gemeente/overheid)
- Maximale economische inzetbaarheid gedurende het jaar (perspectief energiebedrijf/eindgebruiker)
- Faciliterend voor nieuwe technologische ontwikkeling op wijk/stadsniveau zoals Nul-op-meter wijken, elektrisch vervoer, HR-zonnepanelen, warmtepompen (perspectief eindgebruiker)

De huidige oplossingen voor flexibiliteit op de elektriciteitsmarkt kennen allen tekortkomingen op bovengenoemde klantbehoeften bij de voorziene grootschalige implementatie van duurzame energie. Naast bestaande technieken zoals Power-to-heat en accu technologie (hoofdzakelijk Li-ion) wordt er daarom gekeken naar de rol van waterstof. Waterstof kan grootschalig gemaakt én gebufferd worden en zo bijdragen aan de balancerende van het energiesysteem. Hetzelfde kan ook decentraal met behulp van een reversibele brandstofcel (kortweg RBC) op knooppunten van de infrastructuur (Engels: nodes). Door te werken met decentrale RBC's kan er slim gebruik worden gemaakt van bestaande infrastructuur en de energie-efficiëntie kan worden verhoogd door de vrijkomende warmte te benutten. Zo is een RBC denkbaar als flexibele bron in lokale warmtenetten Dit onderzoek beoogt om meer inzichten te geven in de mogelijke toepassing van een RBC.

Een consortium bestaande uit Hanzehogeschool Groningen, Alliander, Hydron Energy, Jules Energy, DNV GL en BlueTerra heeft dit project uitgevoerd.

1.2 Doel FlexNode

Het overall doel is het ontwikkelen van een nieuw concept in de schaalgrootte van ± 250 kW dat inspeelt op de verschillende klantbehoeftes van de energietransitie. Binnen dit project bestaat de doelstelling uit het opschalen naar een Technology Readiness Level (TRL) 5-6.

De uitdaging voor het ontwikkelen van een RBC kent verschillende dimensies:

- Technisch: aangetoond moet worden dat een RBC goed werkt en de voorziene functies kan vervullen
- Economisch: onderzoeken van passende regelstrategie en berekenen van waardegeneratie voor aantal casussen
- Maatschappelijk/institutioneel: zicht verkrijgen op mogelijke barrières en kansen voor toepassing van een RBC: bv de rol van de netbeheerder of het veiligheidskader voor de opslag van waterstof

Al deze verschillende dimensies zullen geadresseerd worden in dit project.

1.3 Leeswijzer

Dit rapport is opgebouwd langs de lijn van de werkpakketten omdat deze zoveel mogelijk chronologisch is opgebouwd:

- HO 2. Technische systeemopzet
- HO 3. Technische validatie van het systeem
- HO 4. Resultaten marktperspectief
- HO 5. Conclusies en aanbevelingen
- HO 6. Publicaties en spin-off
- HO 7. Bijdrage aan doelstellingen TKI

2 Technische systeemopzet

De RBC-testopstelling op het terrein van EnTranCe bestaat uit een elektrolyzer en brandstofcel met waterstofopslag als hoofdcomponenten. Daarnaast bestaat de opstelling uit verscheidene randsystemen zoals een drooginstallatie voor waterstof, load bank voor het testen van de brandstofcel, demiwater voorraad en elektronische componenten voor aansturing en data acquisitie. Meer details kunnen uit de P&ID's in de bijlagen B-1 t/m B-3 worden afgeleid.

Het systeem heeft de volgende eigenschappen:

1) Brandstofcel (H2SYS AIRCELL® 1000 ACS)

- Nominaal vermogen: 1.0 kW_{e,DC}
- Piek vermogen: 1.2 kW_{e,DC} (60 seconden)
- Max. waterstof toevoer : 0.9 Nm³/h
- Max. toevoerdruk: 10 bar (intern gereduceerd tot 0.56 bar overdruk)
- 28 cellen in stack

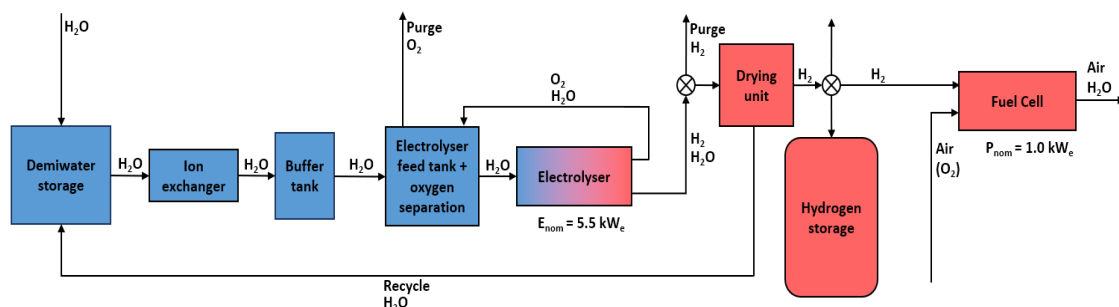
2) Elektrolyzer (GreenHydrogen HyProvide P1)

- Nominaal vermogen: 5.5 kW_{e,AC}
- Max. waterstof productie: 1 Nm³/h
- Max. H₂ stack druk: 50 bar
- 33 cellen in stack

3) Waterstofopslag (Mahytec, type IV tank):

- Opslagvolume: 850 L
- Max. vuldruk: 60 bar
- Koolstofvezel composiet shell met polymeer liner

De versimpelde flowsheet van de testopstelling is weergegeven in Figuur 1.

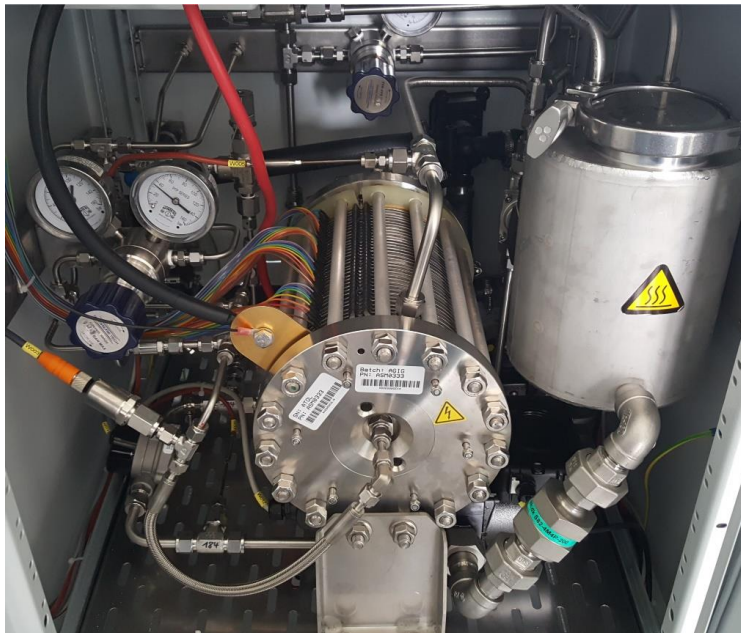


Figuur 1 - Versimpelde flowsheet van de RBC testopstelling

2.1 Elektrolyzer sectie

De elektrolyzer is een lage temperatuur PEM-elektrolyzer type met een stack van 33 cellen in serie. Het nominale opgenomen vermogen van de elektrolyzer is 5.5kW. Voor het elektrolyse proces zijn randvoorwaarden gesteld aan het toegevoerde vermogen op basis van de waterstof stackdruk. Bij een hogere stackdruk vindt verhoogde waterstof cross-over naar de anodezijde plaats, wat veiligheidsrisico's met zich mee brengt¹. Bij een hogere productiedruk moet doorgaans een hoger minimaal toegevoerd vermogen voor elektrolyse gehanteerd worden, zodat de cross-over binnen de veiligheidsmarges blijft. Om het waterstof voldoende te drogen na de productie wordt door de fabrikant een minimale productiedruk van 15 bar gehanteerd.

De voorraadtank met demiwater wordt gevuld met demiwater met een geleidbaarheid van ca. 10 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Dit wordt verder gezuiverd d.m.v. een ion exchange filter tot $< 1 \mu\text{S}/\text{cm}$ zodat het voldoet aan de kwaliteitseisen van de elektrolyzer ($< 2 \mu\text{S}/\text{cm}$). Een geleidbaarheidsmeter controleert de zuiverheid van het water dat vanaf de ion exchange filter naar de externe buffertank stroomt. In het systeem van de elektrolyzer bevindt zich een interne feed tank met ion exchange filter. Hierbij wordt de geleidbaarheid van het gecirculeerde water vóór de stack gemeten. Bij een afwijking hoger dan 15 $\mu\text{S}/\text{cm}$ schakelt het systeem automatisch uit om schade aan de stack te voorkomen. In Figuur 2 is de elektrolyzer stack met de feedtank weergegeven.



Figuur 2 - Elektrolyzer stack (midden) met de water feedtank (rechts) in de elektrolyzer behuizing

De elektrolyzer is een watergekoeld type. Het water dat door de stack stroomt neemt de warmte op. Dit stroomt door een warmtewisselaar wat is gekoppeld aan een extern koelsysteem waar koelvloeistof doorheen wordt gepompt. De koelvloeistof staat zijn warmte buiten af via een fin-tube type warmtewisselaar die is voorzien van ventilatie. Voor warm water toepassingen zou de restwarmte van elektrolyse nuttig gebruikt kunnen worden door hier in de ontwerpfase rekening mee te houden. In het externe koelsysteem wordt het debiet en de in- en uitgaande temperatuur van de koelvloeistof gemeten om het totale koelvermogen te bepalen. Dit kan dan meegerekend worden voor de totale systeemefficiëntie.

¹ Schalenbach M, Carmo M, Fritz DL, Mergel J, Stolten D. Pressurized PEM water electrolysis: Efficiency and gas crossover. Int J Hydrogen Energy 2013;38:14921–33. doi:10.1016/j.ijhydene.2013.09.013.

Het geproduceerde waterstof uit de elektrolyzer is verzadigd met waterdamp. In verschillende stappen wordt dit eerst gedroogd in de droogunit (HyDry P1). Naast waterstof wordt zuurstof geproduceerd in de elektrolyzer. De overmaat water en zuurstof worden naar de feed tank geleid waar de gasfase tegelijkertijd wordt afgescheiden. De oplosbaarheid van zuurstof en waterstof in water wordt, onder de operationele condities, als verwaarloosbaar beschouwd. Het water wordt continu als voeding over de elektrolyzer gecirculeerd en wordt bijgevuld met water vanuit de externe buffertank.

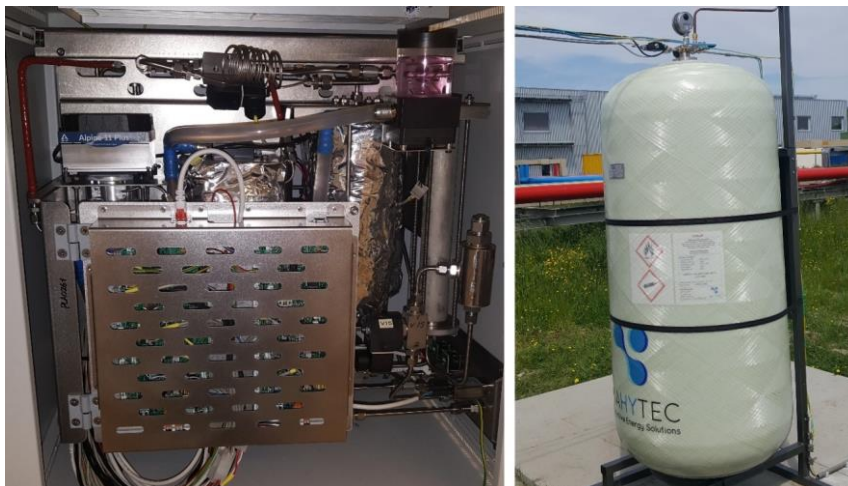
2.2 Waterstof droog- en opslagsectie

Voordat de waterstof uit de elektrolyzer kan worden opgeslagen, moet het eerst door verschillende droogstappen in de droogunit (HyDry P1) die bij de elektrolyzer is geleverd. De volgende stappen worden hier uitgevoerd:

- 1 Gecondenseerd water wordt eerst van de waterstof stroom afgescheiden.
- 2 Zuurstof wat zich, door cross-over in de stack, in de waterstof stroom bevindt, wordt door een 'DeOxo' reactor kolom geleid. Hierbij vindt een katalytische recombinitie met waterstof tot water plaats bij een temperatuur van 200 °C. De reactor is verwarmd met verwarmings-elementen.
- 3 De waterstof stroom wordt in twee stappen afgekoeld, eerst met een luchtkoeler en vervolgens met een Peltier koelunit tot een temperatuur van 5 °C.
- 4 Het gecondenseerde water wordt van de waterstof stroom afgescheiden.
- 5 Het waterstof gaat door één van twee droogkolommen met silicagel. De droogkolommen werken volgens het 'Pressure and Temperature Swing Adsorption' principe. De kolommen zijn te regenereren door de kolommen te verhitten als het silicagel is verzadigd met water.
- 6 Een derde droogkolom met silicagel droogt het waterstof als laatste stap. De dauwpunt van de waterstof stroom is daarna lager dan -70 °C.

Het vloeibare water wat uit de waterstof stroom wordt afgescheiden wordt opgevangen in aparte drainvaten en wordt geschakeld op niveau gelegd. De droge waterstof stroomt via een flowmeter (Bronkhorst, type: F-111BI-20K) naar de opslagtank.

De opslagtank is uitgerust met een druk en temperatuur (Pt100) meting. Beide worden in de leiding net boven de tank gemeten. De tank is beveiligd tegen overdruk boven 60 bar en kan handmatig gelegd worden in geval van nood of onderhoud. In Figuur 3 zijn de verschillende componenten in de droogunit en de opslagtank weergegeven.

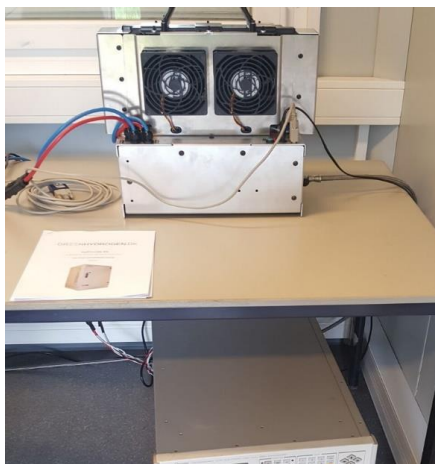


Figuur 3 - Links: droogunit met verscheidene componenten en aansturing. Rechts: Waterstofopslagtank

2.3 Brandstofcel

De brandstofcel is, zoals de elektrolyzer, een PEM-type met Nafion membranen bestaande uit totaal 28 cellen. De brandstofcel wordt gevoed met waterstof uit de opslagtank. De maximale toevoerdruk is 10 bar bij een debiet van maximaal 0.9 Nm³/h (nominaal: 0.72 Nm³/h). Intern wordt de waterstof toevoerdruk aan de stack gereduceerd tot ongeveer 0.6 bar overdruk. De brandstofcel levert een nominaal elektrisch vermogen van 1.0 kW met ca. 700 tot 1500 W warmte output, afhankelijk van de efficiëntie waarbij het elektrisch vermogen wordt geleverd. Het werkelijk geleverde elektrische vermogen is afhankelijk van de gevraagde load. Om dit zo gecontroleerd mogelijk te testen wordt de brandstofcel aangesloten aan een elektronische gelijkstroom load bank. Hierbij kan het gevraagde elektrische vermogen nauwkeurig worden ingesteld.

Een belangrijk verschil in het design t.o.v. de elektrolyzer is dat de brandstofcel een open-kathode type is. Hierbij wordt zowel de toevoer van zuurstof in lucht en koeling aan de kathodezijdes van de cellen geregeld. Twee ventilatoren trekken de lucht door de kathode stromingskanalen. Om de efficiëntie en het geleverde vermogen van de brandstofcel optimaal te houden wordt de interne temperatuur en bevochtiging geregeld door de interne hardware van de brandstofcel. Indien de temperatuur teveel oploopt, zal de lucht doorstroming verhoogd worden. Daarnaast beschikt de brandstofcel over een interne shortcircuit functie van de stack. Ongeveer om de tien seconden wordt de uitgangsspanning onderbroken en wordt de stack voor ca. 100 milliseconden kortgesloten. Hier wordt in de rapportage van WP3 meer aandacht aan besteed. In Figuur 4 is de brandstofcel met de load bank weergegeven.



Figuur 4 - Boven: Brandstofcel, H2SYS AIRCELL® 1000 ACS; Onder: Load bank, Chroma AC/DC Electronic Load 63804

2.4 Viessmann Vitovalor 300-P

Naast de beschreven testopstelling is afzonderlijk een micro-warmtekrachtkoppeling (micro-WKK) systeem (Viessmann Vitovalor 300-P) meegenomen in de testopstelling. Deze unit bestaat uit een PEM-brandstofcel in combinatie met een reformer. Deze is in Japan reeds grootschalig in gebruik genomen en is geoptimaliseerd voor maximale productie van elektriciteit en warmte. Deze brandstofcel heeft één van de hoogste totaalrendementen van alle beschikbare brandstofcellen.

Dit systeem heeft de volgende technische hoofdeigenschappen:

- Brandstofcel (0.75 kWel / 1 kWth)
- Stoomreformer
- Warmwaterboiler (46 L) en buffer voor warmwater (130 L)

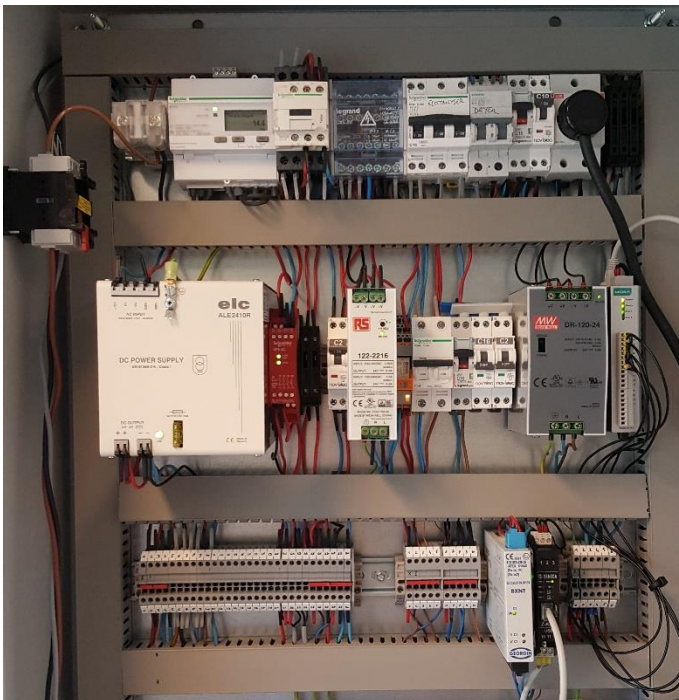
Een schematisch overzicht van het systeem met meer details is te vinden in Figuur 5.



Figuur 5 - Schematisch overzicht van de systeemcomponenten in de Viessmann Vitovalor 300-P

2.5 Aansturing en data acquisitie

Voor de aansturing en data acquisitie van alle systemen in de RBC testopstelling is centraal een elektriciteitskast aangelegd waarin alle elektronische componenten zich bevinden. Voor het verzamelen van data van de brandstofcel en de elektrolyzer worden, op het moment, aparte LabVIEW programma's gebruikt. De brandstofcel is geleverd samen met een LabVIEW programma voor aansturing en data acquisitie doeleinden. Voor de elektrolyzer is dit voor data acquisitie doeleinden zelf ontwikkeld en uitgebreid met aansturingmogelijkheden. Hierbij wordt ook de data verzameld van de externe flowmeters en de druk- en temperatuursensoren van de opslagtank. In Figuur 6 zijn de verscheidene elektronische componenten in de elektriciteitskast te zien, zoals een elektriciteitsmeter, verschillende groepen, veiligheidsschakelingen, DC omvormers en data acquisitie systemen. Per systeem zal in dit hoofdstuk de verschillende details omtrent communicatie, aansturing en de data acquisitie behandeld worden. Zie bijlagen C-1 t/m C-3 voor de elektrische schema's van de elektriciteitskast.



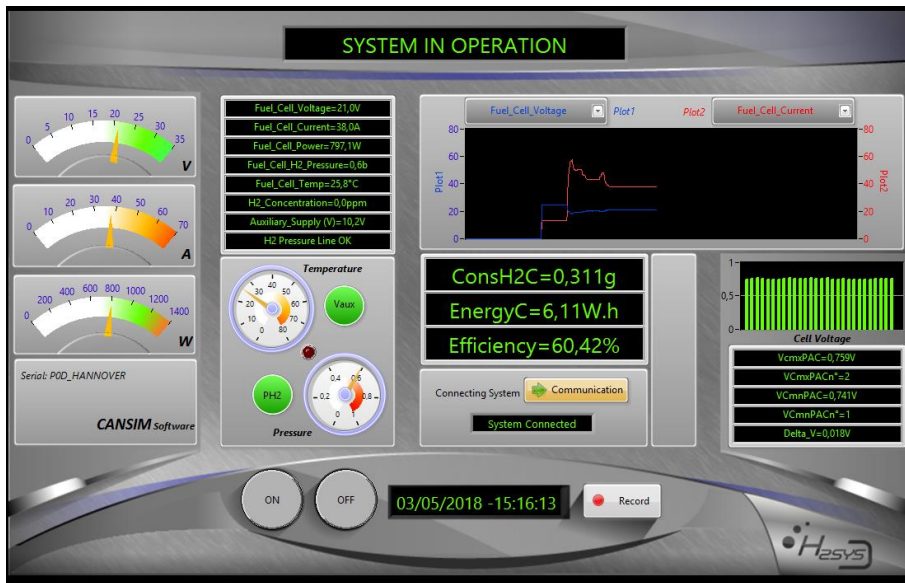
Figuur 6 - Verschillende elektronische componenten in de elektriciteitskast

Aansturing brandstofcel

Voor de communicatie met de brandstofcel kan gebruik gemaakt worden van het CANbus protocol. Voor de aansluiting op een PC wordt een CANbus/USB converter gebruikt zodat via een USB-poort een seriële verbinding met de brandstofcel opgezet kan worden. De brandstofcel is geleverd met LabVIEW software. Hierin is een interface gecreëerd om verscheidene procesvariabelen te monitoren, het systeem aan en uit te schakelen en maakt data acquisitie van het systeem mogelijk. De verscheidene procesvariabelen die hierbij gemonitord en gelogd kunnen worden zijn:

- Stack voltage, stroom en vermogen
- Stack temperatuur en druk
- Opgewekte elektriciteit en geschat verbruik van waterstof met efficiëntie
- Waterstofdetectie van de interne meter

Een voorbeeld van de interface is gegeven in Figuur 7. Voor de datalogging maakt de software een 'Comma Separated Values'-bestand (CSV) aan waar de verschillende procesvariabelen continu worden weggeschreven.

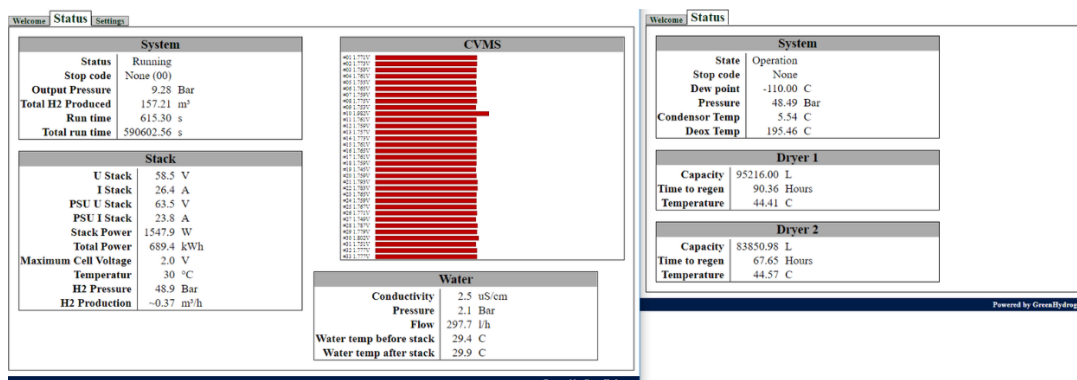


Figuur 7 - LabVIEW interface van de brandstofcel

Aansturing elektrolyzer, droogunit en koelcircuit

Voor het proces van de elektrolyzer zijn de droogunit en het koelcircuit met elkaar verbonden. De elektrolyzer stuurt de pomp aan van het externe koelcircuit om de temperatuur van het gecirculeerde demiwater rond de 70 °C te houden. De communicatie van de droogunit en de elektrolyzer is met elkaar verbonden middels het Modbus protocol. Aan de achterzijde van de elektrolyzer unit bevindt zich de driefase aansluiting, aansluiting voor de pomp van het externe koelcircuit en twee ethernetpoorten. Een van de ethernetpoorten wordt gebruikt voor de Modbus communicatie met de droogunit en de andere kan gebruikt worden voor remote monitoring toepassingen via de web-interface van de elektrolyzer en de droogunit. De droogunit beschikt ook over twee ethernetpoorten voor dezelfde gebruikdoeleinden en een aparte stroomvoorziening.

De elektrolyzer en droogunit zijn standaard enkel voorzien van een interne micro webserver om het proces te monitoren en eventueel remote in en uit te schakelen, zie Figuur 8. Voor data acquisitie doeleinden is dit systeem niet geschikt en moet daarom op basis van het Modbus protocol opgezet worden.



Figuur 8 - Links: Status weergave van de elektrolyzer via de web interface. Rechts: Status weergave van de droogunit via de web-interface.

Voor de data acquisitie is in LabVIEW een programma geschreven om alle procesvariabelen van de elektrolyzer en de droogunit te verzamelen. Hierbij wordt ook de data van de flowmeters en de sensoren op de tank gelogd. Om dit mogelijk te maken is de communicatieverbinding tussen de elektrolyzer en de droogunit gesplit. De verbinding is vervolgens doorgelinkt aan een gateway (Seneca Z-Key) die is verbonden aan het centrale netwerk voor aansturing en data acquisitie. Via de gateway kunnen de Modbus registers van de elektrolyzer en droogunit worden uitgelezen en kan de aansturing worden geregeld. In de LabVIEW software wordt een communicatie verbinding met de gateway opgezet om dit mogelijk te maken.

De flowmeters en tanksensoren sturen een analoog output signaal (4-20mA) afhankelijk van de gemeten procesvariabele. Om de data hiervoor te verzamelen wordt gebruik gemaakt van een remote I/O apparaat met Modbus/TCP-communicatie (Moxa ioLogik E1240). Dit systeem schrijft de output signalen weg in een Modbus register. Dit kan vervolgens in LabVIEW worden uitgelezen en vertaald worden naar de fysieke waarde die de sensor meet.

De pomp van het externe koelcircuit wordt aangestuurd door de interne controller van de elektrolyzer. Op dit koelcircuit is ook een warmtemeter (Kamstrup Multical 402) aangesloten die het debiet en in- en uitgaande temperatuur van het koelwater meet. De warmtemeter biedt standaard geen opties tot data acquisitie en is uitgebreid met een module op basis van het M-Bus protocol. Een converter zet de M-Bus verbinding om naar een USB-verbinding zodat communicatie via een PC mogelijk is. Via LabVIEW kan vervolgens een seriële verbinding opgezet worden om de data van de warmtemeter uit te lezen.

De elektrolyzer maakt gebruik van een driefase aansluiting. De stroom door de kabels, die in de elektriciteitskast binnenkomen, worden door een stroommeettransformator geleid. Dit is aangesloten op een energiemeter (Schneider Electric A9MEM3255). Deze meter is voorzien van een seriële Modbus communicatie optie voor het uitlezen van de waarden.

Demiwater systeem

Vanuit de voorraadtank wordt demiwater door een ion exchange filter gepompt om het verder te zuiveren. Het gezuiverde water komt vervolgens in de buffertank voor de elektrolyzer terecht. Op deze buffertank zijn drie level sensoren aangesloten waarop de pomp gestuurd wordt. Indien het niveau in de buffertank onder de eerste level sensor komt, dan zal de pomp aangestuurd worden om de buffertank te vullen tot de tweede level sensor. Voor redundantie is een derde level sensor hierboven voorzien om de pomp te stoppen. In de leiding vóór de buffertank is een geleidbaarheidsmeting aangesloten. De meting kan visueel afgelezen worden op het paneel van het demiwater systeem om te verifiëren of de geleidbaarheid voldoet aan de specificaties. Er wordt geen automatische actie uitgevoerd indien de geleidbaarheid een te hoge afwijking heeft.

2.6 Veiligheid

Voor het opzetten van het systeem in de cabin op het EnTranCe terrein is een Veiligheid, Gezondheid, Milieu (VGM) risicoanalyse uitgevoerd.

Om voldoende luchtdoorstroming in de cabin te krijgen volstaat natuurlijke ventilatie. In de deur van de cabin wordt een luchtrooster aangebracht. In het dak, vlakbij de elektrolyzer, is ook een luchtrooster aangebracht met een schoorsteen constructie om inregenen te voorkomen.

Zowel de elektrolyzer als de brandstofcel zijn voorzien van gasdetectors die het proces stopzetten in het geval een te hoge concentratie waterstof wordt gemeten. In het geval dat toch waterstof vrijkomt in de cabin, dan wordt de stroomvoorziening automatisch afgesloten door het gasdetectiesysteem. Hiertoe zijn twee gasdetectors aangebracht in de cabin. In het geval dat een gasdetector een concentratie vanaf 15% van de Lower Explosive Limit (LEL) van waterstof meet, dan wordt automatisch het alarm ingeschakeld en de stroomvoorziening (behalve veiligheidssystemen) in de cabin afgesloten. De LEL van waterstof is 4 volume procent in lucht.

Bij het ontstaan van een onveilige situatie kan de gehele stroomvoorziening door het indrukken van stopknoppen worden uitgeschakeld. Een stopknop bevindt zich op de elektriciteitskast in de cabin en de andere aan de buitenzijde. Om de stroomvoorziening weer vrij te geven dient zowel de stopactie gereset te worden en een sleutel op de elektriciteitskast ('Initialize Safety') omgedraaid te worden.

2.7 Beschrijving meetplan

Dit hoofdstuk beschrijft de doelstelling van dit werkpakket en daarmee samenhangende onderzoeksvragen die in het onderzoek beantwoord worden. Daarbij komt de meetmethode aan bod en de berekeningen aan de hand van de onderzoeksdata.

2.7.1 Doelstelling en onderzoeksvragen

De doelstelling van WP3 is het testen en technische valideren van de werking van de in WP1 opgeleverde RBC-testopstelling en het Viessmann systeem met brandstofcel en reformer. Hiermee dient inzicht te worden verkregen in de werking van het systeem en verkrijgen van belangrijke operationele parameters die van belang zijn voor het toekomstig integreren van een RBC in verscheidene toepassingsmogelijkheden.

Om de doelstelling te behalen, zijn de volgende onderzoeksvragen uitgesplitst die in het onderzoek beantwoord worden door het uitvoeren van experimentele metingen aan de RBC-testopstelling en Viessmann systeem.

- 1) Wat zijn de omzettingsrendementen?
- 2) Wat is de betrouwbaarheid van het systeem?
 - a) Welk type storingen treden op en hoe kunnen ze verholpen worden?
 - b) Welk onderhoud is nodig?
- 3) Hoe snel kan de RBC op- en afregelen?
- 4) Hoe snel kan de RBC schakelen tussen waterstofproductie en elektrolyse?
- 5) Wat zijn de veiligheidsrisico's van de RBC?

Betreffende de omzettingsrendementen kan gekeken worden op overall systeemniveau, alsmede de hoofdcomponenten onafhankelijk van elkaar: brandstofcel, elektrolyzer en het geheel van de randsystemen (pompen, aansturing, droogunit etc.).

2.7.2 Meetplan en -methode

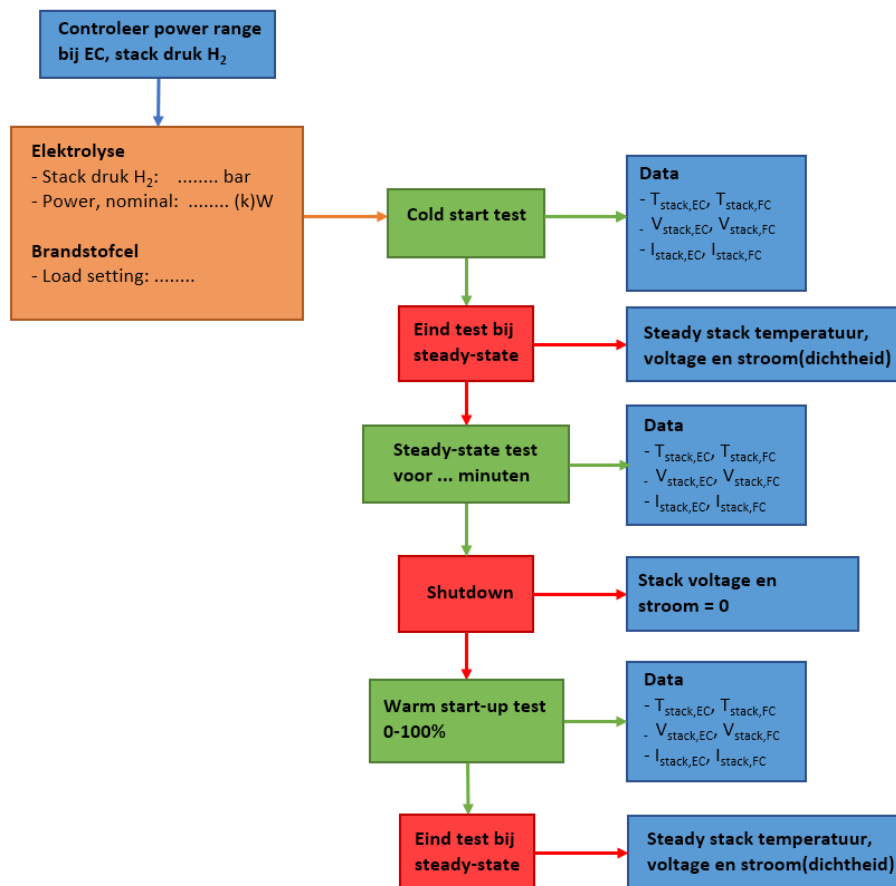
De uitvoering van experimentele metingen zal in deze paragraaf worden behandeld. In Tabel 1 wordt de ruimte van operationele condities waar binnen de elektrolyzer en brandstofcel kunnen werken toegelicht. De ruimte waarbinnen de productiedruk van waterstof in de elektrolyzer, als functie van het nominaal toegevoerd vermogen, kan variëren is afgeleid uit een grafiek van de fabrikant. In de praktijk is het mogelijk dat de maximale waarde enigszins afwijkt van de hier genoemde waarde. De minimale waarde van 15 bar wordt door de fabrikant als minimum gehanteerd voor een correcte werking van de droogunit die na de elektrolyzer geschakeld is. Gedurende of na het droogproces wordt de relatieve vochtigheid van het waterstof niet gemeten om correcte werking te garanderen.

De toevoerdruk van waterstof aan de brandstofcel dient tussen minimaal 4 en maximaal 10 bar te zijn met een verwacht maximaal debiet van ca. 0.9 Nm³/h. De toevoerdruk wordt tijdens metingen rond de 5 bar ingesteld. In de brandstofcel wordt de druk intern gereduceerd tot onder de 0.6 bar overdruk waarmee de stack gevoed wordt.

Tabel 1: Parameter ruimte voor de operationele condities van de elektrolyzer en brandstofcel.

Parameter	Min.	Max.	Eenheid	Opm.
P_{EC}	0	5.5	kW	Elektrolyzer: 100% nominal load = 5.5 kW (AC)
E_{FC}	0	1.2	kW	Fuel cell: 100% nominal power = 1.0 kW, peak power = 1.2 kW (DC)
$P_{H_2,EC}^{stack}(25\%)$	15	25	bar	25% P_{EC}
$P_{H_2,EC}^{stack}(50\%)$	15	30	bar	50% P_{EC}
$P_{H_2,EC}^{stack}(75\%)$	15	40	bar	75% P_{EC}
$P_{H_2,EC}^{stack}(100\%)$	15	49	bar	100% P_{EC}

In Figuur 9 is een flowchart opgenomen van de metingen die bij verschillende operationele condities worden uitgevoerd. Uit deze testen kunnen de (cold en warm) start-up tijd in de praktijk gemeten worden. Gedurende de test wordt voor bepaalde duur (ca. één uur of langer) het systeem onder steady-state condities voortgezet voor het verkrijgen van voldoende data voor analyse. Door het continu verzamelen van de data van alle sensoren (bijv. temperatuur, stack voltage en stroom) in het systeem kan dit na afloop geanalyseerd worden. De sampling rate voor het opslaan van de data kan afhankelijk van het doel ingesteld worden om de hoeveelheid data te beperken.



Figuur 9: Flowchart van de procedure om de elektrolyzer en brandstofcel te testen bij variërende elektrische vermogen

3 Technische validatie van het systeem

3.1 Testresultaten

In dit hoofdstuk zijn de testresultaten van de uitgevoerde metingen aan de brandstofcel en elektrolyzer in de RBC-testopstelling uitgezet. Op basis van gegevens uit de literatuur worden de resultaten vergeleken en aangevuld. Voor het Viessmann systeem kan enkel resultaat op basis van beschikbare literatuurgegeven worden.

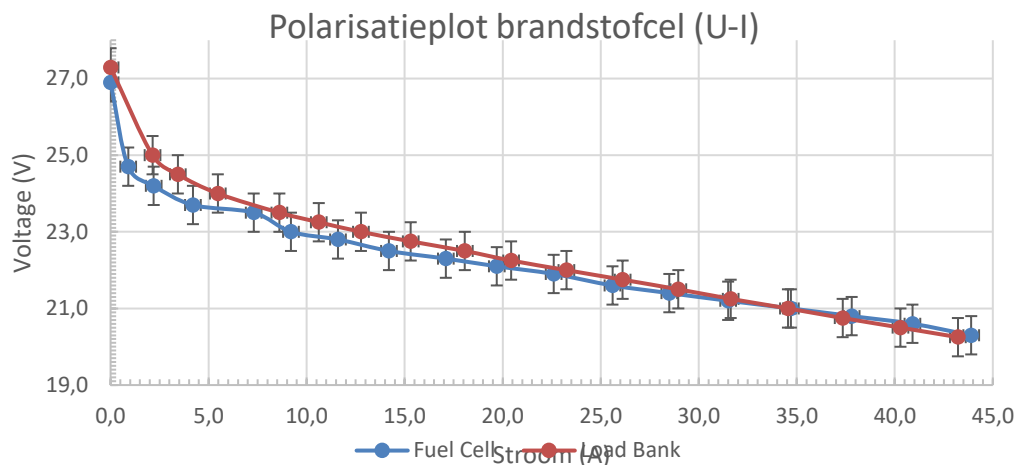
3.1.1 Resultaten brandstofcel

Verscheidene metingen zijn uitgevoerd aan de brandstofcel binnen het nominale vermogensbereik. Tijdens de metingen zijn bepaalde beperkingen aan het meetsysteem opgemerkt. De gebruikte load bank (Chroma 63804) kan zowel gelijk- als wisselstroom load simulaties uitvoeren en biedt verscheidene modi waarbij een specifieke parameter constant wordt gehouden. Dit kan simpelweg een constante weerstand zijn, maar ook een constant vermogen, stroom of voltage. Om de brandstofcel te testen bij variërend geleverd vermogen was oorspronkelijk het plan om een constante stroom of vermogen op de load bank in te stellen. Vooraf was echter niet duidelijk dat de brandstofcel gebruik maakt van een interne stack kortsluitfunctie welke in tijdsintervallen van 10 seconden voor ca. 100 ms intreedt. Dit wordt bij meerdere commerciële PEM brandstofcellen toegepast en is in de literatuur al in verschillende onderzoeken beschreven². Hierbij is aangetoond dat een hogere performance en lagere degradatiesnelheid mogelijk is, door de stack korte tijd binnen langere tijdsintervallen kort te sluiten. Het mechanisme hiervoor is niet geheel eenduidig en verschillende theorieën zijn in de literatuur beschreven. Hier wordt in de discussie meer aandacht aan besteed.

De load bank kon echter niet overweg met het periodiek wegvallen van het voltage aan de stack uitgang in de constante stroom/vermogen modus. Een minimaal voltage van 7.5V vanuit het te testen apparaat is continu nodig in deze modi. In de constante weerstandsmodus kan slechts een weerstand van minimaal 1 Ω ingesteld worden. Dit komt grofweg overeen met 500 W geleverd vermogen door de brandstofcel. Enkel de constante voltage modus kon overweg met de geschakelde onderbreking van de stroomkring door de brandstofcel, met een maximale stroom van 45 A. De onnauwkeurigheid van de load bank voor het voltage is 0.1% op de gelezen waarde plus 0.1% op de volledige meetschaal van 500 V (0.1% komt dus overeen met 0.5 V). Voor de stroom is dit 0.1% op de gelezen waarde plus 0.2% op de volledige meetschaal van 200 A (0.4 A).

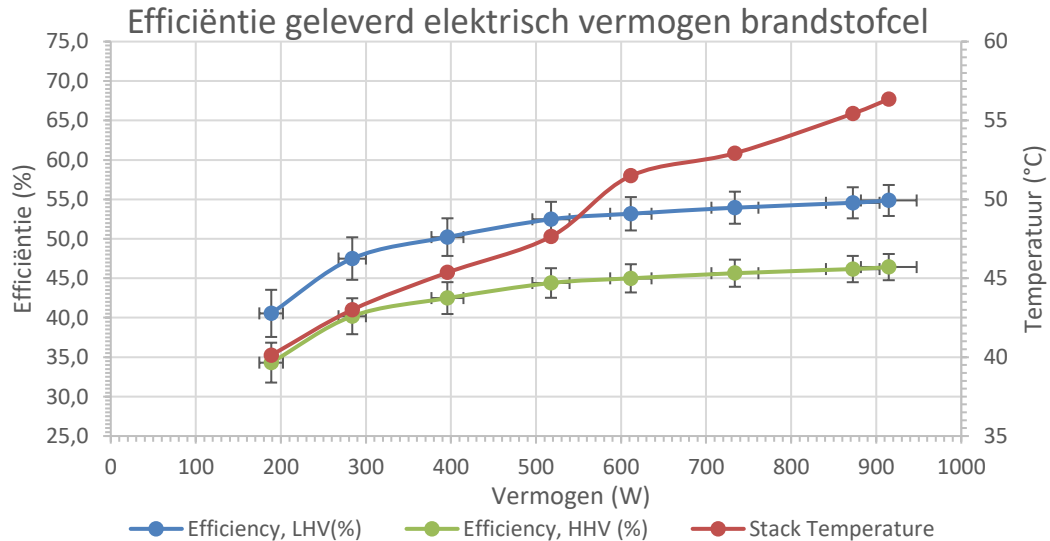
Voorafgaand aan het testen is de brandstofcel met de load bank getest bij variabele instelling van het voltage op de load bank. Op deze manier kan een polarisatie plot gevormd worden van de geleverde stroomsterkte bij een bepaalde potentiaal. De datapunten zijn iedere keer net voor het inschakelen van de kortsluitfunctie genomen zowel vanaf de brandstofcel als de load bank. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 10. Hierbij moet rekening gehouden worden met het feit dat bij elk datapunt de brandstofcel mogelijk nog niet geheel steady-state operationeel was. Daarnaast is de relatieve meetfout bij hogere vermogens significant lager. Bijvoorbeeld, bij 24,5 V en 2,14 A is de relatieve fout op het elektrisch vermogen 20,3%. Bij 20,5 V en 40,29 A is dit slechts 3,6%.

² Godula-Jopek A. Hydrogen Production by Electrolysis. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co.; 2015.



Figuur 10: Polarisatieplot van de brandstofcel gemeten bij variërende instelling van het voltage in de 'Constant Voltage' modus van de load bank. N.B. Steady-state condities kan niet volledig bij elk datapunt aangenomen worden.

Op basis van het uitvoeren van de testen zoals beschreven in 2.7 is het dynamische gedrag van de brandstofcel en de efficiëntie bij steady-state condities bepaald. In de berekeningen voor het vermogen is over een langere tijdsduur van minimaal een halfuur het tijdsgemiddelde voor het voltage en stroomsterkte bepaald. Voor het berekenen van de efficiëntie is het geconsumeerde volume waterstof en geproduceerde elektrische energie berekend door integratie van respectievelijke het volumetrisch debiet en het elektrisch vermogen in de tijd. Dit levert, gezien het patroon van de ruwe data, hogere nauwkeurigheid op dan berekening vanuit het gemiddelde gedurende de gekozen tijdsspanne. De resultaten zijn grafisch weergegeven in Figuur 11.

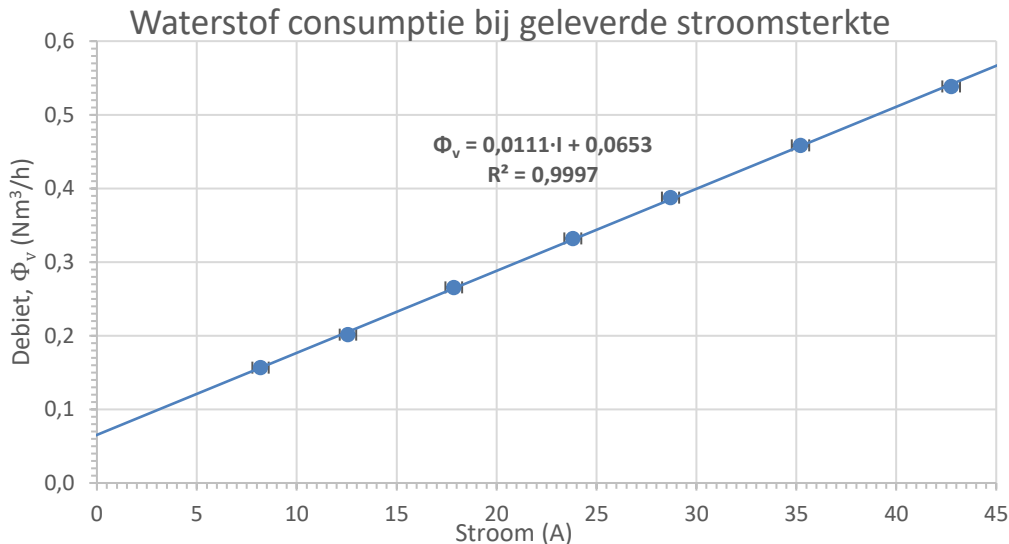


Figuur 11: Efficiëntie en de stack temperatuur van de brandstofcel bij variërend geleverd elektrisch vermogen onder steady-state condities.

De stijgende efficiëntie in de eerste drie datapunten vanaf het laagste vermogen is in het meest waarschijnlijke geval te wijten aan slecht watermanagement binnen in de stack. Aan het begin van de reeks metingen is de brandstofcel voor lange duur niet gebruikt. Dit leidt tot suboptimale condities voor de bevochtiging van het membraan en het kan, zeker onder passieve bevochtigingscondities (ingaaand gas is niet vooraf bevochtigd), meerdere uren duren tot dit zich volledig heeft hersteld.

Bij het hogere geleverde vermogen zou door de hogere stack temperatuur de verwachting zijn dat de efficiëntie vanuit thermodynamisch oogpunt afneemt (< 0,5% binnen de gegeven range). Gezien de foutmarge is dit echter niet significant bevonden. De efficiëntie, op basis van de HHV-waarde, komt overeen met waarden die in de literatuur zijn beschreven³.

In Figuur 12 de waterstof consumptie als functie van de geleverde stroomsterkte van de brandstofcel uitgezet. Hierbij is voor het systeem een sterke lineaire relatie te zien tussen de datapunten. Dit is in relatie tot de polarisatieplot, zoals weergegeven, de verwachting in het gebied waarbij een lineaire afname (Ohmse weerstand) van de potentiaal bij een gegeven stroomsterkte geldig is.



Figuur 12: Waterstof consumptie (volumetrisch debiet) als functie van de geleverde stroomsterkte

Gedurende de testen zijn gegevens verzameld over de opstarttijd bij koude en warme start. Een koude start is zo gedefinieerd dat de brandstofcel voor meerdere uren geen elektriciteit heeft geproduceerd en de stack temperatuur gelijk is aan de omgevingstemperatuur. In alle testen zat er tussen de koude start minimaal een dag. De warme start is direct uitgevoerd na het doorlopen van de uitschakelcyclus van de brandstofcel. Hierbij is de oorspronkelijke load, vóór het uitschakelen, direct hersteld na de opstart. In beide gevallen is de tijd bijgehouden tot het bereiken van steady-state condities. De gemiddelden van alle uitgevoerde testen zijn weergegeven in Tabel 2. In het gemiddelde van de tijd tot steady-state vanaf koude start is de eerste test omdat de tijd (1004 s) significant afweek van de overige datapunten. De reden hiervoor is hoogstwaarschijnlijk door de slechte interne waterbalans binnenin de stack, zoals eerder is benoemd.

Tabel 2: Tijdsduur voor koude, warme start en de tijd tot steady-state condities zijn bereikt

	Koude start (s)	Tijd tot steady-state, vanaf koude start (s)	Uitschakel tijd (s)	Warme start (s)	Tijd tot steady-state, vanaf warme start (s)
Gemiddelde	4,89	279,12	27,37	4,57	129,39
Standaard-deviatie	0,20	75,10	0,87	0,18	38,97

³ Kotowicz J, Węcel D, Jurczyk M. Analysis of component operation in power-to-gas-to-power installations. Appl Energy 2018;216:45–59. doi:10.1016/j.apenergy.2018.02.050.

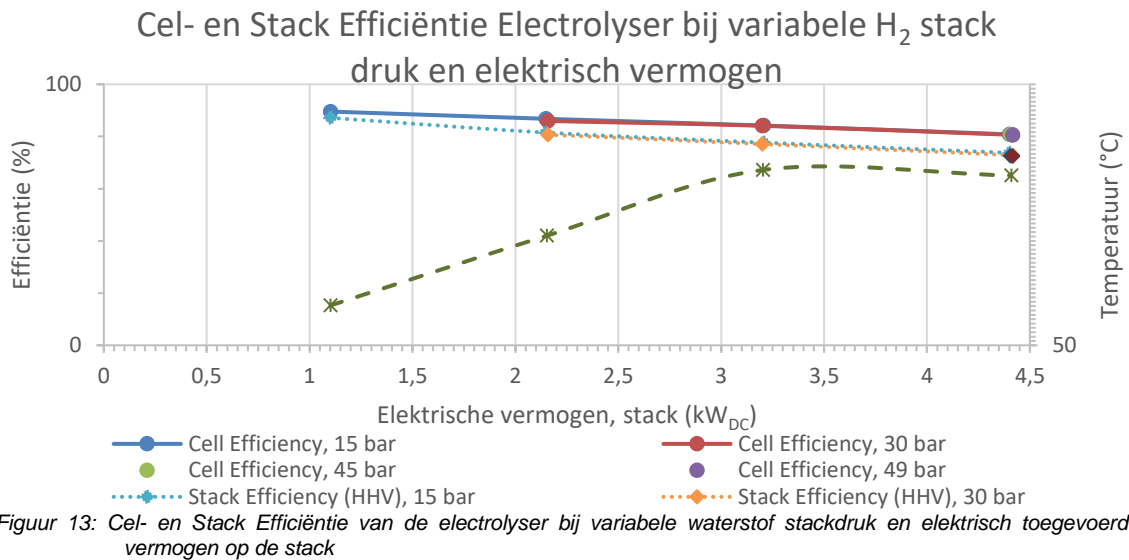
3.1.2 Resultaten elektrolyzer

Aan de electrolyser zijn verscheidene metingen uitgevoerd waarbij de stackdruk aan de anodezijde (waterstof) en het elektrisch vermogen als parameters zijn gevarieerd. Op basis van informatie vanuit de fabrikant zijn randvoorwaarden gesteld aan de operationele condities op basis van deze parameters voor een veilige werking van het systeem. Deze zijn eerder genoemd in Tabel 1. De spanning op de stack is zowel per cel en het geheel van alle cellen in serie gemeten. In de resultaten hier wordt zich beperkt tot het voltage en de stroomsterkte op de stack in het geheel. Hieruit kan de efficiëntie op stackniveau worden bepaald, waarbij de afhankelijkheid van de efficiëntie van de AC/DC omvormer niet is inbegrepen. De efficiëntie van dergelijke omvormers is doorgaans afhankelijk van de geleverde stroomsterkte in verhouding tot de nominale stroomsterkte die ze in gelijkstroom leveren. Het elektrische vermogen voor de electrolyser stack wordt geleverd door twee parallel geschakelde omvormers (Powerfinn 3200) met een opgegeven efficiëntie van minimaal 89% bij nominale load (3200W). De omvormerefficiëntie is niet gemeten in het huidige systeem.

Om de efficiëntie op systeemniveau te bepalen is de ingaande driefase stroom per fase in de cabin gemeten. Hierbij wordt het gehele elektrische vermogen gemeten van alle systemen en maakt meting per component niet mogelijk. De stroom is per fase gemeten door aparte stroommeettransformatoren (Schneider Electric, METSECT5CC010, nauwkeurigheidsklasse: 0.5s) in samenhang met een enkele energiemeter (Schneider Electric, A9MEM3255, nauwkeurigheidsklasse: 0.5s). De energiemeter beschikt over een seriële RS485 verbinding met Modbus communicatie. Het integreren hiervan in de data acquisitie is echter niet binnen de tijd mogelijk geweest. Het uitlezen van de data is daardoor beperkt tot handmatige aflezingen waardoor pieken in het elektrisch verbruik niet meegenomen kunnen worden in de berekeningen. Alle waarden die samenhangen met het elektrisch verbruik als geheel systeem moeten om die reden opgevat worden als een minimumwaarde.

De tijdsduur van de startcyclus van de droogunit is voornamelijk bepalend voor de opstarttijd van de electrolyser. Bij het opstarten van de electrolyser wordt eerst de startcyclus van de droogunit volledig afgemaakt. De tijdsduur hiervan is voornamelijk beïnvloed door het op temperatuur brengen van de DeOxo-reactor (200 °C) en koeling van condensor (5 °C). Hierna begint pas de startcyclus van de electrolyser, waarbij de circulatiepomp van het proceswater start en druk opbouwt aan de anodezijde (ca. 2 bar). Daarbij wordt geleidelijk de stroom door de stack opgevoerd om waterstof aan de kathodezijde te genereren en druk op te bouwen. Zodra voldoende druk is opgebouwd is het systeem operationeel. De efficiëntie op stack- en systeemniveau zijn bepaald op het moment dat de electrolyser volledig steady-state functioneerde. De tijd totdat steady-state is bereikt is voornamelijk een functie van de temperatuur van het gecirculeerde proceswater wat langzaam opwarmt door de restwarmte van het elektrolyse proces. De temperatuur wordt rond de 70 °C gehouden door het externe koelcircuit. Daarnaast wordt het proceswater gecirculeerd over een interne buffertank met ion exchange filter die, geschakeld op het waterniveau, koud proceswater vanuit de externe buffertank erbij pompt.

De berekende efficiëntie op cel- en stackniveau voor variërende waterstof stack druk en toegevoerd elektrisch vermogen is weergegeven in Figuur 6. Op stackniveau wordt het voltage en stroomsterkte gemeten door sensoren die deel uitmaken van het interne regelsysteem van de electrolyser. Hierover zijn geen gegevens bekend betreffende de nauwkeurigheid van deze meting. Eventuele aanbeveling voor vervolgonderzoek aan het systeem is het ombouwen waardoor nauwkeurige meting van het vermogen mogelijk is.



Een Fins onderzoek heeft een zelfde systeem en de efficiëntie hiervan al eens onderzocht⁴. Vergelijking hiermee geeft bij hoge waterstof stackdruk bij nominale load een efficiëntie van 72,5% in dit onderzoek tegen 79,3%. De condities waar de test onder is uitgevoerd zijn vrijwel hetzelfde, op de stackdruk na (49 bar tegen 40 bar). Aangezien geen significante relatie tussen de stackdruk en de efficiëntie is gevonden is dit niet de verklaring voor het verschil. Eventuele degradatie van het huidige systeem door gebruiksduur kan uitgesloten worden door vergelijking van het voltage en stroomsterkte. Doordat in het andere onderzoek enkel gebruik gemaakt is van een drukmeting (0,22 bar onnauwkeurigheid) en niet van een flowmeter is de afwijking waarschijnlijk het beste hier door te beschrijven. Daarnaast zijn geen details gegeven op welke wijze het volume waterstof is berekend en de wijze van temperatuurmeting. De efficiëntie is in de gehele operationele ruimte vergelijkbaar met huidige PEM electrolyzers en bij lagere load zelfs hoger.

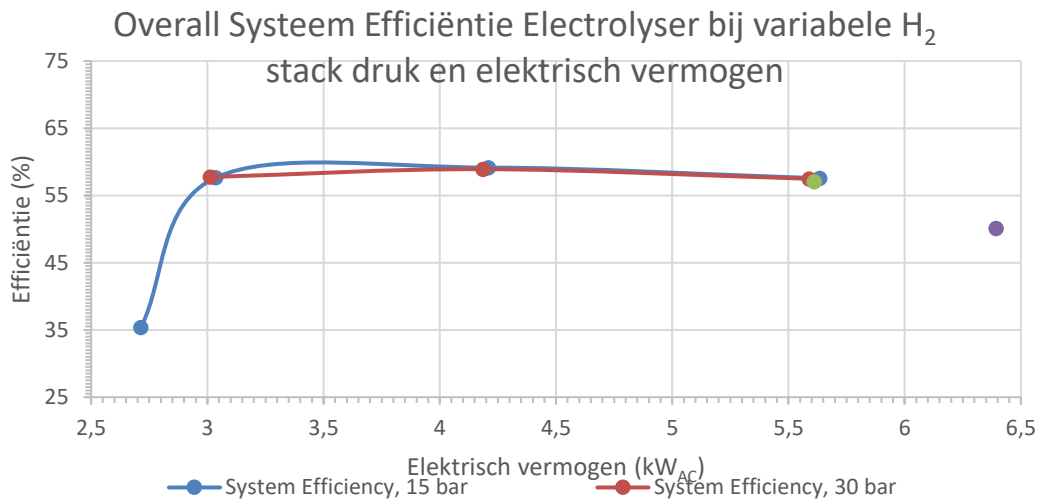
De overall systeemefficiëntie van de electrolyser is weergegeven in Figuur 14. Doordat het elektrisch vermogen handmatig afgelezen is van de energiemeter, reflecteren de waarden niet het gemiddelde verbruik over een langere tijdsperiode, maar slechts een momentopname binnen het steady-state functioneren van de electrolyser. Het punt dat bij 49 bar stack druk is gemeten wijkt significant af van de overige waarden. Dit is waarschijnlijk te verklaren doordat de pomp van het externe koelcircuit op dat moment was ingeschakeld. De electrolyser stuurt deze pomp simpelweg aan via een aan/uit schakeling en is niet variabel geregeld.

Het is redelijkerwijs te verwachten dat de efficiëntie bij een hogere stackdruk daalt door de arbeid die nodig is voor de compressie van het gas. Het effect is echter ook niet aangetoond door een ander onderzoek met gelijk systeem [9]. Indien de afgevoerde warmte door het externe koelcircuit wordt meegerekend in de systeemefficiëntie dan stijgt dit met minder dan 0,1%. Het temperatuurverschil in het externe koelcircuit is zeer gering. Aangezien het systeem niet is opgezet voor terugwinning van warmte zijn de warmteverliezen via alle overige componenten in het systeem vele malen groter dan de warmte die effectief aan het externe koelcircuit afgestaan wordt. In tegendeel, de energie die nodig is voor het verpompen van de koelvloeistof is groter dan de warmte die teruggewonnen kan worden.

De waterstofproductie als functie van het elektrisch vermogen laat een sterke lineaire relatie zien, zoals weergegeven Figuur 14. Net als bij de brandstofcel is de verwachting dat deze lineaire relatie

⁴ Koponen J, Kosonen A, Huoman K, Ahola J, Ahonen T, Ruuskanen V. Specific energy consumption of PEM water electrolyzers in atmospheric and pressurised conditions. 2016 18th Eur Conf Power Electron Appl EPE 2016 ECCE Eur 2016. doi:10.1109/EPE.2016.7695576.

standhoudt als een lineaire toename van de potentiaal bij een gegeven stroomsterkte aanmerkelijk is. Gezien het meetgebied is dat bij alle datapunten het geval.



Figuur 14: Systeem Efficiëntie van de electrolyser op overall niveau bij variabele waterstof stackdruk en elektrisch toegevoerd vermogen op de stack

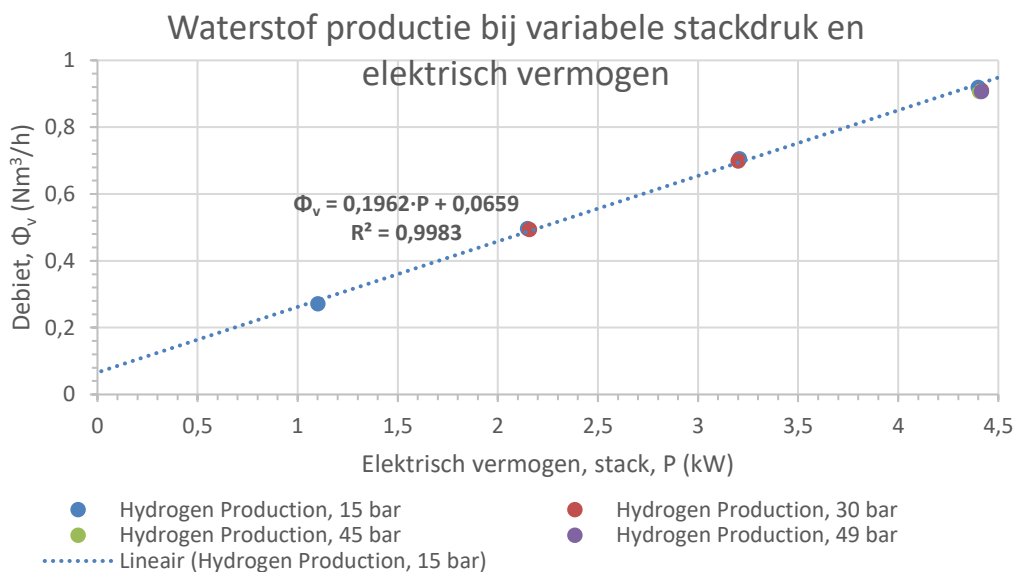
De efficiëntie op systeemniveau daalt bij een lager partiële elektrolyse vermogen enorm. Bij een stackdruk van 15 bar is de systeemefficiëntie op ongeveer de helft van het nominaal elektrolyse vermogen (2,15 kW) 58%. Bij een kwart hiervan (1,10 kW) is de efficiëntie nog maar 35%. Dit is deels te verklaren doordat het verbruikte vermogen door alle overige systemen, behalve het externe koelcircuit, vrijwel niet afneemt. Het opgenomen vermogen door de droogunit blijft nagenoeg constant, onafhankelijk van de waterstof productie. Dit lijkt echter, gezien de afwijking in het verschil in elektrolyse vermogen en het totale elektrische vermogen, niet de gehele verklaring te zijn. Een andere mogelijkheid is een sterke afname van de efficiëntie van de omvormer bij laag vermogen. Op basis van de beschikbare data kan de relatie echter niet volledig beschreven worden. Hiervoor zijn meer meetgegevens nodig met integratie van de energiemeter data.

Huidige data geeft ook geen duidelijke relatie tussen de efficiëntie en stackdruk. Het is redelijkerwijs te verwachten dat de efficiëntie bij een hogere stackdruk daalt door de arbeid die nodig is voor de compressie van het gas. Het effect is echter ook niet aangetoond door een ander onderzoek met gelijk systeem⁵.

⁵ Koponen J, Kosonen A, Huoman K, Ahola J, Ahonen T, Ruuskanen V. Specific energy consumption of PEM water electrolyzers in atmospheric and pressurised conditions. 2016 18th Eur Conf Power Electron Appl EPE 2016 ECCE Eur 2016. doi:10.1109/EPE.2016.7695576.

Indien de afgevoerde warmte door het externe koelcircuit wordt meegerekend in de systeemefficiëntie dan stijgt dit met minder dan 0,1%. Het temperatuurverschil in het externe koelcircuit is zeer gering. Aangezien het systeem niet is opgezet voor terugwinning van warmte zijn de warmteverliezen via alle overige componenten in het systeem vele malen groter dan de warmte die effectief aan het externe koelcircuit afgestaan wordt. In tegendeel, de energie die nodig is voor het verpompen van de koelvloeistof is groter dan de warmte die teruggewonnen kan worden.

De waterstofproductie als functie van het elektrisch vermogen laat een sterke lineaire relatie zien, zoals weergegeven in Figuur 15. Net als bij de brandstofcel is de verwachting dat deze lineaire relatie standhoudt als een lineaire toename van de potentiaal bij een gegeven stroomsterkte aannemelijk is. Gezien het meetgebied is dat bij alle datapunten het geval.



Figuur 15: Waterstof productie (volumetrisch) als functie van het opgenomen elektrisch vermogen door de stack.

Voor de electrolyser zijn de opstarttijden en de tijd tot steady-state bij nominaal vermogen bepaald. De opstarttijd van het gehele systeem is geen functie van de stackdruk of het elektrolyse vermogen. Dit is voornamelijk beïnvloed door de opstarttijd van de droogunit (ruim 70% van de totale tijd) en vervolgens de opstartcyclus van de electrolyser. De belangrijkste resultaten zijn samengevat in Tabel 3. Het bereiken van een constante temperatuur duurt bij lagere partiële vermogens langer, doordat minder warmte vrijkomt.

Tabel 3: Tijdsduur voor koude, warme start en de tijd tot steady-state condities zijn bereikt voor de electrolyser bij nominaal vermogen

Koude start, droogunit/totaal (s)	Tijd tot steady-state, vanaf koude start (s)	Uitschakelijd (s)	Warme start, droogunit/totaal (s)	Tijd tot steady-state, vanaf warme start (s)
607,3 / 831,4	1804,9	315,1	149,1 / 214,1	131,0

De electrolyser is, net als de brandstofcel, inzetbaar binnen een breed bereik van partieel elektrolysevermogen. Als minimum is een stroomsterkte voor elektrolyse van 3 A door de fabrikant ingesteld. De toename in de stroomsterkte voor elektrolyse wordt intern door het systeem bepaald en is een functie van de watertemperatuur. In de koude start situatie is de ramp-up slechts 2,4 A/min bij nominaal vermogen. Bij een hogere initiële water temperatuur is dit echter veel sneller. Bij een warme start stijgt de ramp-up al tot ruim 0,4 A/s (0,6 %/s).

De electrolyser voert tijdgeschakeld purges uit waarbij waterstof via de droogunit afgevoerd wordt. De fabrikant hanteert een afvoer van ca. 1% van de totaal geproduceerde hoeveelheid waterstof. Dit blijkt in de praktijk, als een purgetijd van 1 seconde per keer wordt aangehouden, naar schatting 1,5% te zijn. Zowel de purgetijd als de afgevoerde hoeveelheid waterstof kan echter niet precies bepaald worden aan de hand van de meetgegevens.

In Bijlage A-4 zijn meerdere grafieken weergegeven van verscheidene procesparameters zoals de waterstof productie, voltage en stroomsterkte tijdens de opstart van de electrolyser tot steady-state is bereikt. Tot slot is gedurende één week de druk in de waterstof opslagtank bijgehouden om eventuele verliezen over tijd te bepalen. Gezien de nauwkeurigheid van de druksensor en de plaatsing van de temperatuursensor kon geen verlies bepaald worden. Om dit nauwkeurig te bepalen is een meting over meerdere maanden nodig.

3.1.3 Resultaten Viessmann systeem – brandstofcel/reformer

Door te sterk uitgelopen werkzaamheden en commissioning in de bouw en testfase (WP1) is in dit deel geen praktische data van het Viessmann Vitovalor systeem te vinden. Op basis van een grootschalig Europees project zijn wel resultaten beschikbaar op basis van de efficiëntie en systeembetrouwbaarheid van PEM en solid oxide brandstofcel gebaseerde micro-WKK systemen met een reformer. Een samenvatting hiervan is te vinden in het hoofdstuk “Systeembetrouwbaarheid, onderhoud en veiligheid”.

Vanuit de fabrikant wordt voor de brandstofcel een maximale elektrische en overall efficiëntie van respectievelijk 37% en 81% opgegeven.

3.2 Discussie

De resultaten geven goed weer wat de verwachte efficiëntie is van afzonderlijk de geteste electrolyser en brandstofcel met de afhankelijkheden in bijvoorbeeld de opstarttijd en tijd tot steady-state is bereikt. De efficiëntie van zowel de electrolyser als brandstofcel zijn vergelijkbaar met andere systemen. De efficiëntie van de brandstofcel ligt, bij een hoge partiële load van 915 WDC, afgerond op 46% ($\pm 1,66\%$).

De electrolyser bereikt, op stackniveau, een veel hogere efficiëntie. Bij een nominaal vermogen van 4.4 kWDC is de stack efficiëntie 72.6%. Bij een lage partiële load is maximaal 87% bij een temperatuur van 55 °C behaald. Door de randsystemen en voornamelijk de droogunit is het daadwerkelijke verbruik van het gehele systeem verbruik echter veel hoger. De systeemefficiëntie ligt in dit geval tussen de 50-57%. Hiermee komt de elektrische systeem efficiëntie, vanaf energie input in de electrolyser tot energie output van de brandstofcel, op systeemniveau tot 23-26.2% uit. Dit wordt ook wel de ‘round-trip efficiency’ genoemd. Vergeleken met een onderzoek waarbij een state-of-the-art eenheid RBC en afzonderlijk een electrolyser en brandstofcel zijn getest is dit hoog als warmteterugwinning niet meegewogen wordt (tot 18,2%)⁶. Bij vergelijking met warmte terugwinning is het echter zeer laag, daar is namelijk 58,9% behaald.

Bij de brandstofcel is het veilig om met 1 A/s (ca. 2 %/s van nominaal vermogen) op te regelen voor een maximale levensduur, maar in de praktijk zijn zonder problemen hogere opregelsnelheden bereikt (4-5 %/s van nominaal vermogen). Belangrijk hierbij is het aanvoeren van voldoende waterstof en minimaliseren van temperatuurverschillen (lokale warmtepunten) om beschadiging van de MEA te voorkomen. Het is dus mogelijk om binnen één minuut de brandstofcel veilig op te regelen naar het nominale vermogen. Het duurt uit analyse van de resultaten echter wel langer tot een steady-state situatie is bereikt, zeker vanuit de koude start. Dit duurt tot 5 minuten vanuit koude start en iets meer dan 2 minuten vanuit warme start. De opstarttijd duurt, onafhankelijk of het een koude

⁶ Ito H, Miyazaki N, Ishida M, Nakano A. Efficiency of unitized reversible fuel cell systems. Int J Hydrogen Energy 2016;41:5803–15. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.01.150.

of warme start is, iets minder dan 5 seconden. Het volledig doorlopen van de uitschakelcyclus duurt met ca. een halve minuut iets langer. Hierbij wordt voornamelijk de stack gekoeld door de ventilatoren. Het afregelen van geleverd vermogen gaat vrijwel onmiddellijk.

De electrolyser is in vergelijking tot de brandstofcel een stuk trager in de ramp-up van het vermogen, zeker vanuit een koude start. Dit is voor het systeem een functie van de watertemperatuur dat door de stack stroomt. Vanuit koude start is dit slechts 2,4 A/min (ca. 3,4 %/min van nominaal vermogen) maar bij warme start is dit gemiddeld tot 0,4 A/s (ca. 0,6 %/s van nominaal vermogen). De verwachting is dat de op- en afregelsnelheid tijdens operationeel gebruik hier ver boven ligt, doordat het niet is gelimiteerd door de temperatuur gestuurde regeling. Dit is op dit moment niet onderzocht. Het bereiken van steady-state duurt vanuit koude start dan ook een halfuur, terwijl dit in een warme start slechts 2 minuten duurt.

Goede isolatie van het proceswater voor de electrolyser en stand-by houden van warm water is noodzakelijk om zo snel mogelijk op te kunnen regelen en hoge efficiëntie te behouden. Het opstarten van de electrolyser is voornamelijk gelimiteerd door de opstartcyclus van de droogunit. Voordat de electrolyser op kan starten moet eerst de droogunit operationeel zijn. In totaal duurt het vanuit koude start iets minder dan 14 minuten om de electrolyser volledig op te starten, waarvan ruim 10 minuten opstarttijd van de droogunit bestaat. In de warme start duurt het slechts 2,5 minuut om de droogunit operationeel te krijgen en nog een minuut om de electrolyser volledig op te starten. Het is duidelijk dat hier nog veel ruimte is om het proces te optimaliseren. De electrolyser kan bijvoorbeeld al voor het einde van de opstartcyclus van de droogunit gelijktijdig opgestart worden.

De nauwkeurigheid van veel metingen, voornamelijk op het gebied van verbruikt en geleverd elektrisch vermogen, kunnen verbeterd worden door hier aparte en nauwkeurige meetapparatuur voor te gebruiken. Daarnaast kan de gebruikte elektronische load niet volledig overweg met de kortsluitfunctie van de brandstofcel en is niet inzetbaar om te meten tot het nominale vermogen. Om de brandstofcel beter te karakteriseren is een load bank waarbij dit wel mogelijk is en te integreren in het data acquisitie en regelsysteem. Dit maakt het bijvoorbeeld mogelijk om voorgeprogrammeerde response testen uit te voeren waar de gevraagde load in de tijd volgens een bepaald vraagprofiel wordt aangepast. Vooruitkijkend naar integratie van dit type systeem in commerciële toepassingen moet in het design hier rekening mee worden gehouden. Op dit moment zijn geen inverters gebruikt om de gelijkstroom vanaf de brandstofcel om te zetten in gelijkstroom. Het is daarom ook niet onderzocht of commercieel beschikbare inverters hier mee overweg kunnen, of het elektronische circuit uitgebreid moet worden met bijvoorbeeld supercondensatoren om de constante dippen op te vangen.

Op basis van de testen van de brandstofcel is wel een relatie aangetoond tussen de interne bevochtiging van het membraan en de invloed op de performance. Om dit beter in beeld te brengen zouden meer testen uitgevoerd moeten worden waarbij de brandstofcel eerst voor langere tijd is uitgeschakeld (uitdroging van het membraan) en vervolgens weer wordt opgestart. Hierbij kan over langere tijdsintervallen gekeken worden hoe de performance stijgt. In het algemeen is bekend dat de grootste invloed op de efficiëntie van een PEM brandstofcel de temperatuur, partiële druk van waterstof en zuurstof (thermodynamisch), de overmaat aan zuurstof (kinetiek) en de bevochtigingsgraad van het membraan. De protongeleidbaarheid van het membraan is een functie van de hydratatie⁷.

Slechte bevochtiging van het membraan leidt tot een veel lager output van vermogen, echter kan teveel bevochtiging leiden tot het ophopen van vloeibaar water in de MEA wat negatieve effecten heeft op het interne massatransport van waterstof en zuurstof en de omzetting daarvan. Op langere termijn heeft dit effecten op de degradatie van de brandstofcel door corrosie. De huidige brandstofcel maakt geen gebruik van externe bevochtiging van de ingaande lucht of waterstof. Bevochtiging van het membraan is dus enkel mogelijk door waterdamp in de lucht en water dat ontstaat door reactie.

⁷ Mason TJ, Millichamp J, Neville TP, Shearing PR, Simons S, Brett DJL. A study of the effect of water management and electrode flooding on the dimensional change of polymer electrolyte fuel cells. J Power Sources 2013;242:70–7. doi:10.1016/j.jpowsour.2013.05.045.

Meerdere mogelijkheden bestaan om te bevochtiging te optimaliseren, zowel intern als met externe opties.

De brandstofcel maakt gebruik van een kortsluitfunctie van de stack. Hierbij wordt om tijdsintervallen van 10 seconden de stack voor ongeveer 100 milliseconden kortgesloten. Hoewel het in meerdere onderzoeken is beschreven en de performance aantoonbaar verbeterd, is het mechanisme niet volledig begrepen. Op basis van de genoemde literatuur worden hier verschillende redenen genoemd:

1. Formatie van oxide-lagen aan het oppervlak van de platina (Pt) katalysator in de 'oxygen reduction reaction' (ORR), waardoor de stroomdichtheid bij een gegeven potentiaal afneemt. Deze reactie verloopt feitelijk in meerdere stappen aan het oppervlakte, waaronder adsorptie, dissociatie, reductie en desorptie. Aan het Pt-oppervlakte kan, als functie van de kathode potentiaal, een bepaald evenwicht aan geadsorbeerde deeltjes tot stand worden gebracht. Bij een gegeven potentiaal zijn als het ware een aantal vrije plekken beschikbaar waar zuurstof kan worden geadsorbeerd. Door het periodiek verstoren, d.m.v. kortsluiting, wordt het evenwicht van de elektrochemische reacties dusdanig verstoord dat een hogere stroomdichtheid kan worden bereikt. Het duurt vervolgens enkele tijd voordat het evenwicht zich kan herstellen en vervolgens weer verstoord wordt door het inzetten van de kortsluiting.
2. Gelinkt aan het eerste punt wordt de formatie van waterstofperioxide, H_2O_2 , als bijproduct in de ORR beschouwd. Dit reduceert zowel de efficiëntie van de brandstofcel en zorgt voor verhoogde degradatie van het membraan (Nafion) door formatie van vrije radicalen. De formatie van H_2O_2 komt mogelijk voor vanuit de reductie naar de geadsorbeerde vorm van hydroxide op het Pt-oppervlakte. Door de tijdsgemiddelde bedekking hiervan te reduceren door het toepassen van kortsluiting zou de formatie van H_2O_2 beperkt kunnen worden.
3. Hogere omzetting tot water waardoor de performance stijgt. Daarbij wordt tijdens de short circuit alle vrijgekomen energie omgezet tot warmte wat ervoor zorgt dat de temperatuur lokaal verhoogd en meer water in de gasdiffusie laag (GDL) verdampt. Feitelijk wordt het gezien als een geoptimaliseerde management van de bevochtiging en temperatuur in de cellen waardoor de performance van de brandstofcel stijgt.

Momenteel is er geen kwaliteitscontrole voor het geproduceerde waterstof door de electrolyser. Continue kwaliteitscontrole d.m.v. meting van het dauwpunt van het droge waterstof is sterk aanbevolen. In hoofdstuk 4 is beschreven wat in het systeem is misgegaan en de mogelijkheid tot accumulatie van water in de opslagtank. Dit heeft ook invloed op de kwaliteit van waterstof dat uiteindelijk aan de brandstofcel wordt gevoed. Daarnaast zou periodieke controle van de waterstofkwaliteit in de opslagtank een aanbeveling kunnen zijn. Voor een commercieel systeem dient ook rekening gehouden te worden met de aanvoer van demiwater in de gehele keten. In het huidige systeem wordt demiwater (geleidbaarheid $\sim 10 \mu S/cm$) extern aangevoerd via jerrycans. Een ion exchange filter brengt dit op de benodigde specificatie voor de electrolyser ($< 1 \mu S/cm$). In een commercieel systeem is opslag en periodieke aanvoer op dergelijke schaal waarschijnlijk geen geschikte keuze. Productie van demiwater op locatie vanuit kraanwater is daarbij nodig. Hierbij kan gedacht worden aan combinatie van bijvoorbeeld ion-exchange filters en membraanfiltratie (omgekeerde osmose).

Bij de electrolyser dient de waterstof stackdruk handmatig ingeregeld te worden via de backpressure klep. Uit veiligheidsoverwegingen mag bij lagere elektrolysevermogens de stackdruk niet te hoog zijn door de cross-over van waterstof. Om tot een dynamisch regelbaar systeem te komen dient deze klep onderdeel uit te maken van de aansturingregeling van de electrolyser. Dit biedt een optimale regelstrategie doordat de electrolyser inzetbaar is op lager vermogen zonder handmatige interventie.

Tot slot is met de huidige testopstelling weinig rekening gehouden met de warmte terugwinning uit de electrolyser en brandstofcel. Vooral uit de brandstofcel is nog veel nuttige warmte terug te winnen. Op grotere schaal ($> 1 kW$) zal doorgaans geen luchtgekoeld design gekozen worden, maar watergekoeld. Hiermee kan, zoals in het Viessmann systeem, veel beter warmte teruggewonnen worden.

3.3 Conclusie testresultaten

Op basis van de meetgegevens zijn de omzettingsrendementen als functie van verscheidene procesparameters bepaald. De efficiëntie op basis van de stack is voor de electrolyser hoger bij een lagere partiële load. Bij de brandstofcel werd niet dezelfde relatie gevonden, hoewel dit te verklaren is door slechte interne bevochtiging van het membraan tijdens het testen op lagere partiële loads. Voor veel gebruikstoepassingen kan de gelijkstroom vanuit de brandstofcel niet direct gebruikt worden en is een inverter nodig. Er treedt dan nog een extra verlies op door het omzettingsrendement.

De efficiëntie van de brandstofcel ligt, bij een hoge partiële load van 915 WDC afgerond op 46% ($\pm 1,66\%$). De electrolyser bereikt, op stackniveau, een veel hogere efficiëntie. Bij een nominaal vermogen van 4.4 kWDC is de stack efficiëntie 73%. Bij lagere partiële load stijgt dit zelfs tot 87%. Door de randsystemen en voornamelijk de droogunit is het daadwerkelijke verbruik van het gehele systeem verbruik echter veel hoger. De systeemefficiëntie ligt in dit geval tussen de 50-57%. Hiermee komt de elektrische systeem efficiëntie, vanaf energie input in de electrolyser tot energie output van de brandstofcel, op systeemniveau tot 23-26% uit. Dit wordt ook wel de 'round-trip efficiency' genoemd. Door de slechte warmte terugwinning in de testopstelling valt echter nog veel te verbeteren ten opzichte van systemen waar dit wel wordt gedaan. Daarnaast wordt in de berekening van de efficiëntie geen rekening gehouden met de energie die nodig is voor de opstart van de systemen en het bereiken van de steady-state situatie waar de efficiëntie is bepaald.

Tijdens het testen zijn geen afwijkingen aan de stack van de electrolyser of brandstofcel aan het licht gekomen. De storingen die optraden waren voornamelijk gelinkt aan de aansturing en randsystemen. Een volledig overzicht is gegeven in hoofdstuk 4 inclusief de onderhoud voor de systemen die vanuit de fabrikanten is geadviseerd.

In de snelheid van het op- en afregelen van de RBC is apart naar de brandstofcel en electrolyser gekeken. De brandstofcel is in vergelijking met de electrolyser een stuk dynamischer te regelen, waarbij de ramp-up snelheden tot 5% van het nominaal vermogen per seconde zijn behaald. Hierbij moet wel rekening gehouden worden met voldoende toevoer van waterstof en minimaliseren van temperatuurgradiënten op lokale plekken om schade aan de MEA te voorkomen. Doorgaans wordt een ramp-up tot 1 A/s (ca. 2% nominaal vermogen per seconde) voor de geteste brandstofcel als optimum gehouden. Het afregelen van het vermogen gaat vrijwel direct. De electrolyser volgt voor het opregelen van vermogen een temperatuur-afhankelijke regeling. Vanuit de koude start duurt het bereiken van een steady-state operationeel systeem dan ook bijna een halfuur, met een ramp-up snelheid van slechts 3,4% van het nominale vermogen per minuut. Vanuit een warme start zijn ramp-up snelheden behaald die ruim 10 keer hoger zijn (36% nominaal vermogen per minuut).

Het overschakelen van de functie van de RBC is, doordat het aparte systemen zijn, bepaald door de opstarttijden van de systemen. De brandstofcel is zowel in koude als warme start binnen 5 seconden gereed om elektrisch vermogen te genereren. Hierbij duurt het tot ca. 5 minuten tot een steady-state situatie is bereikt. De electrolyser is een stuk trager, voornamelijk door de opstartcyclus van de bijhorende droogunit. In een koude start duurt het ongeveer 14 minuten om het systeem volledig op te starten, waarbij de opstart van de droogunit 10 minuten kost. In een warme start duurt dit slechts een kwart van de koude start, doordat de temperatuur van de DeOxo-reactor en condensor in de droogunit dichtbij het setpoint blijven. Systeemoptimalisaties kunnen de opstarttijd significant beperken.

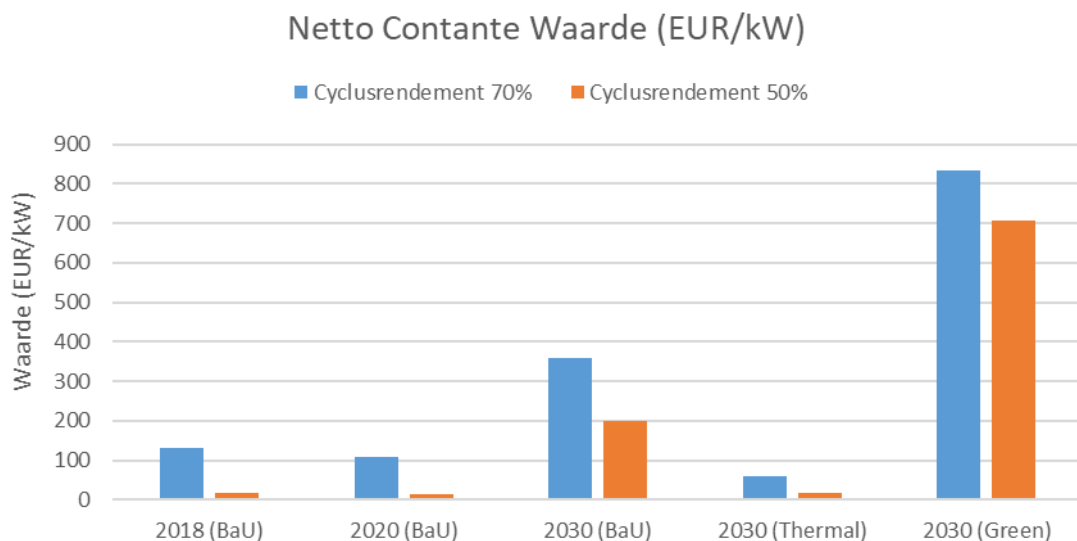
Een RBC is niet zonder veiligheidsrisico's, maar de risico's zijn zeer beheersbaar. Een ruimte waarin de RBC is opgesteld dient wel uitgevoerd te zijn met waterstofgasdetectors die regelmatig gecontroleerd en gekalibreerd worden. Daarnaast moet de luchtdoorstroming in de ruimte berekend worden op de maximale hoeveelheid waterstof die per tijdseenheid vrij kan komen door lekkage vanuit leidingen en de systemen. Het volgen van (vrijblijvende) (inter)nationale normen en verplichte wetgeving, kunnen de risico's die een RBC met zich meebrengt minimaliseren en leiden tot een optimaal werkend systeem.

4 Resultaten marktperspectief

4.1 Waarde van flexibiliteit

Uitgaande van een onbeperkte capaciteit kan op basis van een eenvoudige laadstrategie berekend worden wat de opbrengst is uit prijsverschillen op de elektriciteitsmarkt. De strategie is: laden onder een bepaalde drempelprijs en ontladen boven een bepaalde drempelprijs zodanig dat jaarlijks evenveel wordt geladen als ontladen. De beide drempelprijzen zijn bij een rendement <100% niet aan elkaar gelijk.

Figuur 16 geeft het resultaat van deze benadering voor drie Nederlandse scenario's: een business-as-usual scenario (BaU), een scenario waarin conventionele thermische opwekking domineert (Thermal) en een scenario met extra vooruitgang in duurzaamheid (Green). Deze figuur geeft duidelijk het effect van toekomstonzekerheden weer. Het aandeel duurzaam heeft grote invloed op de waarde van de RBC voor arbitrage. Ook de technische prestatie (cyclusrendement) heeft een significante invloed.



Figuur 16: Netto contante waarde van het gebruik van een RBC voor arbitrage (bij perfecte voorspelling) voor drie scenario's.

Capaciteitsmarkt

Flexibiliteit heeft waarde en daarmee heeft ook capaciteit een waarde. De waarde van het beschikbaar houden van capaciteit kan bepaald worden door referentie aan de waarde van capaciteit in vergelijkbare markten en de netto contante kosten (levelized cost) van het bouwen en beschikbaar houden van verschillende opties voor capaciteit.

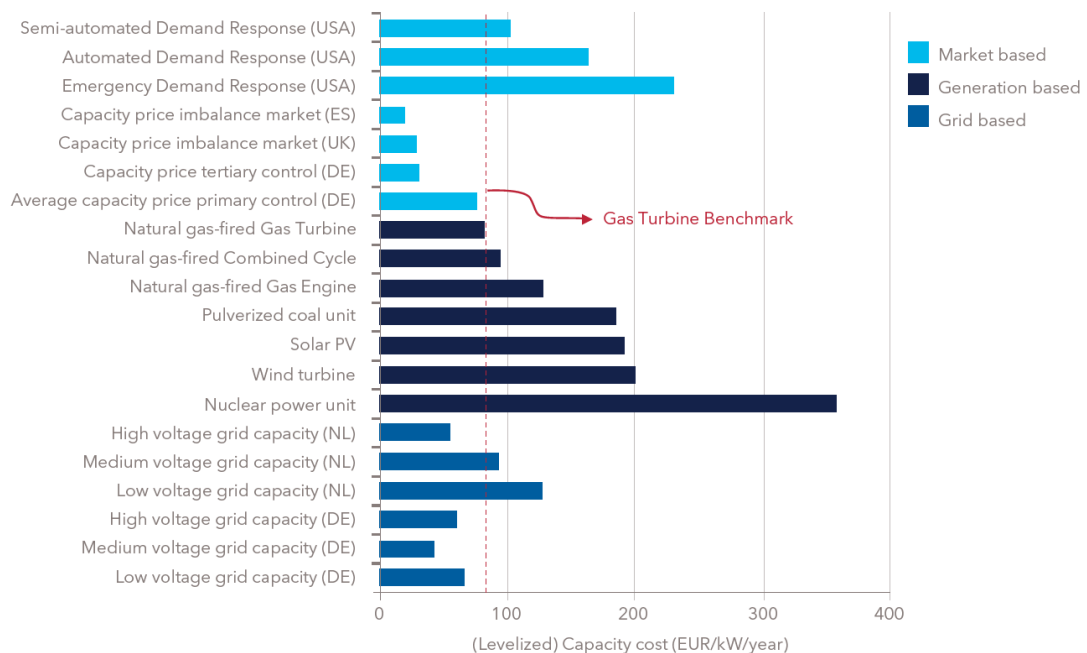
Onderstaande figuur geeft de kosten in euro per kW per jaar weer voor het beschikbaar stellen van capaciteit via diverse bronnen (prijsspeil 2014):

- via een marktmechanisme
- via het bouwen van opwekcapaciteit
- via netcapaciteit.

De kosten zijn weergegeven als “levelized capacity cost”, dus wat kost het om deze capaciteit een jaar lang beschikbaar te stellen. Deze kosten worden bepaald door de investeringskosten uit te middelen over de technische levensduur van de optie, rekening houdend met de huidige rentevoet (verdiscontering). Dit levert vergelijkbare kosten/prijzen op voor het gedurende een jaar beschikbaar maken van capaciteit uit verschillende bronnen.

Er zit wel verschil in beschikbaarheid en betrouwbaarheid van de diverse capaciteitsbronnen. Demand respons kan over het algemeen vrij snel gerealiseerd worden. Extra opwekcapaciteit bouwen duurt een tot enige jaren en moet dan de komende 25 jaar waarde kunnen leveren. Voor netten is dit 40 jaar.

Prijzen van capaciteit, gebaseerd op levelized capacity cost variëren van circa 30 EUR/kW tot meer dan 350 EUR/kW/jaar.



Figuur 17: Benchmark capaciteitskosten (2014 prijsniveau)⁸

Energiecommunities

de RBC faciliteert het gebruik van eigen energie binnen bijvoorbeeld een energie community. Bijvoorbeeld zonne-energie kan lokaal worden opgeslagen en weer worden teruggeleverd aan de community. Er zijn momenteel veel bedrijven die dit type diensten aanbieden en er is kennelijk vraag naar. Dit vertegenwoordigt daarmee maatschappelijke waarde. Deze waarde is moeilijk direct te bepalen. Een maatstaf is een inschatting wat een consument over heeft voor duurzaamheid en wat zijn drempelbedrag is om in actie te komen (bijv. voor het oversluiten van een energiecontract). Een mogelijke maatstaf is ook de prijs voor certificaten Garantie van Oorsprong (GVO's) voor duurzame elektriciteit en de uitgaven aan goede doelen.

De bereidheid om te betalen voor lokale stroom (mogelijk gemaakt via de RBC) is daarom lastig te bepalen. Hier worden een paar maatstaven voorgesteld.

- Prijsdrempel overstappen energiecontract: deze bedroeg in 2016 63 euro wat voor een gemiddeld huishouden overeenkomt met 2 cent per kWh.

⁸ Smart Energy, a vision for Europe, DNV GL position paper, beschikbaar op: <https://www.dnvgl.com/publications/a-vision-for-europe-23634>

- Uitgaven aan goede doelen: deze bedroegen in 2013 circa 400 euro per huishouden. Dit komt overeen met 12 cent per kWh. Als bijdrage aan een energiecommunity als een goed doel wordt gezien, kan een deel hiervan toegerekend worden aan deze community.
- Prijzen van GVO's: GVO's voor Nederlandse zon en wind variëren momenteel van 0,25 tot 1 cent per kWh. Dit is fors hoger dan bijvoorbeeld voor Noorse waterkracht (0,02 cent per kWh).

De verwachting op basis van bovenstaande is dat een huishouden mogelijk bereid is om minder dan een tot enige centen per kWh meer te betalen voor lokale energie. De beste maatstaf is waarschijnlijk de prijs van Hollandse GVO's: 0,25-1 cent/kWh.

4.2 Cost down studie

Dit hoofdstuk betreft een samenvatting van het totale hoofdstuk uit de vertrouwelijke eindrapportage. In dit hoofdstuk zal worden ingegaan op de huidige stand van de techniek en de mogelijkheden voor verdere kostendaling van een RBC.

Over het algemeen kan gesteld worden dat PEM brandstofceltechnologie anno 2018 weliswaar een bewezen technologie is, echter grootschalige toepassing op een schaal van 100'den MW is vooralsnog niet gerealiseerd. Hetzelfde geldt voor PEM gebaseerde electrolyse. PEM electrolyse is inmiddels commercieel beschikbaar in de MW schaal, maar voor de echt grote systemen - >GW, bevindt de techniek zich nog in de ontwikkelingsfase.

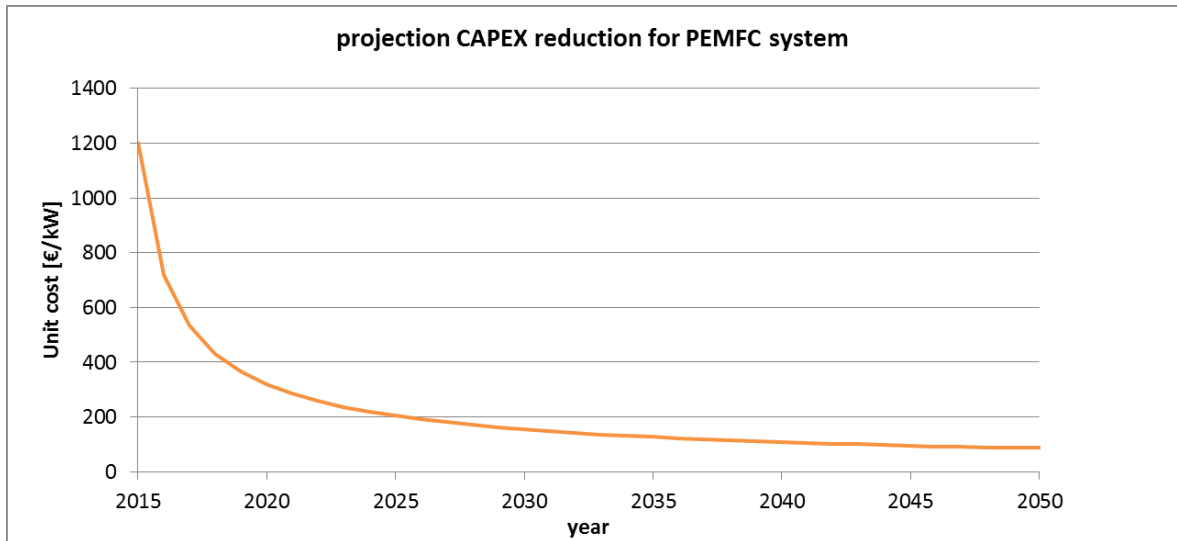
In Tabel 4 is een projectie van de kostprijsontwikkeling voor water electrolyse gegeven. Vanwege prestatie en levensduur verbetering, opschaling van productie en marktwerking, is het zeer waarschijnlijk dat de investeringskosten van de BC en elektrolyzer in de toekomst lager worden. Om een idee te krijgen van deze reductie is er in dit project een kostprijsmodel ontwikkeld.

Tabel 4: kostprijsontwikkeling elektrolyzers. Bron: FCH JU⁹

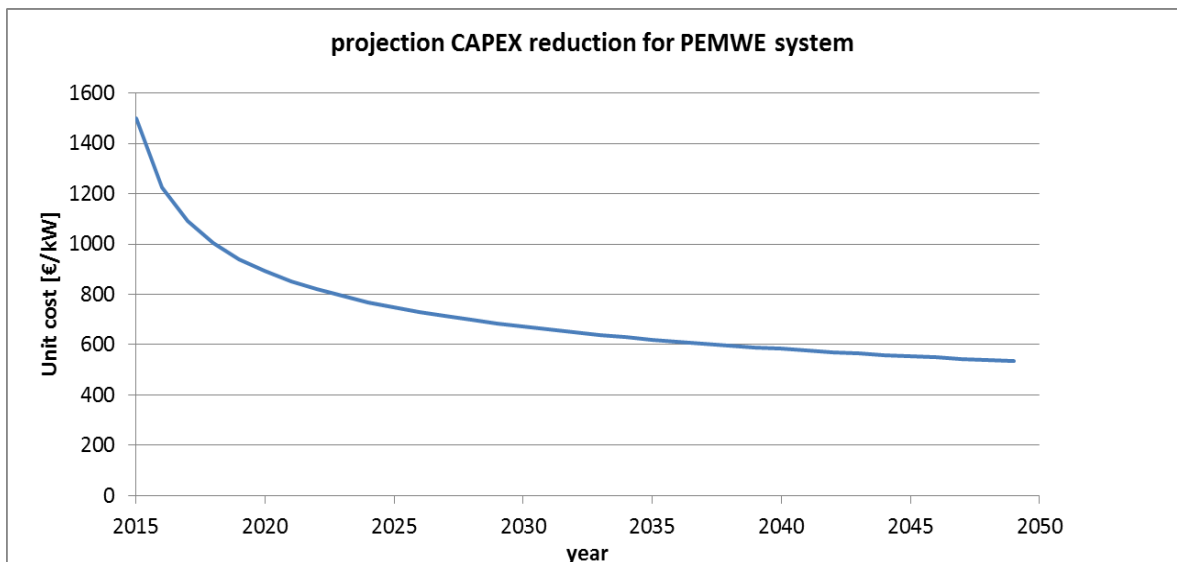
system cost ⁽¹⁾			2015	2020	2025	2030
€/kW	Alkaline	central	930	630	610	580
		range	1000-1100	760-1100	370-900	370-800
	PEM	central	1570	1000	970	760
		range	1200-1940	700-1300	480-1270	250-1270

(1) including power supply, system control, gas conditioning. Excl. Grid connection, external compression, purification and hydrogen storage

⁹ FCH-JU report - Development of Water Electrolysis in the EU - 2014



Figuur 18: projectie kostprijsontwikkeling voor PEMFC technologie



Figuur 19 projectie kostprijsontwikkeling voor PEMWE technologie

Tezamen met de kentallen voor de overige systeemcomponenten van een RBC product kunnen de volgende CAPEX targets worden opgesteld voor een RBC product in 2030.

Tabel 5: CAPEX-kentallen voor RCS-product in 2030

PEMFC	150 €/kW
PEMWE	750 €/kW
Gas storage	1000 €/kg H₂ stored (@700 barg)
Compressor	1000 €/kg.hr⁻¹

4.3 Berekening opslagkosten en LCOE

4.3.1 Introductie

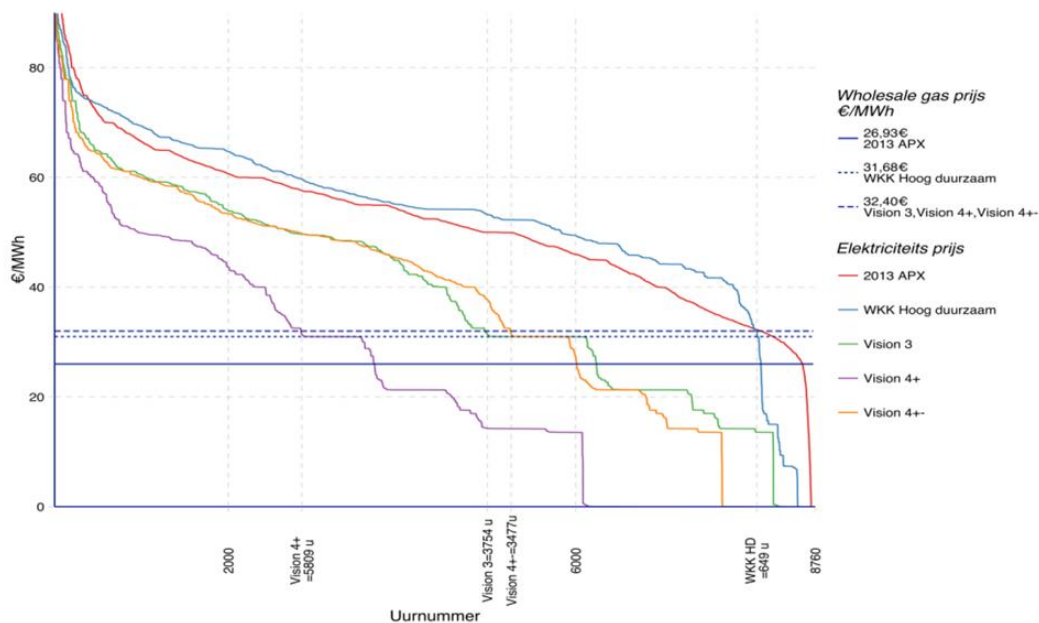
Om te onderzoeken wat waterstof of elektriciteit uit een RBC kost, kan een ‘Levelised Cost of Energy’ (LCOE) analyse worden uitgevoerd. Hierin wordt gekeken naar de totale kosten en opbrengsten gedurende de levensduur. Het resultaat van de analyse is een getal in €/kWh die de integrale kostprijs van energie uitdrukt. Dit maakt het mogelijk een vergelijking te maken met andere technieken.

Door degradatie moet de stack van de brandstofcel en de stack van de elektrolyzer periodiek worden vervangen. De verwachte levensduur van een brandstofcelstack is met 20.000 uur significant lager dan de levensduur van een elektrolysestack (50.000 - 90.000 uur), waarmee de kosten van de brandstofcel stack een belangrijke parameter worden. Hoe vaak de stack vervangen moet worden hangt weer sterk af van de draaiuren die het systeem maakt. Allereerst is gekeken naar de elektrolyse kant, en de kosten om een kilogram waterstof te produceren.

4.3.2 Kostprijs vanuit elektrolyzer

In de toekomst is van belang hoeveel uren per jaar de stroom goedkoop genoeg kan worden ingekocht, om op operationele basis positief te kunnen draaien. Een conversierendement van 35% van een RBC betekent dat de verkoopprijs circa 3x zo hoog moet zijn als de inkoopprijs.

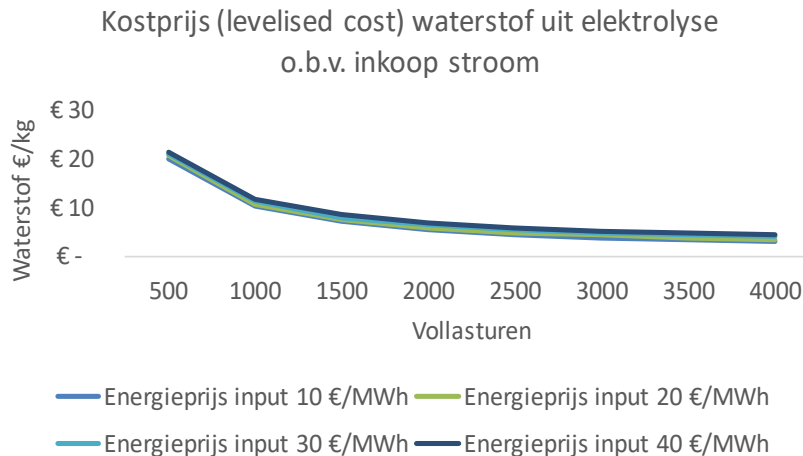
De verwachte bandbreedte op basis van literatuur is groot. Een studie van DNV GL laat zien dat in 2030 afhankelijk van het gekozen scenario het aantal uren waarop de stroomprijs 20 eur/MWh of lager is uit zal komen op 500 – 4000 (zie Figuur 20). Dit is exclusief nettarieven en energiebelasting.



Figuur 20: Prijs-duur kromme. Bron: Nationale Routekaart Energieopslag¹⁰

¹⁰ DNV GL, 2015. Nationale Routekaart Energieopslag

Een belangrijke kanttekening is dat alle energieopslag, power-to-heat en vraagsturing zich op deze uren zullen storten. Uit onderzoek blijkt dat veel goedkope flexibiliteit zit in elektrische boilers en in flexibele industriële processen. Van deze 500-4000 goedkope uren blijft maar een fractie over voor elektrolyse. Om de kostprijs van waterstof uit elektrolyse te onderzoeken, is met behulp van de parameters uit 4.2 een simulatie gemaakt. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 21



Figuur 21: kostprijs waterstofproductie uit elektrolyse obv inkoop stroom. Uitgangspunten: waarde warmte 20 €/MWh, elektrisch rendement 43%, thermisch rendement 43%, looptijd 15 jaar.

Vanwege de forse investeringskosten is het aantal draaiuren van de elektrolyzer per jaar cruciaal in de bepaling van de kostprijs van een kilo waterstof. Dit pleit ervoor om de elektrolyzer te plaatsen bij een duurzame bron. De impact van de kosten van de elektriciteit ten behoeve van de waterstofproductie is beperkt, maar neemt toe bij dalende investeringskosten.

Een waterstofprijs van 5 €/kg komt omgerekend neer op een aardgasprijs van ongeveer €1,30 per m³. De waterstof uit een elektrolyzer is dus een kostbaar product.

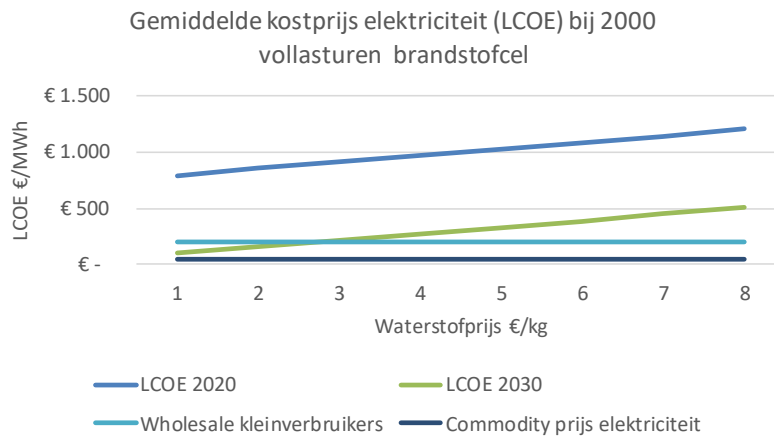
Op basis van literatuur lijkt het realistisch om een waterstofprijs van 1,5-3 €/kg te beschouwen als concurrerend met blauwe waterstof. Voor grootschalige waterstofproductie met baseload elektrolyzers zou dit op lange termijn haalbaar kunnen worden¹¹, in de FlexNode configuraties ligt dit punt veel verder weg. Waterstofproductie door middel van methaan reforming (SMR) is met de huidige prijzen veel goedkoper dan waterstofproductie uit elektrolyse¹².

¹¹ Innovation Board, 2018. The green hydrogen economy in Northern Netherlands

¹² Ecn, 2017. Verkenning Energiefunctionaliteit Energie Eilanden Noordzee

4.3.3 Kostprijs vanuit brandstofcel

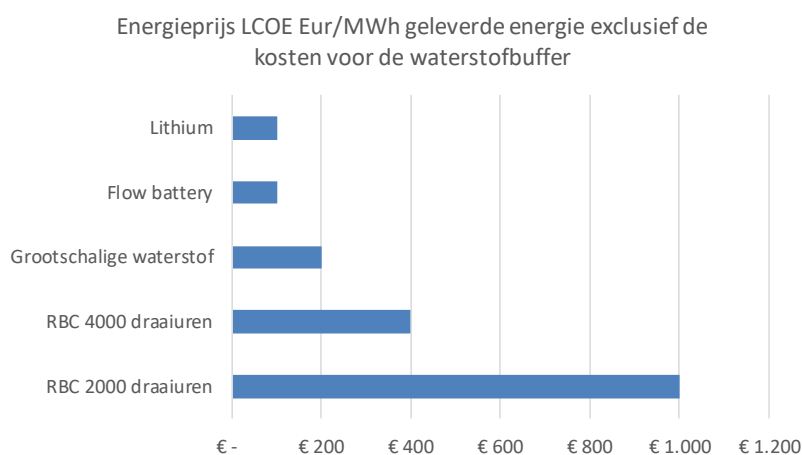
Wanneer het waterstof weer omgezet wordt in de brandstofcel wordt stroom geproduceerd. Met in acht name van de investeringskosten en operationele kosten kan een gemiddelde elektriciteitskostprijs (LCOE) worden berekend voor de stroom uit waterstof. De vollasturen van de brandstofcel zijn aangenomen op 2000.



Figuur 22: Gemiddelde kostprijs elektriciteit (LCOE) bij 2000 vollasturen

Uit Figuur 22 blijkt dat zelfs met een forse kostendaling de stroom uit waterstof te kostbaar wordt voor generieke toepassingen. Pas bij kostendaling én waterstofprijzen onder de 2€/kg komt de LCOE in de buurt van kleinverbruikerstarieven of de kostprijs van elektriciteit uit andere bronnen van elektriciteitsopslag. Het is echter niet aannemelijk dat waterstof op lokale schaal zo goedkoop geproduceerd kan worden. Mocht waterstof grootschalig en goedkoop verkrijgbaar zijn, dan kan een brandstofcel zonder waterstofopslag en elektrolyzer en gedimensioneerd op baseload mogelijk wel concurrerend produceren.

Kijkend naar de Levelised Cost of Energy, dan kan een RBC niet concurreren met grootschalige waterstofopslag of met batterijen. De kosten voor de waterstofopslag zelf zijn hierbij nog niet inbegrepen.



Figuur 23: Indicatieve vergelijking kostprijs energie uit opslag: Levelised cost of Energy €/MWh

4.3.4 Kostprijs van waterstofopslag

Een stationaire waterstofopslag kan weinig cycli maken per jaar. In het geval van seizoensopslag, bij zonne-energie, wordt slechts één cyclus per jaar gemaakt. Bij windenergie zijn meer cycli mogelijk, echter zal dit maximaal zo'n 20 cycli per jaar zijn.

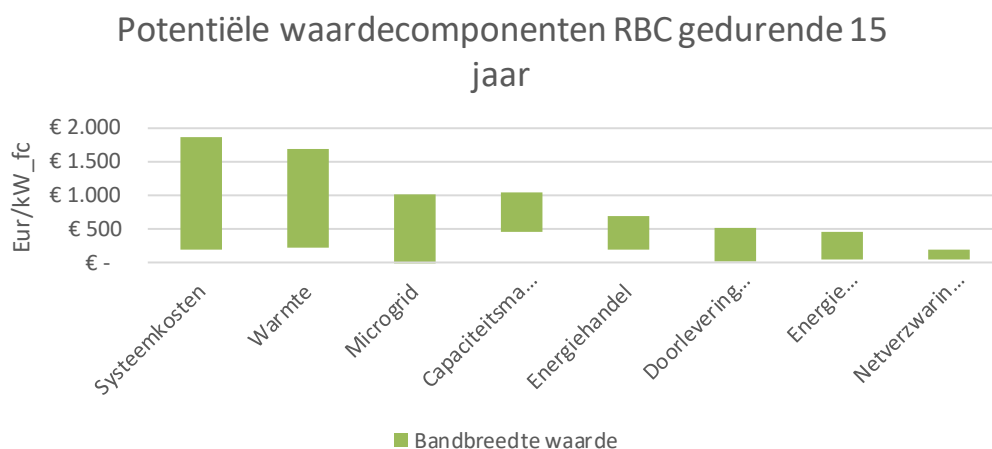
Onderstaande tabel geeft de opslagkosten voor seizoensopslag en weekopslag, uitgaande van een energiedichtheid van 39 kWh/kg waterstof. Dit betreft de kosten voor opslag exclusief de kosten voor brandstofcel en elektrolyzer.

	Seizoensopslag 1 cyclus per jaar	Weekopslag 20 cycli per jaar
Investering €/kg	250	250
Cycli per jaar	1	20
Opslagkosten over 15 jaar €/kWh_h2	€0,43 per kWh	€0,021
Opslagkosten over 15 jaar €/kWh elektriciteit geleverd bij 43% rendement HHV	€1,-per kWh	€0,049

Vanwege het gebrek aan cycli per jaar is seizoensopslag in waterstoftanks onhaalbaar. Toepassing als weekopslag, bijvoorbeeld gecombineerd met windenergie, heeft meer perspectief. Omdat de buffer gevuld en geleegd moet worden, en de buffer een deel van de tijd niet gebruikt wordt, is aangenomen dat maximaal 20 cycli per jaar gemaakt kunnen worden. Bij toepassing als weekopslag moeten elektrolyzer en brandstofcel wel groter worden gedimensioneerd, waardoor het aantal vollasturen van deze componenten weer daalt. Uit 4.2 blijkt dat er weinig perspectief is op goedkopere opslag van waterstof. Dit betekent dat er geen business case mogelijk is voor een RBC met een lokale waterstofbuffer.

4.4 Markttoepassingen

De reversibele brandstofcel kent meerdere potentiële waardecomponenten. Belangrijke waarden voor de eindgebruiker liggen in de elektriciteitsmarkt, de capaciteitsmarkt en energiecommunities. De maatschappelijke waarde ligt in vermeden systeemkosten en lijkt hoger, maar deze kan niet worden gevaloriseerd door eindgebruikers. Op basis van literatuuronderzoek en simulaties is getracht een inschatting te maken van de waarden. Dit is uitdagend, vanwege het aantal parameters, spreiding van de resultaten en onzekerheid over de markt. In dit hoofdstuk worden de getoonde waardecomponenten beschreven.



Figuur 24: Potentiële waardecomponenten RBC gedurende 15 jaar in euro's per kW brandstofcelvermogen.

Cumulativiteit

De verschillende waardecomponenten kunnen niet (zonder meer) bij elkaar worden opgeteld. Sommige waardecomponenten sluiten elkaar uit. Per case zal moeten worden bekeken welke waardecomponenten benut kunnen worden.

Systeemkosten

Uit onderzoek van Ecofys¹³ en Berenschot blijkt dat all-electric leidt tot aanzienlijke kosten, omdat netverzwaring op meerdere netvlakken noodzakelijk wordt. Deze maatschappelijke kosten zijn aanzienlijk, maar komen echter niet voor rekening van de eindgebruiker.

Schattingen van systeemkosten lopen wel ver uiteen. In het geval van verzwaring op een natuurlijk moment lijken de kosten beperkt. Verzwaring van de Gorinchemse wijk Hoog Dalem zou €1000 per woning kosten (€330/kW)¹⁴. Hierin is meegenomen de kosten voor uitbreiding LS-net, uitbreiding MS-distributienet, uitbreiden MS-transportnet, extra distributiestations en verzwaring van het verdeelstation. Als verzwaring niet plaatsvindt tijdens een natuurlijk moment, kunnen de meerkosten hoog oplopen, mede door graafwerkzaamheden. Ecofys concludeert in haar 2015 studie dat bij elektrificatie de capaciteit moet worden verdrievoudigd voor zowel laagspanning (LS) als middenspanning (MS) en hoogspanning (HS). Er wordt gerekend met kosten van 1600 – 5000 euro per kW verzwaring, afhankelijk van type bebouwing. De kosten in rurale gebieden worden hoger geschat dan in stedelijk gebied vanwege grotere afstanden. Uitgaande van 3 kW verzwaring komt dit neer op €4800 – 15000 per woning. Om een eerlijke vergelijking met een RBC te maken, moeten de kosten wel over een gelijke looptijd worden verdeeld. Elektrische infrastructuur wordt vaak afgeschreven over lange termijnen (veelal 40 jaar), terwijl voor de levensduur van een RBC 15 jaar is aangenomen. Als onder en bovengrens zijn de 330 €/kW en 1875 €/kW aangehouden.

Warmte

Bij zowel het elektrolyseproces als bij het brandstofcelproces komt warmte vrij. Indien de RBC watergekoeld is, dan kan de warmte al dan niet naverwarmd worden ingezet. Als de warmte nuttig wordt ingezet wordt, dan zal de waarde tussen de aardgasprijs en de *niet meer dan anders* (NMDA) prijs liggen. De bandbreedte van de waarde van de warmte is groot omdat deze sterk afhankelijk is van de inzet van de RBC en de waarde van de warmte.

Microgrid

In theorie kan een RBC ertoe leiden dat woningen geen eigen aansluiting meer nodig hebben op het openbare stroomnet. Dit leidt tot forse kostenbesparing voor de bewoners. Wel zullen kosten moeten worden gemaakt voor de collectieve aansluiting en het privé net indien gebruik gemaakt wordt van een collectieve RBC. Onder de huidige wetgeving vervalt dan wel het recht op de heffingskorting*, waardoor het voordeel voor de bewoners vervalt. De besparingsrange ligt op 0 – 1000€ per kW.

Capaciteitsmarkt

In een toekomstig energiesysteem met een sterk fluctuerend aanbod zal flexcapaciteit een waarde vertegenwoordigen. Er is daarom een roep voor het creëren van een capaciteitsmarkt om via deze weg de onrendabele top van flexibele (duurzame) elektriciteitsproductie te compenseren. Mocht er in Nederland een goede capaciteitsmarkt komen, dan kan de brandstofcel ook als backupvoorziening worden ingezet. Het systeem ontvangt dan een vaste vergoeding om beschikbaar te staan om op deze manier de piekvraag in te kunnen vullen. De exacte hoogte van een dergelijke capaciteitsvergoeding is nu moeilijk te bepalen. Een goede referentie voor een capaciteitsprijs zou de kosten per kW van een gasturbine zijn¹⁵. Deze bedraagt 70 euro per kW per jaar (zie Hoofdstuk 4.2), ofwel 1050 euro per kW over 15 jaar. Waarschijnlijk is dit de bovengrens en zullen er mogelijkheden zijn om capaciteit goedkoper in te vullen als ondergrens is daarom 35 euro per kW aangehouden. Capaciteitsveilingen in Duitsland en de UK hebben laten zien dat er op dit moment

¹³ Ecofys, 2015. Systeemkosten van warmte voor woningen.

¹⁴ ECN, 2010. Netbeheerders vrezen stroomuitval bij piekvraag van duurzame woningen.

¹⁵ Agora Energiewende, 2012. Twelve insights in Germany's Energiewende

nog heel veel goedkope capaciteit beschikbaar is. Als het systeem wordt ingezet op de capaciteitsmarkt, dan kan het niet of zeer beperkt gebruik maken van andere waardecomponenten.

Markt en energiehandel

Er zijn veel markten waar energie of flexibiliteit kan worden verhandeld, al is de RBC niet voor elke markt geschikt. De hoogste waarde voor flexibiliteit wordt op dit moment geboden op de primaire reservemarkt van TenneT. Deze markt vraagt echter flexibel vermogen welke op seconden basis kan schakelen. De RBC is hier niet voor geschikt. Volledige inzet op de secundaire reserve/onbalansmarkt ligt niet voor de hand omdat batterijen hier zowel qua OPEX als CAPEX beter presteren. Voor de elektriciteitsmarkt is de verwachte contante waarde van 15 bedrijfsjaar in 2020 nog verwaarloosbaar is, maar dat dit in 2030 toeneemt tot maximaal 200 euro per kW (BaU scenario) tot 700 (Green scenario) euro per kW brandstofcelvermogen (zie Hoofdstuk 4.2). De RBC wordt dan bedreven op basis van de spotmarkt prijs, eventueel met een optimalisatie voor energiecommunities. Bovenstaande waarden zijn exclusief onderhoudskosten en afschrijving.

Directe doorlevering

Een bijzondere situatie treedt op als de reversibele brandstofcel eigendom is van de bewoners. De waarde van deze stroom is groot, omdat naast inkoop ook energiebelasting en BTW kan worden vermeden. Dit concept wordt al toegepast met kleine aardgas-WKK's in appartementencomplexen¹⁶. De waarde is afhankelijk van het aantal draaiuren dat de RBC kan maken. Dit aantal zal beperkt zijn omdat slechts de overschotten aan de energie uit zon en eventueel wind ingezet kunnen worden.

Energiecommunities

Voor de energiecommunities wordt uitgegaan van een 'willingness to pay' van 0,0025 tot 0,1 euro per kWh. Uitgaande van een beperkt aantal draaiuren voor de brandstofcel een cashflow op van 37,5 euro tot 450 euro per kW over 15 jaar.

Directe netverzwaringkosten

Voor eindgebruikers kan worden gekeken naar vermeden netverzwaringkosten als waardecomponent. In bijzondere gevallen kan het vermijden van verzwaring veel geld schelen, met name als de gebruiker anders met een kleinere aansluiting toe kan. Dit scheelt vooral kosten rond de volgende grenzen 175/300 kVA en 1750/3000 kVA en +-10 MVA bij afnemers die ver van een koppelpunt zitten. Een RBC kan ook dienen als tijdelijke ontlasten van het net, bijvoorbeeld totdat een nieuw HS-station is gerealiseerd. De verwachting is dat dit een besparing oplevert van 50€/kW tot €200/kW.

Aandachtspunten

- **Perfect forecast:** dit is vaak een aanname bij berekeningen. Inschatting is dat bijv. voor de onbalansmarkt de echte opbrengst rond de 15-40% van de werkelijke waarde ligt voor een uurhorizon en rond de 10-20% voor een jaarhorizon.
- **Price taker:** de invloed van de aanbieder op de markt wordt verwaarloosd. In de realiteit zal een significante toename van storage e.d. de prijs op de markt zeker drukken.
- **Missing Money:** markt werkt nu op basis marginale kosten; adequacy en integrale kosten worden een issue.
- **Maatschappelijke waarde:** prijzen reflecteren niet altijd de maatschappelijke waarde. Breed gezien gaat het grofweg om vermeden capex en opex in opwekking en netten, effect op netverliezen en op milieu. Doorrekenen van toekomstige flexwaarde met prijzen/tarieven van nu kan een verkeerd beeld geven.
- **Concurrentie:** De markt staat niet stil. Er wordt volop aan innovaties gewerkt, of het nu gaat om energieopslag of om het optimaliseren van het energiesysteem en het vermijden van systeemkosten.

¹⁶ <https://www.cheappower4u.nl/>

4.5 Maatschappelijke en institutionele drempels

Salderingsregeling

Zolang er een salderingsregeling bestaat of een significante teruglevergoeding, zal teruglevering rendabeler zijn dan energieopslag in waterstof. De verwachting is dat na 2030 er geen significante teruglevergoeding meer bestaat.

Nettarieven

Bij de creatie van een *gesloten distributie systeem (GDS)* microgrid zonder individuele aansluitingen van de woningen op het elektriciteitsnet vervalt het recht op heffingskorting, wat de vermeden kosten van de bewoners teniet doet. Daarnaast moeten kosten gemaakt worden voor het collectieve net en de collectieve aansluiting. Ook is een ontheffing nodig op de Elektriciteitswet en de nettarieven.

In het huidige marktmodel staan vaste transporttarieven centraal. Om te kunnen profiteren van duurzame overschotten op het net zijn variabele tarieven noodzakelijk. Vanwege de verwachte toename van congestie op laagspanningsnetten kunnen lokale flexmarkten gaan ontstaan. Dit kan in de toekomst een extra verdienmodel voor de RBC vormen.

Energiebelasting

Als energiebelastingvrijstelling op aardgas kan worden verkregen vanwege de WKK functie van de RBC, dan is waterstofproductie uit aardgas goedkoper dan waterstofproductie op andere manieren. Als er geen energiebelastingvrijstelling op aardgas van toepassing is, dan is waterstofproductie uit aardgas niet haalbaar. Over ingekochte stroom van het net moet energiebelasting worden betaald. Voor energieopslagsystemen vóór de meter lijkt er een aanpassing aan te komen waarmee dubbele energiebelasting wordt vermeden. Echter zal de RBC in veel gevallen achter de meter geplaatst worden. (Gedeeltelijke) vrijstelling van energiebelasting wanneer de RBC optreedt als systeembalancering is een must. De wetgeving zou zich hier op moeten voorbereiden.

Risicobeleving

Aangezien waterstof kleurloos, geurloos en smaakloos is, kan waterstof niet door een persoon opgemerkt worden. Het toevoegen van geurstoffen (mercaptanen) zoals bij aardgas heeft geen zin, omdat de moleculen vele malen kleiner zijn. Als er een lek optreedt, zullen de waterstofmoleculen naar buiten treden zonder dat de geurstofmoleculen door de opening kunnen dringen. Dit heeft veiligheidsconsequenties. Waterstof heeft een breed explosieconcentratiegebied: een lucht/waterstofmengsel kan exploderen bij een volumepercentage waterstof tussen 4 en 75%. Er zijn meerdere normen van toepassing bij toepassing van waterstof (zie Paragraaf 2.6). Al met al zitten er belangrijke aandachtspunten voor toepassing van waterstof in stedelijk gebied. Naast de risicobeleving met betrekking op de techniek speelt ook de risicobeleving ten aanzien van de markt een rol. Verwacht terughoudendheid van de markt om te investeren in opslag voor langere tijdschalen in verband met risico op beperkte inzet. Dit kan worden afgedekt met een capaciteitstarief.

De koppeling met aardgas

Aardgas is een belangrijke transitiebrandstof, maar het imago van aardgas staat in Nederland onder druk. Technische systemen die gebruik maken van aardgas komen mogelijk minder in aanmerking voor subsidies, wat het lastiger maakt om de eerste projecten te realiseren. Bij de toepassing in de bestaande wijk/complex zal het merendeel van de geleverde energie van de RBC uit aardgas komen. De toegevoegde waarde van een aardgaskoppeling aan de RBC is dat het systeem ook ingezet kan worden om gebouwen of wijken te verduurzamen die zelf te weinig duurzame energie kunnen produceren om aan de vraag te voldoen. Mits het systeem in eigendom komt van de bewoners en de energiebelastingvrijstelling op aardgas voor toepassing in een WKK van kracht blijft lijkt een aardgaskoppeling aan de RBC wel mogelijk. De waarde zit dan vooral in de brandstofcel, de elektrolyzer en waterstofopslag verdienen zich lastiger terug.


































4.6 Positionering van RBC in de markt

Om de meerwaarde van flexibiliteit in het toekomstig energiesysteem te kunnen benutten zal een RBC moeten concurreren met verschillende andere methodes die opslag dan wel flexibiliteit kunnen bieden. Zoals eerder benoemd zijn er verschillende vormen van flexibiliteit waarbij verschillende aspecten van opslag van belang zijn. Hieronder wordt een RBC kwalitatief vergeleken met twee andere flexibiliteitsmethodes op basis van een aantal typische prestatie-indicatoren voor flexibiliteitsmethodes. Deze zijn onderverdeeld in algemene indicatoren, indicatoren specifiek van belang voor korte termijn opslag, indicatoren specifiek voor seizoensopslag en overige/bijkomende aspecten. Naast de RBC zijn de volgende concepten meegenomen:

- **Batterij:** Concept waarbij op woning of bedrijfsniveau batterijsystemen worden geplaatst voor het afvangen van het overschot aan energie uit PV dan wel (kleinschalige) windsystemen.
- **Grootschalige waterstof:** Keten waarbij op grote schaal waterstof wordt geproduceerd via elektrolyse bij wind/zonneparken en waarbij deze vervolgens via een waterstof infrastructuur op kleine of grote schaal wordt ingezet voor elektriciteitsproductie.

In Tabel 6 is de score van de verschillende concepten op de verschillende prestatie indicatoren weergegeven. “Groen” representeert een sterkte van concept, “oranje” een beperking of aandachtsgebied, en “rood” staat voor een zwakte. Na de tabel wordt een toelichting van de verschillende indicatoren en de scores gegeven.

Tabel 6: Vergelijking RBC met grootschalige waterstof en met een batterij

		Batterij	Grootschalige waterstof	RBC
Algemeen	Rendement			
	LCoE			
Korte termijn opslag	€/kW			
	Start/stop tolerantie			
	Lokale toepasbaarheid			
Seizoensopslag	€/kWh opslag			
	kWh opslag/m ³			
	Vollasturen			
Overig	Infrastructuur kosten			
	Warmte			
	Autarkie mogelijk			

Rendement

Het beperken van het energieverlies is een belangrijke parameter voor het leveren van flexibiliteit. Bij een RBC is er gedurende de conversiestappen van elektriciteit naar waterstof en terug een significant verlies. Het rendement van grootschalige elektrolyse in combinatie met de inzet van waterstof in kleinschalige of grootschalige WKK-toepassingen zijn vergelijkbaar. Het rendement van batterijsystemen is vele malen hoger.

LCoE

Zoals benoemd in 6.3 is de levelized cost of electricity van een RBC sterk afhankelijk van het aantal draaiuren dat de elektrolyzer en de brandstofcel kunnen maken. Zoals hieronder ook wordt benoemd ligt het aantal vollasturen bij een RBC over het algemeen laag waardoor de LCoE relatief hoog is. Bij een keten met grootschalige elektrolyse kunnen de componenten zo worden gedimensioneerd dat de vollasturen voor de elektrolyzer hoger liggen waardoor de LCoE lager liggen dan bij de RBC. Ook de kosten van elektriciteit uit batterijen is relatief duur maar over het algemeen toch fors lager dan bij een RBC.

€/kW

Om pieken of tekorten op het net te kunnen opvangen moet zo goedkoop mogelijk vermogen beschikbaar komen. De kosten van een RBC zijn echter relatief hoog en daarbij voor een belangrijk deel afhankelijk van de capaciteit. Hetzelfde geldt voor de componenten in de grootschalige elektrolyse keten. De kosten van batterijsystemen worden minder beïnvloed door de benodigde capaciteit.

Start/stop tolerantie

Om snel flexibiliteit te kunnen leveren, moet een systeem op korte termijn aan- en uit kunnen schakelen en moet het aantal starts zo min mogelijk impact hebben op het functioneren. Voor een batterij is dit geen probleem, elektrolyse en brandstofcel componenten zijn minder geschikt voor een dergelijke inzet.

Lokale toepasbaarheid

Om voor balans te zorgen in het lage en middenspanningsnet en overbelasting van dit net te voorkomen moet een flexibiliteitsmiddel op lokaal niveau uit te voeren zijn. Batterijsystemen kunnen met beperkte impact op lokaal niveau geplaatst worden. Dit geldt in principe ook voor een RBC, indien er voldoende opslagruimte beschikbaar is en de veiligheid gewaarborgd is. Een systeem met grootschalige elektrolyse zal logischerwijs enkel op grote schaal ingezet worden en kan dus niet dan wel zeer beperkt bijdragen aan stabilisering van het lokale net.

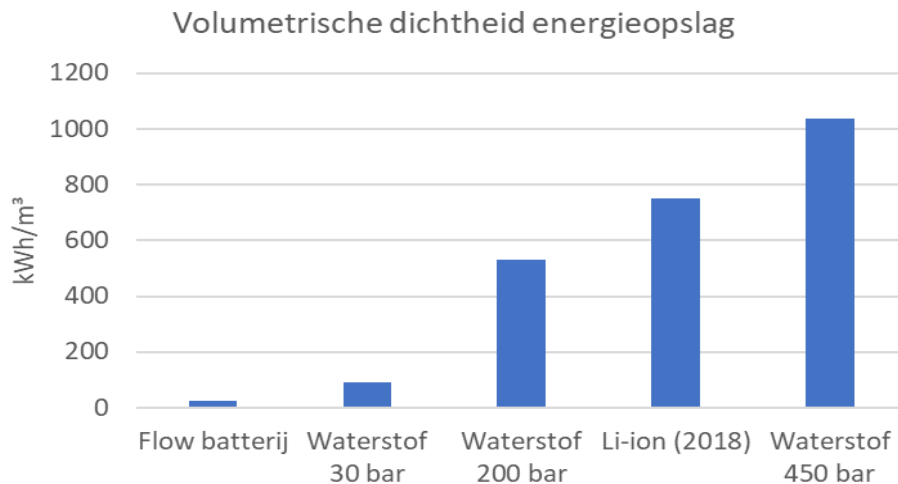
Opslagkosten €/kWh opslag

Voor seizoensopslag is het van belang dat grote hoeveelheden energie zo goedkoop mogelijk kunnen worden opgeslagen. Opslagvolume in een batterij is bepalend voor de kostprijs en een batterij kan daardoor niet voor een acceptabele investering dienen als seizoensopslag. De kosten in €/kWh opslag voor een RBC zijn lager. Echter, langetermijn opslag betekent weinig laad- en ontlaadcycli. Bij seizoensopslag wordt elke kWh opslag slechts één keer gebruikt. In dat geval zijn de opslagkosten van elektriciteit uit een RBC erg hoog, omdat elke stukje opslag slechts eenmaal per jaar wordt gebruikt. In de grootschalige waterstofketen kan gebruik worden gemaakt van schaalvoordelen en eventueel het waterstofnet/aardgasnet als buffer. Zowel de investeringskosten als de opslagkosten per geleverde kWh zijn hierdoor vele malen lager dan bij een RBC.

Energiedichtheid kWh opslag/m³

De ruimte die benodigd is voor de opslagmethodes is een relevante factor, met name in stedelijk gebied. De RBC scoort op dit gebied matig, tenzij op hoge druk waterstof kan worden opgeslagen. In grafiek X zijn de kWh opslag/m³ van waterstof weergegeven bij verschillende drukken alsmede de energiedichtheid van Li-ion batterijen en een flow-batterij. De uitgangsdruk van de elektrolyzer in dit

project is 30 bar waarmee de energiedichtheid beperkt is. Om hogere compressieniveau's te bereiken moet een waterstofcompressor worden toegevoegd, wat het totaalrendement verlaagd. Er vinden nog steeds innovaties plaats, waaronder elektrochemische waterstofcompressie¹⁷ en waterstofopslag in thermische olie¹⁸ of in poeder¹⁹. Bij grootschalige elektrolyse lijkt het aannemelijker dat de waterstof onder hogere druk gebracht wordt en is energiedichtheid dus minder een issue.



Figuur 25: Vergelijking dichtheid energieopslagtechnologieën. Uitgangspunten: Waterstof 33 kWh/kg (LHV), opslagvolume gecorrigeerd met Z-factor. Li-ion op basis van NCA.

Vollasturen

Bij flexibiliteitssystemen voor lange termijnopslag is het van belang dat er zoveel mogelijk energie rendabel kan worden opgeslagen en weer worden vrijgegeven om zo optimaal gebruik te maken van het systeem. Het aantal vollasturen bij een gebruikelijke inzet van een batterij is zeer beperkt, wat overeenkomt met de rol van korte termijnopslag die het heeft. Echter ook het aantal vollasturen dat een RBC kan draaien is relatief beperkt blijkt uit de eerdere casebeschrijvingen. Wanneer de wind en zonc capaciteit niet extreem worden over gedimensioneerd zijn er een beperkt aantal uren dat er overschot aan elektriciteit is en de elektrolyzer kan inspringen. Tegelijkertijd is het aantal uren dat de brandstofcel maximaal vermogen levert ook beperkt. Bij grootschalige elektrolyse is er geen piekvraag naar elektriciteit op locatie en daarmee geen vermogen dat minimaal afgevangen of geleverd moet kunnen worden. Dimensionering van de elektrolyse componenten is daarmee flexibeler waardoor vollasturen kunnen worden geoptimaliseerd tot wel 6.000 uren. Daarnaast kan de waterstof ingezet worden bij een groot aantal afnemers waardoor ook aan de aanbodzijde meer vollasturen te bereiken zijn.

Beperken infrastructuurkosten

Een van de voordelen die opslagsystemen kunnen bieden is het reduceren van de (elektrische) infrastructuurkosten. Batterijsystemen kunnen de lokale overschotten die mogelijk kunnen ontstaan door veel PV-vermogen opvangen en daarmee mogelijk de noodzaak voor netverzwaring voorkomen. Echter bij all-electric wijken of complexen zal door de hoge piekvraag naar elektriciteit in de winter alsnog netverzwaring nodig zijn. Een systeem gebaseerd op grootschalige waterstofproductie kan wel een mogelijke elektrische netverzwaring voorkomen. Er is daarvoor echter wel een waterstofinfrastructuur nodig, iets dat (beperkte) aanpassingen vereist aan de huidige

¹⁷ https://nl.wikipedia.org/wiki/Elektrochemische_waterstofcompressor

¹⁸ <http://www.hydrogenious.net/en/technology/>

¹⁹ <http://www.h2-fuel.nl/nl/>

gasinfrastructuur welke ook kosten met zich meebrengt. Het voordeel van het plaatsen van een RBC inclusief opslagtank is dat er geen infrastructurele aanpassingen nodig zijn. Afhankelijk van de situatie kan het echter wel mogelijk zijn dat aansluiting op een waterstofinfrastructuur goedkoper is dan het plaatsen van een waterstofbuffer.

Warmte

Naast elektriciteit creëert een RBC ook warmte. Deze vertegenwoordigt een (beperkte) waarde en kan worden ingevoerd in een warmtenet of worden benut door een andere warmtevrager. De warmte van de brandstofcel lijkt beter te kunnen worden benut omdat de inzet van de brandstofcel in de meeste gevallen zal samenvallen met een hoge warmtevraag gedurende de winter. Bij een batterijsysteem is er geen sprake van restwarmtebenutting. Voor de warmte die vrijkomt tijdens grootschalige elektrolyse is het niet aannemelijk dat deze benut kan worden aangezien er weinig tot geen afnemers op locatie zijn. Verderop in de keten zou er wel warmte kunnen worden benut als de waterstof wordt ingezet in een brandstofcel of andere WKK-toepassing.

Autark systeem

Het opslaan van lokaal geproduceerde energie maakt het mogelijk om een autark systeem te creëren. Gebruik maken van een grootschalige waterstofsysteem sluit per definitie de mogelijkheid tot een autark systeem uit. Ook autarkie op basis van batterijen lijkt een utopie omdat een dergelijke energieopslag met batterijen niet reëel is. Een RBC geeft in theorie wel de mogelijkheid om autark te zijn. De combinatie van wind en zon is daarbij zinvol: deze vullen elkaar goed aan. Een autarke wijk op alleen zonne-energie vergt een dermate overgedimensioneerd systeem dat dit vanuit economisch en praktisch perspectief niet haalbaar is.

4.7 Conclusies markttoepassingen

Diverse markttoepassingen van de RBC zijn onderzocht. Hieruit blijkt dat het uitdagend is een goede positionering van de RBC te vinden. Vanuit waarde generatie gezien lijkt de meest interessante case toepassing in de wijk, indien hele dure systeemkosten voor netverzwaring kunnen worden vermeden. De waarde van de warmte kan ook een belangrijke bijdrage leveren, afhankelijk van draaiuren en de warmteprijs.

Op basis van kan geconcludeerd worden dat een RBC voor zowel korte als lange termijn opslag de RBC niet de meeste voor de hand liggende optie is en het moet afleggen tegen, respectievelijk, een batterij of netverzwaring en grootschalige waterstof. Vanwege het geringe aantal cycli wat een waterstofopslag per jaar maakt, zijn de opslagkosten bovendien zo hoog dat geen enkele business case haalbaar kan worden.

Het ruimtebeslag van een waterstofopslagsysteem is een volgende beperkende factor als uitgegaan wordt van een standaard druk van 30 bar. Opslag in de wijk kan vermoedelijk alleen geplaatst worden als gebruik gemaakt wordt van innovatieve opslagtechnieken die nu nog niet commercieel verkrijgbaar zijn. Grootschalige waterstofinfrastructuur zal niet alleen goedkoper zijn, maar ook minder ruimte innemen dan lokale waterstofopslag.

Echter, moet bij grootschalige waterstofnetten of bij inzet van het aardgasnet geconcurrereerd worden met de waterstofprijzen vanuit andere productievormen zoals grootschalige elektrolyse of blauwe waterstof. Dit lijkt ook in de toekomst niet haalbaar. Om optimaal te kunnen profiteren van schaalgrootte en draaiuren lijkt het daarom logisch om elektrolyzers grootschalig en bij zonne- en windparken te plaatsen, en deze middels gasinfrastructuur te verbinden aan kleine baseload brandstofcellen bij eindgebruikers.

5 Conclusies en aanbevelingen

5.1 Conclusies

In het Flexnode onderzoek is gekeken naar het ontwerp en de decentrale toepassing van een reversibele brandstofcel (RBC), die lokaal stroom kan omzetten in waterstof en deze voor langere periode opslaan en weer terug kan omzetten naar elektriciteit.

De brandstofcel heeft naar behoren gefunctioneerd en een elektrisch rendement van 45% op HHV basis laten zien. Het thermisch rendement kon niet eenduidig worden vastgesteld omdat er alleen luchtkoeling mogelijk was. Ondanks technische problemen kon het stackrendement van de elektrolyzer worden vastgesteld op 73% op HHV basis, en het systeemrendement op 50-57%. Gedurende het in gebruikstellen van het systeem en de metingen zijn verschillende aandachtspunten naar voren gekomen betreffende systeembetrouwbaarheid en veiligheid. Dit geeft aan dat de systeemintegratie van waterstofcomponenten nog in de kinderschoenen staat.

De techniek rond PEM-brandstofcellen en productielijnen daarvoor heeft de afgelopen jaren een grote vlucht genomen met name als gevolg van toepassing in auto's. De prijs ligt daar nu rond de 250 €/kW. De toepassing in een auto verschilt in basis echter aanzienlijk met een brandstofcel die ontworpen is voor stationaire toepassingen, met name op het gebied van degradatie. Stationaire brandstofcellen maken gebruik van hoogwaardigere stacks en hebben daardoor een hogere kostprijs dan mobiele toepassingen. Een uitgebreide analyse van componenten en opschalingseffecten laten zien dat de kostprijs voor stationaire systemen nog kan dalen van 1.000 €/kW nu naar 750 €/kW voor PEM-elektrolyzers en van € 2.000 €/kW naar 150 €/kW voor PEM brandstofcellen. Voor waterstofopslag lijkt geen significante kostendaling in het verschiet te liggen.

In het onderzoek is bekeken of deze investeringskosten kunnen worden afgedekt voor variabele opbrengsten. Een RBC kan op uiteenlopende manieren waarde genereren, al is de resulterende bandbreedte erg groot. De hoogste waarde over 15 jaar bezien lijkt te zitten in het vermijden van systeemkosten (330 -1875 €/kW) en in warmte (210 – 1200 €/kW).

Tegenover deze waardegeneratie staan kapitaalkosten en operationele kosten die zeer hoog zijn. Met name een waterstofbuffer is erg kostbaar maar ook de vervanging van brandstofcelstacks na circa 20.000 uur. Waterstofopslag op kleine schaal lijkt vanwege hoge kosten en praktische inpassing geen logische route. Onder de huidige en toekomstige kostprijzen is de toepassing van een RBC alleen mogelijk in uitzonderlijke situaties, bijvoorbeeld in afgelegen netgebieden waar verduurzaming en netverzwaring zeer kostbaar zijn.

De meest belangrijke factoren in de rentabiliteit van een RBC zijn het conversierendement en aantal draaiuren die een systeem kan maken. Een RBC moet idealiter gevoed worden vanuit zon- én windenergie omdat het aantal draaiuren anders te beperkt blijft. Zo kan een RBC puur op zonne-energie niet meer dan 150 vollasturen maken in een gebied met stroomverbruik, en maximaal 1.000 vollasturen bij een zonnepark zonder verbruik, hetgeen zeer belemmerend werkt voor de business case. Een ander kritiek punt is dat waterstofopslag van nature weinig laad- en ontladcycli per jaar kent. De opslag moet dus heel goedkoop worden, omdat elke eenheid opslag maar weinig wordt gebruikt.

Zowel voor de korte als lange termijnopslag lijkt de RBC niet de meeste voor de hand liggende optie, en het te moet afleggen tegen, respectievelijk, netverzwaring of batterijen en grootschalige waterstof toepassingen. Het lijkt logischer om de elektrolyzer te plaatsen bij een duurzame bron en de brandstofcel juist te plaatsen bij een eindgebruiker dan wel een afnamepunt. Hoewel waterstof een steeds groter rol zal gaan spelen ligt, gezien de vooruitzichten, een verdere uitrol van de RBC in Nederland nu niet voor de hand.

5.2 Aanbevelingen

Het FlexNode project heeft een proof of concept gebouwd op kilowattschaal en de toepassingsmogelijkheden uitgewerkt voor toepassing van enkele honderden kilowatts. Deze schaalgrootte blijkt niet optimaal. Er liggen echter kansen in de toepassing van grootschalige concepten. Grootschalige concepten maken het gebruik van gascavernes mogelijk waarmee de kosten van opslag worden verlaagd en de mogelijkheden voor het (deels) hergebruiken van het bestaande gasnet komen hierdoor in beeld.

Om dit verder te onderzoeken bevelen we aan grootschaliger concepten verder uit te werken met een waterstofnet op basis van het bestaande gasnet en elektrolyse bij zonne- en windparken en brandstofcellen of waterstofbranders bij eindgebruikers. Voor de hand liggende regio's zijn de gebieden waar een waterstofinfrastructuur ligt of wordt voorzien, bijvoorbeeld de Eemshaven en Havengebied Rotterdam.

Naast PEM-technologie wordt in het buitenland ook hard gewerkt aan solid oxide brandstofcellen. Deze technologie heeft enkele voordelen ten opzichte van PEM-technologie, waaronder hogere rendementen en de mogelijkheid om naast waterstof ook aardgas of biogas te verwerken. Solid Oxide elektrolyzers kunnen ook thermisch geïntegreerde worden met methanisatie systemen. Deze technologie is inmiddels verkrijgbaar en zou ook in Nederland beproefd moeten worden.

6 Publicaties en spin-off

Het FlexNode rapport heeft belangrijke inzichten opgeleverd over de kansen maar ook beperkingen van lokale waterstofconcepten. Het project heeft geleid tot waardevolle inzichten voor elk van de deelnemers die breed vertegenwoordigd zijn in keten.

Dit project heeft onderzoekscentrum EntranCe in Groningen verder op de kaart gezet. De ervaringen die opgedaan zijn met de bouw van de RBC maken de weg vrij voor andere waterstofconcepten op EntranCe. De RBC is een showcase en kan worden getoond aan studenten en bezoekers, en kan verder worden getest. Het project is beschreven op:

- Poster, Hanze Research Day, 31-01-2017, 'Power-to-X: Surplus electricity storage of the future?'
- Blog: Tineke van der Meij, Energy Garden. [Link](#).

Nu eerste testresultaten bekend zijn, kan Hanzehogeschool Groningen de resultaten publiceren in vakliteratuur. Er zullen ook nog meer testen worden gedaan.

Hydron Energy heeft meer inzicht in de mogelijke toepassingen en configuraties en de waarde die dit kan hebben in de energiemarkt. Hydron heeft een kostprijsmodel kunnen ontwikkelen welke in toekomstige projecten kan worden ingezet.

Alliander heeft inzicht opgedaan over de mogelijkheden om op korte termijn RBC's in te zetten als tijdelijke bron van capaciteit en kan haar strategie fine-tunen. Dit geldt ook voor GasTerra en Gasunie.

Jules Energy heeft nu meer inzicht in de prijzen en rendementen van waterstofcomponenten, en kan haar dit meenemen in de doorontwikkeling van haar software.

DNV GL en BlueTerra hebben inzichten opgedaan over de decentrale inzet van waterstof in een energiesysteem en over dimensioneringsvraagstukken.

7 Bijdrage aan de doelstellingen van TKI

Het programma Systeemintegratie van de Topsector Kennis en Innovatie (TKI) heeft als doel om kennis, producten en diensten te ontwikkelen die inspelen op de hiervoor geschetste veranderingen die in het energiesysteem plaatsvinden als gevolg van de energietransitie. De gedachte daarbij is het verbeteren van de integratie tussen schakels en spelers in de energiewaardeketen.

Bijdrage aan programma Systeemintegratie

Systeemintegratie is gericht op "...oplossingen om het energiesysteem duurzamer te maken en tegelijkertijd betrouwbaar en betaalbaar te houden." Het FlexNODE project heeft zich gericht op de ontwikkeling van een nieuw product: de reversibele brandstofcel, waarbij de RBC een integrerende functie heeft tussen het gas- en elektriciteitsnet en een link biedt naar afname van de warmte.

Indien de proof-of-concept zou slagen, dan zou gestart kunnen worden met de ontwikkeling van een makkelijk inpasbaar en economisch concurrerend product.

Het FlexNode concept zou dan bijdragen aan specifieke doelen van het programma Systeemintegratie:

- ✓ Een duurzame energievoorziening: de RBC maakt een hoger aandeel intermitterende elektriciteit op het net mogelijk
- ✓ Een betaalbare energievoorziening: Vanwege haar netondersteunende functie, hoeft het elektriciteitsnet minder te worden verzwakt door invloeden van bijvoorbeeld duurzame opwek en elektrische mobiliteit. Ook wordt het elektriciteitsnet beter gebalanceerd, waardoor de netbalanceringskosten zullen dalen.
- ✓ Een betrouwbare energievoorziening: Door inzet van de waterstofbuffer en het gasnet als back-up van het e-net zullen balancerende mogelijkheden toenemen en neemt de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet toe.

Uit onderzoek naar de marktkansen blijkt dat zowel voor de korte als lange termijn opslag de RBC niet de meeste voor de hand liggende optie is, en het te moet afleggen tegen, respectievelijk, netverzwaring of batterijen en grootschalige waterstof toepassingen. Ondanks een verwachte kostprijzdaling is de toepassing van een RBC alleen mogelijk in uitzonderlijke situaties, bijvoorbeeld in afgelegen netgebieden waar verduurzaming en netverzwaring zeer kostbaar zijn.

Het project heeft cruciale leerpunten opgeleverd. Deze leerpunten dragen bij aan beter beeld waar waterstoftoepassingen leiden tot een vergrote duurzame opwek en een betaalbare energievoorziening.