
Perspectieven voor productie van waterstof op het landbouwbedrijf en de toepassing van een mobiel waterstof tankstation

H2Milkrun onderzoeksrapport



Dit onderzoek uitgevoerd binnen het subsidieprogramma Operationeel Programma Oost (OP Oost), onderdeel van het Europees Fonds voor Regionale Ontwikkeling (EFRO) van de Europese Unie, door de Stichting Wageningen Research (WR), business unit Open Teelten in het kader van het H2Milkrun project.

WR is een onderdeel van Wageningen University & Research, samenwerkingsverband tussen Wageningen University en de Stichting Wageningen Research.

David Meijvogel, Chris de Visser, Marcel van der Voort, Stefan Hol, Herman Schoorlemmer

Lelystad, augustus 2022

Rapport WPR-OT 943

Dit rapport is gratis te downloaden op <https://doi.org/10.18174/572431>

In dit onderzoek zijn de mogelijkheden voor de agrarisch ondernemer onderzocht om in de bedrijfsvoering gebruik te maken van de H2Milkrun technologie. De H2Milkrun is een voertuig met een voorraad waterstof en een tankfaciliteit die bij bedrijven langs kan komen om de waterstofwerktuigen of opslagtanks of -bundels van die bedrijven te vullen. Er zijn twee opties waar een agrarische ondernemer een rol kan spelen. De eerste is om waterstof te produceren en dit te verkopen aan handelaren in waterstof die van de H2Milkrun technologie of andere transporttechnologie gebruik maken. De tweede optie is om waterstof die elders is geproduceerd te gebruiken in de eigen bedrijfsvoering om zo het gebruik van fossiele brandstoffen in de bedrijfsvoering te vervangen.

Om deze opties te onderzoeken is een rekenmodel geconstrueerd. In het model wordt ervan uitgegaan dat er waterstof middels elektrolyse kan worden geproduceerd met hernieuwbare energiebronnen (zon en wind) en elektriciteit uit het net. De waterstof wordt onder druk tijdelijk opgeslagen op de locatie van de agrarisch ondernemer. Deze waterstof kan dan worden verkocht aan de H2Milkrun of een andere gashandelaar. Als de waterstof zelf wordt gebruikt in de bedrijfsvoering van de agrarisch ondernemer dan is er ook een waterstoftankstation nodig. In het model kan worden berekend hoeveel waterstof er nodig is om die diesel te vervangen afhankelijk van het bouwplan en de omvang van het bedrijf.

Met het rekenmodel is de kostprijs berekend van de waterstof die kan worden geleverd aan de H2Milkrun. Veel van de beoogde te tanken voertuigen worden ingeschat met een tankinhoud van 20 kg waterstof. In het ontwerp van H2Milkrun is opgenomen dat er 259 kg waterstof kan worden vervoerd zodat diverse tankbeurten mogelijk zijn. Om de waterstof die de H2Milkrun meeneemt (259 kg) dagelijks te kunnen leveren is ca. 800 kW aan elektrolyser capaciteit nodig. Omdat veel netaansluitingen bij agrarisch ondernemers niet toereikend zijn voor 800 kW zijn er 4 elektrolyzers van 200 kW doorgerekend, met 300 kWp PV, 75 kg opslag van waterstof op 500 bar en 7300 vollasturen per elektrolyser. Waterstof kan dan voor ca. €14,50/kg geproduceerd worden. Indien er 900 kWp PV panelen in plaats van 300 kWp PV panelen wordt gebruikt dan kan waterstof voor €12,60/kg geproduceerd worden.

Om als agrarisch ondernemer zelf (groene) waterstof op te wekken zijn diverse componenten nodig zoals een elektrolyser, compressor, opslagfaciliteit, private tankinstallatie, hernieuwbare energie opwekkers. Indien een agrarisch ondernemer waterstof opwekt om zelf in de bedrijfsvoering te gebruiken dan worden er meerkosten per jaar gemaakt ten opzichte van gebruik van diesel. Hoewel dieselprijzen anno 2022 erg volatiel zijn is er in het onderzoek met €1,40/liter diesel gerekend. Er is ongeveer 0,15 kg H₂ nodig om een liter diesel te vervangen. De met het model berekende kosten van de hoeveelheid waterstof equivalent aan een liter diesel liggen tussen de €1,91 (productiekosten van waterstof van €12,60/kg bij 200 kW elektrolyser en 900 kWp PV) en €3,33 (productiekosten van waterstof van €21,88/kg bij 19,2 kW elektrolyser en 350 kWp PV). In plaats van enkel waterstof voor het eigen gebruik te produceren om diesel te vervangen lijkt het met de huidige situatie meer haalbaar om de focus te leggen op het produceren van waterstof en dit te verkopen om daarmee de meerkosten te dekken die gemaakt worden ten opzichte van een conventionele diesel situatie. Het is afhankelijk van een specifiek bedrijf hoe de verkoopprijs van waterstof zal uitvallen, maar in de grootte van een 500 kW elektrolyser ligt de verkoopprijs rond de €13,50/kg.

De berekeningen die in dit onderzoek zijn gedaan geven aan dat op dit moment het gebruik van eigen geproduceerde waterstof nog niet concurrerend is t.o.v. het gebruik van diesel. Dit kan veranderen bij verder stijgende dieselprijzen, bij kostprijsverlaging van de productie van waterstof (bijvoorbeeld doordat componenten goedkoper worden) of juist door het in de markt valoriseren van het gebruik van eigen waterstof. In dit onderzoek is daarom ook een beknopt mogelijk toekomstscenario geschetst. Door prijsdalingen in verschillende componenten van het waterstofproductie systeem kan de productieprijs op €4,04/kg uitkomen in 2030. De kosten van de hoeveelheid waterstof equivalent aan een liter diesel ligt dan rond de €0,61.

Trefwoorden: Waterstof, H2Milkrun, waterstofproductie, waterstoftrekker, waterstofmodel, elektrolyser, energietransitie,

© 2022 Wageningen, Stichting Wageningen Research, Wageningen Plant Research, Business unit Open Teelten, Postbus 430, 8200 AA Lelystad; T 0320 29 11 11; www.wur.nl/plant-research

KvK: 09098104 te Arnhem
VAT NL no. 8113.83.696.B07

Stichting Wageningen Research. Alle rechten voorbehouden. Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd, opgeslagen in een geautomatiseerd gegevensbestand, of openbaar gemaakt, in enige vorm of op enige wijze, hetzij elektronisch, mechanisch, door fotokopieën, opnamen of enige andere manier zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Stichting Wageningen Research.

Stichting Wageningen Research is niet aansprakelijk voor eventuele schadelijke gevolgen die kunnen ontstaan bij gebruik van gegevens uit deze uitgave.

Rapport WPR-943

Inhoud

	Woord vooraf	6
	Samenvatting	7
	1.1 Verhandelen van waterstof	10
	1.2 Gebruiken van waterstof in landbouw	11
	1.3 Doelstelling	13
	1.4 Leeswijzer	13
2	Randvoorwaarden markt waterstofvoertuigen & vergunningen	14
	2.1 Marktverkenning agrarische waterstofvoertuigen	14
	2.2 Vergunning trajecten	15
	2.2.1 Vergunning voor tanken met een mobiel waterstof tankstation	15
	2.2.2 Vergunning voor produceren van waterstof	16
	2.2.3 Vergunning voor tanken van waterstof op eigen locatie	16
	2.2.4 Toekomstige wet- en regelgeving	17
3	Opbouw model	18
	3.1 Opbouw module waterstofproductie	18
	3.1.1 Berekening hoeveelheden benodigde elektriciteit waterstofproductie	20
	3.1.2 Berekening hoeveelheden elektriciteit uit hernieuwbare bronnen	24
	3.1.3 Berekening hoeveelheden elektriciteit uit accu	24
	3.1.4 Berekening hoeveelheden elektriciteit uit net	26
	3.1.5 Berekening hoeveelheden elektriciteit terug geleverd aan het net	27
	3.1.6 Degradatie apparatuur	27
	3.1.7 CO ₂ -emissie ten gevolge van waterstofproductie	27
	3.1.8 Samenvatting module waterstofproductie	28
	3.2 Opbouw module gebruik van waterstof	30
	3.2.1 Berekening huidig dieselgebruik	30
	3.2.2 Berekening waterstofgebruik en nieuw dieselgebruik	31
	3.2.3 Koppeling productie waterstof	31
	3.3 Opbouw module economie	33
	3.4 Data validatie	35
4	Dimensionering van het waterstofproductiesysteem op het landbouwbedrijf	39
	4.1 Invloed van een accu op productieprijs waterstof	39
	4.2 Invloed van opgesteld vermogen PV en Wind op productieprijs waterstof	43
	4.3 Invloed aantal vollasturen op productieprijs waterstof	45
	4.4 Tussenconclusie dimensionerende berekeningen productie van waterstof	46
5	Resultaten berekeningen model	47
	5.1 Behoefte mobiele waterstof tankstation	47
	5.2 Diesel vervangen met waterstof	50
	5.3 Effect van prijsreducties componenten	53
	5.4 Tussenconclusie businesscases	54
6	Praktijkcasussen	56
	6.1 Praktijkcasussen productieprijs waterstof	56

	6.1.1 Waterstofproductie praktijkcasus A	57
	6.1.2 Waterstofproductie praktijkcasus B	60
	6.1.3 Waterstofproductie praktijkcasus C	62
6.2	Praktijkcasussen waterstofgebruik, Casus A	65
	6.2.1 Waterstoftrekker, eigen waterstofproductie + verhandelen waterstof	66
	6.2.2 Waterstofheftruck, eigen waterstofproductie + verhandelen waterstof	68
7	Conclusie	70
8	Discussie	72
	8.1 Opbouw model	72
	8.2 CO ₂ beprijzing	73
	8.3 Toepassing H2Milkrun voertuig	74
	Referenties	75

Woord vooraf

Dit rapport behelst het onderzoek naar de mogelijkheden voor de agrarisch ondernemer bij de H2Milkrun technologie. Dit onderzoek is uitgevoerd binnen het H2Milkrun project. Dit project beoogt de ontwikkeling van een mobiel waterstoftankstation. Het tankstation zal zelf een voertuig zijn en kan daarmee gemakkelijk via de weg bij bedrijven op locatie langs komen.

Door ontwikkeling van de mobiele tankstations kunnen bedrijven makkelijker de stap maken naar waterstofvoertuigen. Bedrijven kunnen voor een kortere periode een waterstofvoertuig uitproberen waarbij ze niet een langdurig en kostenintensief traject aan hoeven te gaan om de waterstof zelf op te wekken en een waterstof tankstation op eigen terrein te realiseren. Zelf waterstof produceren vraagt doorgaans een flinke investering. Door de H2Milkrun hoeven bedrijven die een waterstofvoertuig willen aanschaffen niet zelf ook nog de infrastructuur (waterstoftank voorziening) aan te schaffen. Dit zorgt voor lagere aanschafkosten bij het uitproberen en het daadwerkelijk inzetten van waterstof voertuigen en andere waterstof aangedreven machines. Ook is het mogelijk dat aannemers met machines op waterstof die aan bouwprojecten, grondverzet of wegwerkzaamheden werken gebruik kunnen maken van de H2Milkrun doordat zij slechts tijdelijk op een bepaalde locatie aan het werk zijn.

Het projectteam bestond uit: MobiHy Gendringen, Toyota Material Handling Nederland, Stichting Wageningen Research, Hygro, Van Kessel Olie, Hymove en GINAF Trucks Nederland. ACRRES heeft als onderdeel van de Stichting Wageningen Research dit onderzoek uitgevoerd. Dit project is mede mogelijk gemaakt door steun van het subsidieprogramma Operationeel Programma Oost (OP Oost), onderdeel van het Europees Fonds voor Regionale Ontwikkeling (EFRO) van de Europese Unie.



Europese Unie



Europees Fonds voor Regionale Ontwikkeling

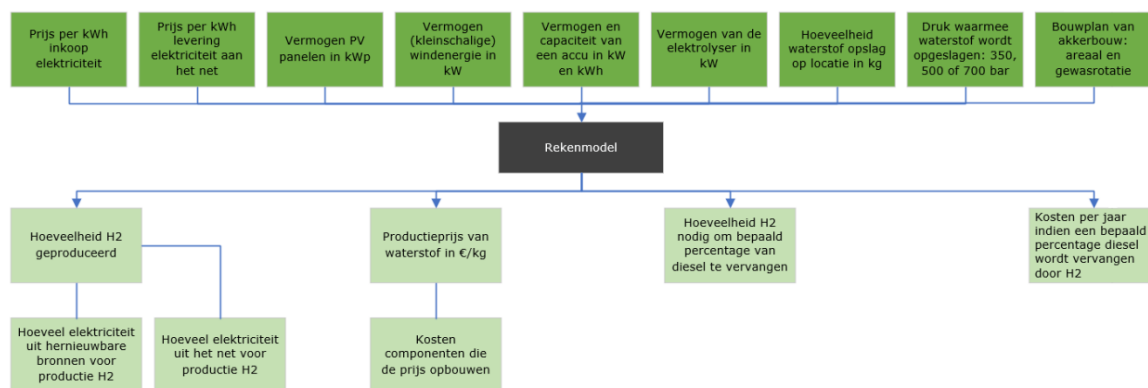
Samenvatting

De H2Milkrun is een voertuig met een voorraad waterstof en een tankfaciliteit die bij bedrijven langs kan komen om de waterstofwerktuigen van die bedrijven te vullen. In dit onderzoek zijn de mogelijkheden voor de agrarisch ondernemer onderzocht indien de H2Milkrun technologie in de praktijk beschikbaar komt. Er zijn twee situaties waar een agrarische ondernemer profijt kan hebben van de H2Milkrun technologie. De eerste is om waterstof te produceren en dit te verkopen aan de H2Milkrun, waarbij de H2Milkrun fungeert als waterstofhandelaar. De waterstof kan ook aan andere waterstof- of gashandelaars geleverd worden. De tweede optie is om waterstof in de eigen bedrijfsvoering te gebruiken om zo het gebruik fossiele brandstoffen in de bedrijfsvoering te vervangen. Deze twee opties hebben tot de hoofdvraag van dit onderzoek geleid:

Is het produceren en verhandelen van waterstof met het H2Milkrun voertuig, of het gebruiken van waterstof in de bedrijfsvoering van de land- en akkerbouw, technisch en economisch haalbaar?

Om dit te onderzoeken is een rekenmodel ontwikkeld. In het model wordt ervan uitgegaan dat waterstof middels elektrolyse kan worden geproduceerd met hernieuwbare energiebronnen en elektriciteit uit het net. De waterstof wordt onder druk tijdelijk opgeslagen op de locatie van de agrarisch ondernemer. Deze waterstof kan dan worden verkocht aan de H2Milkrun of een andere gashandelaar. Als de waterstof zelf wordt gebruikt in de bedrijfsvoering van de land- en akkerbouwer dan is er ook een waterstoftankstation nodig. In het model kan ook het verwachte dieselvebruik afhankelijk van het bouwplan worden berekend. Hiermee kan worden bepaald hoeveel waterstof er nodig is om die diesel te vervangen.

In onderstaand figuur zijn de invoerparameters te zien in het fel groen. In het lichtgroen is vervolgens weergegeven wat er berekend kan worden met het rekenmodel.



Figuur 0.1 Invoerparameters en rekenresultaten van het rekenmodel

Verder zijn er vier strategieën in het model opgenomen om de elektrolyser aan te sturen:

1. Altijd op vollast. De elektrolyser draait altijd op maximale capaciteit en gebruikt hiervoor hernieuwbare energie waar mogelijk en bij gebrek aan hernieuwbare energie wordt energie uit het elektriciteitsnet gebruikt;
2. Enkel hernieuwbare energie. De elektrolyser gebruikt enkel de elektriciteit die beschikbaar is door lokale hernieuwbare energiebronnen die zich op het terrein van de ondernemer bevinden;
3. Een maximale net aansluiting. De elektrolyser wordt op dezelfde wijze aangestuurd als bij strategie 1, alleen wordt het vermogen dat uit het elektriciteitsnet kan worden gehaald begrenst;
 - De grootte van de netaansluiting is een extra invoerparameter;
4. Aantal gewenst vollasturen. Het model stuurt op het maken van een minimaal aantal vollasturen en kan hiervoor elektriciteit uit het net gebruiken. Er wordt dan in het model gezocht naar de

momenten waarop er zo min mogelijk vermogen uit het elektriciteitsnet nodig is om het elektriciteitsnet zo min mogelijk te belasten.

- Het aantal vollasturen is een extra invoerparameter

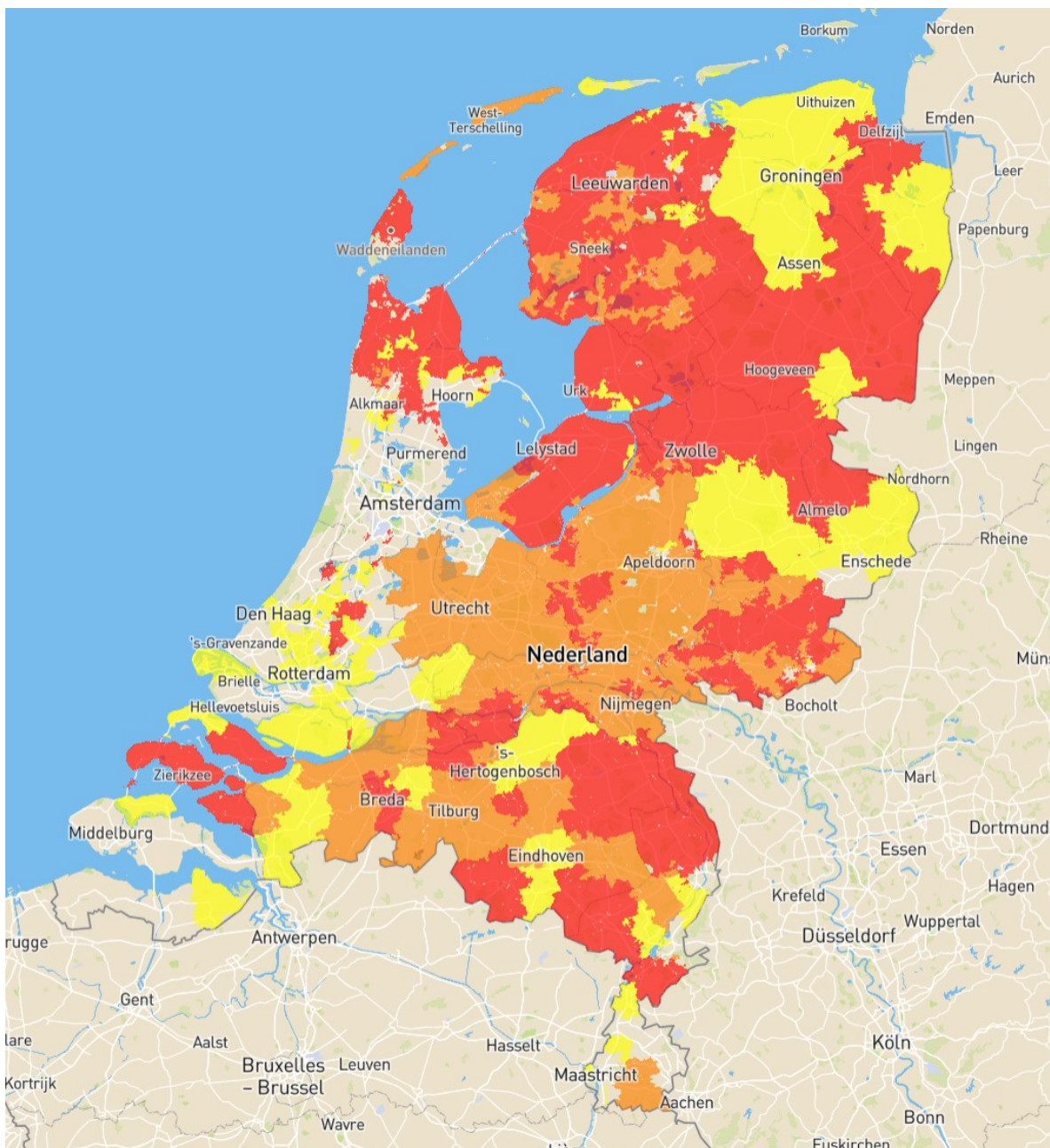
Over het algemeen wordt de laagste productieprijs bereikt door strategie 1 toe te passen. Vervolgens is de grootste component in de productieprijs bij strategie 1 de elektriciteit die uit het net ingekocht wordt. Bij toepassing van strategie 2 wordt de productieprijs over het algemeen vrij hoog doordat er relatief weinig vollasturen kunnen worden gemaakt met de elektrolyser. Op deze manier worden er relatief dure componenten toegepast voor een relatief lage waterstofproductie. Bij toepassing van strategie 3 en 4 is de productieprijs van waterstof afhankelijk van hoeveel vollasturen er gemaakt (kunnen) worden. Hoe meer vollasturen er gemaakt kunnen worden, hoe lager de productieprijs.

Met het model zijn de productiekosten van waterstof berekend bij levering aan de H2Milkrun. Om de waterstof die de H2Milkrun meeneemt (259 kg) dagelijks te kunnen voorzien is er ca. 800 kW aan elektrolyser capaciteit nodig. Hoewel het wel mogelijk is voor sommige ondernemers om een net-aansluiting te hebben die een elektrolyser van 800 kW aankan, zijn er met name veel ondernemers die een kleinere aansluiting hebben. Gezien de capaciteit van de meeste aansluitingen bij agrarisch ondernemers zou dit vermogen verdeeld moeten worden onder vier ondernemers ieder met een elektrolyser van ca. 200 kW. Hiervoor is een aansluiting van 3x300 Ampère nodig per elektrolyser. Waterstof kan dan voor ca. €14,50/kg waterstof geproduceerd worden (met 300 kWp PV panelen per bedrijf, 75 kg opslag, opslag op 500 bar en 7300 vollasturen). Indien er 900 kWp PV panelen in plaats van 300 kWp PV panelen wordt gebruikt dan kan waterstof voor €12,60/kg geproduceerd worden.

Indien een agrarisch ondernemer waterstof opwekt om zelf in de bedrijfsvoering te gebruiken dan worden er meerkosten per jaar gemaakt. De meerkosten worden opgebouwd uit de waterstofproductie installatie, compressor, opslag en een tankstation op locatie om waterstof in de voertuigen te krijgen. Het blijkt dat de kosten die hiervoor gemaakt worden niet opwegen tegen de besparingen die er worden gemaakt door minder diesel te gebruiken. Het lijkt dan meer haalbaar om de focus te leggen op het produceren van waterstof en dit te verkopen. In dit geval wordt er veel meer waterstof geproduceerd dan er nodig is om de diesel te vervangen. Het deel dat 'te veel' geproduceerd wordt kan worden verkocht. Met die opbrengsten kunnen de extra kosten worden gedekt die worden gemaakt als waterstof zelf wordt opgewekt en in de bedrijfsvoering gebruikt wordt. Op deze manier kunnen meerkosten gedekt worden die gemaakt worden ten opzichte van een conventionele diesel situatie. Het is afhankelijk van een specifiek bedrijf hoe de verkoopprijs van waterstof zal uitvallen, maar bij een 500 kW elektrolyser ligt de verkoopprijs rond de €14/kg. Met dergelijke scenario's wordt slechts een klein deel voor eigen gebruik gereserveerd. Doordat er dan veel waterstof op locatie beschikbaar is kan er ook makkelijk opgeschaald worden door een tweede waterstofwerktuig aan te schaffen.

1 Inleiding

De energietransitie is in volle gang. Ook in de agrarische sector zijn er verschillende mogelijkheden om bij te dragen aan een duurzamer Nederland. Een van die bijdragen is het produceren van duurzame energie. Dit is slechts beperkt mogelijk in sommige gebieden in Nederland vanwege de netcongestie. In Figuur 1.1 is te zien dat er in veel gebieden in Nederland geen invoeding van duurzame energie op het elektriciteitsnet meer mogelijk is.



Figuur 1.1 Capaciteitskaart invoeding elektriciteitsnet Nederland (bron: <https://capaciteitskaart.netbeheernederland.nl/>, geraadpleegd 01-11-2021).

Voortkomend uit het klimaatakkoord uit 2019 hebben 30 energieregio's en regionale energiestrategie (RES) uitgewerkt met een beschrijving waar en hoe het beste duurzame energie kan worden opgewekt. Als niet alle elektra meer mag worden geleverd aan het net dan heeft dat invloed op de businesscase van PV panelen of windmolens wat er toe kan leiden dat er minder PV panelen of

windmolens op het platteland geplaatst worden waardoor de ambities van duurzame energie in de RES'en lastiger haalbaar worden (totaal 52,5 TWh in 2030 volgens Nationaal Programma RES (2021)). Daarom wordt het voor agrarische ondernemers steeds interessanter om opgewekte energie op het eigen perceel te gebruiken.

Een van de mogelijkheden is om de opgewekte elektriciteit op het eigen terrein te gebruiken voor het produceren van waterstof, middels elektrolyse. Voor de geproduceerde waterstof zijn verschillende toepassingen. Concreet zijn er voor de agrarische ondernemer de opties om het gas te verhandelen of om het gas in de eigen bedrijfsvoering te gebruiken. Dat is waar het H2Milkrun-project een rol kan vervullen.

In het H2Milkrun project wordt een mobiel waterstoftankstation ontwikkeld. Dit wordt een voertuig met een voorraad waterstof en een tankfaciliteit. De gedachte achter het H2Milkrun voertuig is dat met name tijdelijke gebruikers van waterstof kunnen worden voorzien in hun waterstofbehoefte. Hierbij is te denken aan aannemers die aan bouwprojecten werken met machines op waterstof, grondverzet of wegwerkzaamheden. Een andere mogelijkheid is het tijdelijk uitproberen van waterstof werktuigen. In dergelijke gevallen kunnen waterstof voertuigen een emissievrije oplossing bieden voor bepaalde werkzaamheden, maar kan de waterstof infrastructuur een blokkade vormen. Niet met elk werktuig kan naar een waterstoftankstation worden gereden. Een optie is om op het terrein van een ondernemer een (privaat) waterstoftankstation te plaatsen in combinatie met een elektrolyser. Dat vraagt een heel grote investering vooraf, zonder dat er ervaring is opgedaan met het waterstofwerktuig. Door het H2Milkrun project te introduceren hoeft een afnemer geen rekening meer te houden met de bevoorrading van de waterstofwerktuigen.

Het H2Milkrun voertuig kan als waterstofhandelaar fungeren. Het zal immers waterstof moeten verkrijgen om de voorraad aan te vullen, en het zal waterstof leveren bij afnemers als dienst. Zo kan de agrarisch ondernemer via het H2Milkrun voertuig waterstof verkopen (bij het produceren van waterstof op eigen terrein).

1.1 Verhandelen van waterstof

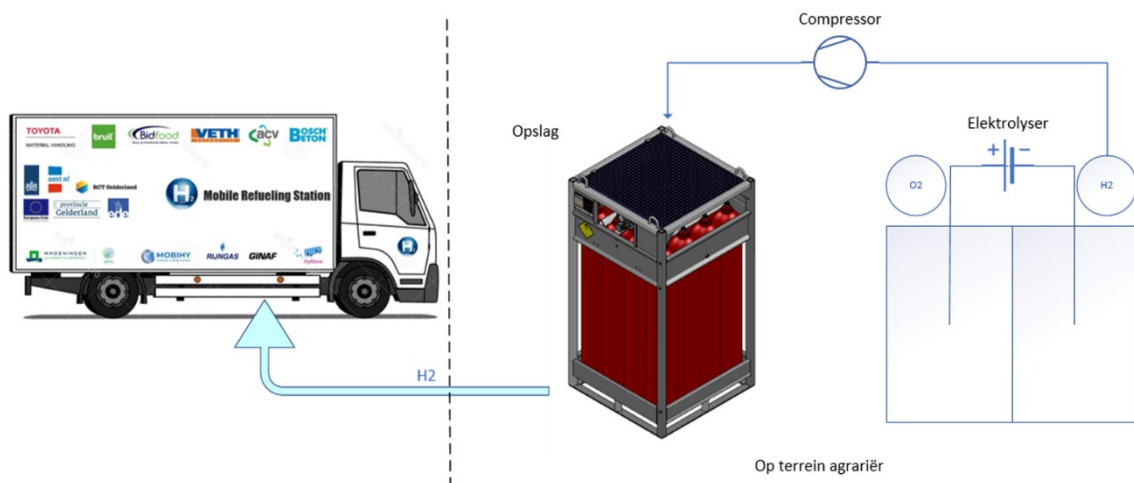
De verwachting is dat waterstof een belangrijke rol gaat spelen in de energietransitie (Kovač et al., 2021). De huidige waterstofproductie per jaar wordt ingeschat rond de 9 tot 10 miljard m³ per jaar, gelijk aan 0,8 tot 0,9 Mton, gelijk aan 96 tot 107 PJ, waarbij 80% hiervan op grijze manier via SMR (Steam Methane Reforming) wordt geproduceerd, waarbij CO₂ vrijkomt doordat er aardgas wordt gekraakt, en ongeveer 20% ontstaat als bijproduct in de chemische industrie (CE Delft, 2018). De huidige vraag naar waterstof komt vanuit verschillende sectoren, zoals de ammoniakproductie, hydrocracking bij aardolieraffinage, methanolproductie en een klein deel vanuit de transportsector. De verwachting is dat de waterstofbehoefte in de toekomst nog flink gaat toenemen (Berenschot, 2018). Dat komt met name doordat waterstof breed toepasbaar is: in de transport sector, bij zware mechanisatie en in sectoren waar hoge temperaturen moeten worden bereikt.

In eerste instantie is er voor groene waterstof dus al een markt. Ervan uitgaande dat alle grijze waterstofproductie wordt gesaneerd op termijn is er ca. 5 GW aan elektrolyser vermogen nodig¹. De ambitie voor 2025 volgens het klimaatakkoord is om 0,5 GW aan geïnstalleerd vermogen elektrolyzers te hebben gerealiseerd en voor 2030 is dat 3-4 GW (Klimaatakkoord, 2019). In 2020 lag het totaal geïnstalleerd vermogen elektrolyzers in de hele EU nog op ca. 0,17 GW (FME en TNO, 2020). Dit laat zien dat er stevige ambities zijn gesteld om meer elektrolyzers te realiseren.

Een agrarisch ondernemer kan op de markt voor groene waterstof inspelen. Typerend voor een agrarisch bedrijf is dat er veel ruimte en dakoppervlak is. Hierdoor kan veel wind- en zonne-energie worden geproduceerd. Daardoor zijn er mogelijkheden om hernieuwbare energiebronnen en faciliteiten voor de productie van waterstof te plaatsen om groene waterstof te produceren.

¹ De elektrolyzers moeten met groene energie worden gevoed om van groene waterstofproductie te spreken.

Een agrarische ondernemer kan groene waterstof opwekken en verhandelen. Het H2Milkrun voertuig kan hier de rol als gashandelaar vervullen. De mobiele tankstations die binnen het H2Milkrun project worden ontwikkeld kunnen bij een agrarisch bedrijf hun tankwagens bijvullen. Hierdoor kan er een interessant verdienmodel ontstaan. Dit principe is in Figuur 1.2 weergegeven.



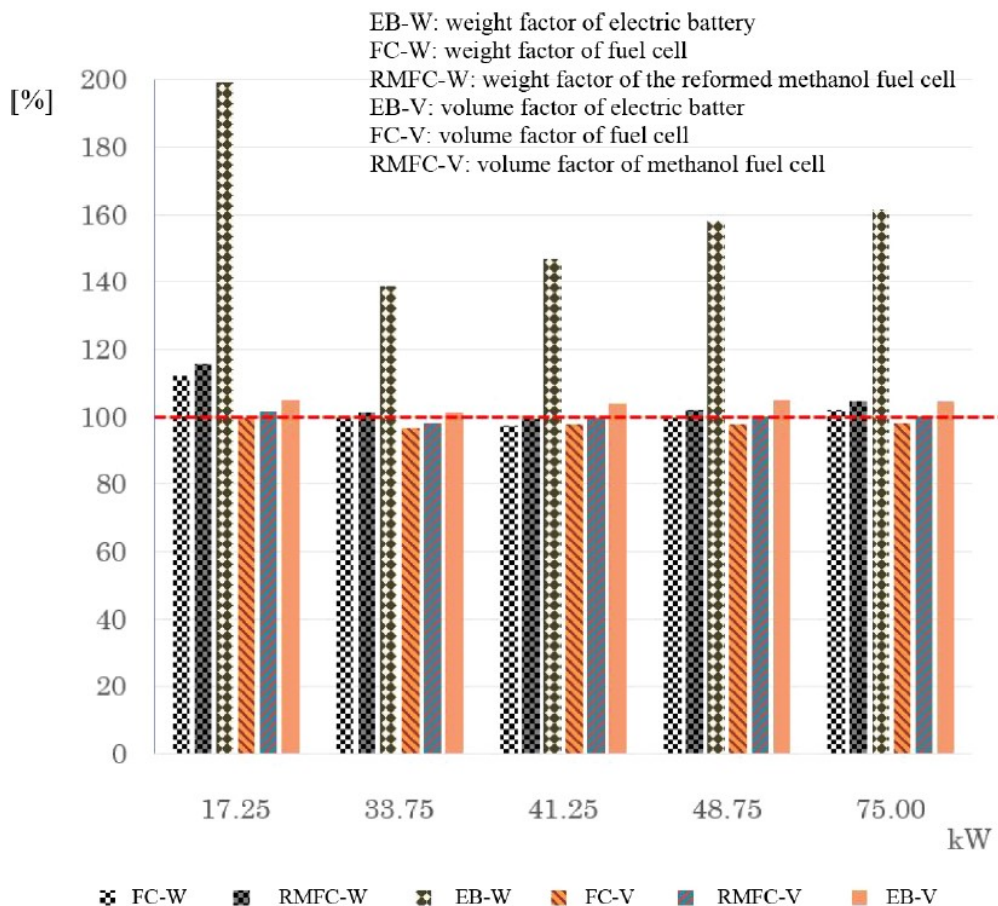
Figuur 1.2: Principe H2 productie en verkoop aan H2Milkrun

1.2 Gebruiken van waterstof in landbouw

In de akkerbouw in Nederland is ruim 70% van het directe energieverbruik toe te rekenen aan diesel (Agrimatie, 2021)². Deze diesel wordt gebruikt voor landbouwvoertuigen, zoals trekkers, machines, heftrucks en pompen voor beregning. Diesel is een van de producten die op het boerenbedrijf geïmporteerd worden (externe input). In het klimaatakkoord wordt aangegeven dat wordt ingezet op de reductie van broeikasgasemissies van landbouwvoertuigen (Klimaatakkoord 2019, p. 120). Als de brandstof voor landbouwvoertuigen op het eigen bedrijf verkregen kan worden, zonder externe input, dan draagt dat bij aan de circulariteit van de landbouw. Zowel elektrische als waterstoftoepassingen behoren tot de mogelijkheden om dit akkoord invulling te geven. Beide hebben hun voor- en nadelen. Voor een uiteenzetting hiervan wordt verwezen naar Van Leeuwen (2020).

Een van de grote voordelen van waterstof ten opzichte van accu toepassingen is de energiedichtheid per gewichtseenheid. Van Leeuwen (2020) rekent voor dat een 50 kW tractor die 4 uur achtereen kan opereren een accupakket van ca. 1900 kg nodig heeft, terwijl er 10 kg waterstof nodig zou zijn met 50 kg aan waterstoftank en brandstofcel voor dezelfde toepassing. Uit onderzoek van Du et al. (2018) blijkt dat een 48,75 kW tractor die 4 uur achtereen kan opereren een accupakket van ca. 1750 kg nodig heeft, terwijl er 12,6 kg waterstof nodig zou zijn met 221,1 kg aan waterstoftank en brandstofcel voor dezelfde toepassing. Deze auteurs hebben onderzoek gedaan naar de gewichts- en volumetoename van elektrische, waterstof brandstofcel en methanol brandstofcel trekkers met verschillende vermogens. Figuur 1.3 laat hun bevindingen zien. Hierin wordt procentueel de vergelijking gemaakt met een conventionele interne verbrandingsmotor op het gebied van gewicht en volume nodig voor de techniek.

² <https://www.agrimatie.nl/binternet.aspx?ID=11&bedrijfstype=11>



Figuur 1.3 Procentuele vergelijking van gewicht en volume voor het vervangen van de verbrandingsmotor aandrijving van een trekker met accu's (EB), brandstofcel (FC) en methanol brandstofcel (RMFC) voor vijf modellen trekkers (1023E, 5045E, 5055E, 5065E, 5100E) van John Deere (figuur gekopieerd van Du et al., 2018, figure 6).

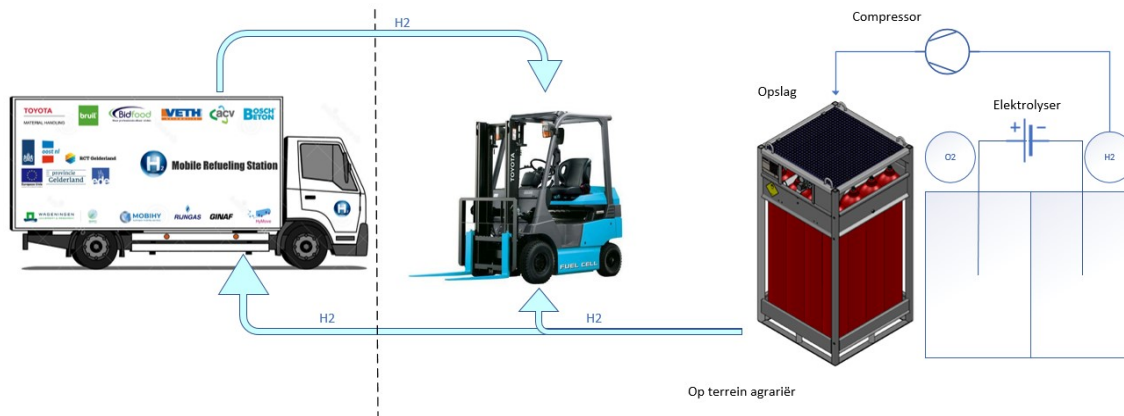
In Figuur 1.3 valt op dat het gewicht van een toepassing op basis van een elektrische accu veel hoger is dan die van een brandstofcel. Het 17,25 kW model vraagt relatief het meeste gewicht. Daarna loopt het gewicht van de accu procentueel op van het 33,75 kW model tot 75,00 kW model. Voor trekkers zijn volgens Grisso et al. (2007) vermogens van ca. 30 tot 200 kW gangbaar voor verschillende toepassingen. Er zijn echter hogere vermogens mogelijk. De volledig elektrische John Deere SESAM kan bijvoorbeeld 400 PK leveren (ca 300 kW) (Vital Earth Resources, 2018). Hiermee is de verwachting dat het gewicht van elektrische trekkers nog verder zal oplopen, terwijl dit met waterstoftoepassingen niet zo zal zijn.

Een toename van gewicht van machines resulteert in een toename van de verdichting van de bodem (Keller et al., 2019). Bodembelasting wordt namelijk bepaald door de wiellast, bandbreedte en benodigde banddruk van een voertuig (Vermeulen et al., 2013). De wiellast is het gewicht dat een wiel van een voertuig voor haar rekening neemt. Hoe zwaarder een voertuig, hoe hoger de wiellast. De Europese Commissie wijst bodemverdichting aan als een van de belangrijkste oorzaken van bodemaantasting (Europese commissie, 2006). Bodemverdichting veroorzaakt meer afspoeling van een perceel, laat overstromings- en droogterisico's toenemen en zorgt ervoor dat meer kunstmest nodig is om de opbrengst van de gewassen op peil te houden, met uitstoot van broeikasgassen bij de productie van de kunstmest tot gevolg (Graves et al., 2015).

Bovenstaande argumentatie is in het voordeel van waterstof ten opzichte van elektrische toepassingen op basis van accu's. De gevolgen van het gewicht van het voertuig op bodemverdichting van een waterstofvoertuig zijn immers minder dan met een elektrische toepassing.

Een agrarisch ondernemer kan op zijn eigen bedrijf waterstof opwekken. Als er meer waterstof wordt opgewekt dan er gebruikt wordt kan het surplus worden verhandeld, bijvoorbeeld met de H2Milkrun. Dit principe is in Figuur 1.4 weergegeven. Op momenten dat minder waterstof wordt opgewekt dan er

wordt gebruikt, kan het tekort ook worden aangevuld door de H2Milkrun, of door een andere gashandelaar.



Figuur 1.4 *Principe H2 productie, gebruik en verkoop aan H2Milkrun*

1.3 Doelstelling

De ontwikkeling van een H2Milkrun mobiel waterstoftankstation biedt twee mogelijkheden voor de agrarisch ondernemer.

1. Het verhandelen van waterstof
2. Het gebruiken van waterstof in de bedrijfsvoering

De vraag die gepaard gaat bij het benoemen van deze mogelijkheden is:

Is het produceren en verhandelen van waterstof met het H2Milkrun voertuig, of het gebruiken van waterstof in de bedrijfsvoering van de land- en akkerbouw, technisch en economisch haalbaar?

Om deze vraag te beantwoorden zijn verschillende onderzoeksvragen opgesteld:

- Hoe past het opwekken van waterstof in de energiemix van een landbouwbedrijf, wat is een passende dimensionering van de waterstofproductie installaties op een landbouwbedrijf en hoe sluit dat aan bij de behoefte van het mobiele waterstoftankvoertuig?
- Hoe ziet de businesscase eruit voor een agrarisch ondernemer voor het opwekken en verkopen van waterstof?
- Hoe ziet de businesscase eruit voor een agrarisch ondernemer voor het opwekken en gebruiken van waterstof in de bedrijfsvoering?

1.4 Leeswijzer

Naast het beantwoorden van de onderzoeksvragen zijn er ook nog randvoorwaarden die van belang zijn om waterstofproductie en -gebruik in de praktijk te kunnen realiseren. Zo moeten er bijvoorbeeld wel waterstofvoertuigen voor de agrarische sector beschikbaar moeten zijn op de markt. Ook zijn de benodigde vergunningen van belang. In hoofdstuk 2 zal daar op worden ingegaan. Voor het beantwoorden van de onderzoeksvragen zelf is een rekenmodel opgezet. Hoe dit rekenmodel is opgebouwd is in hoofdstuk 3 uitgelegd. Met het model zijn diverse berekeningen uitgevoerd als eerste verkenning van energiesystemen voor waterstofproductie, waarvan de resultaten in hoofdstuk 4 te lezen zijn. Daarna zijn er berekeningen gedaan met het model om de inzicht te krijgen in de onderzoeksvragen. In hoofdstuk 5 zijn deze resultaten te zien. Naast modelmatige berekeningen, waarin parameters vrij kunnen worden aangepast, zijn er in hoofdstuk 6 ook praktijkcasussen onderzocht, waarin de (meeste) parameters al vast liggen. In hoofdstuk 7 volgt de conclusie op basis van de berekeningen. In hoofdstuk 8 wordt het rekenmodel en het onderzoek in perspectief geplaatst.

2 Randvoorwaarden markt waterstofvoertuigen & vergunningen

Om als ondernemer gebruik te maken van de service van een mobiel tankstation (H2Milkrun) of om als ondernemer waterstof te produceren om te verhandelen zijn er enkele randvoorwaarden. Zo is er een vergunning nodig voor het produceren van waterstof, en zijn er landbouwvoertuigen nodig om waterstof in de bedrijfsvoering van een landbouwbedrijf op te nemen. Dit soort randvoorwaarden zijn van belang bij het duiden van hoe het produceren en gebruiken van waterstof op een landbouwbedrijf past. Derhalve worden dergelijke zaken in dit hoofdstuk uiteengezet.

2.1 Marktverkenning agrarische waterstofvoertuigen

De meeste winst met betrekking tot het reduceren van de uitstoot van CO₂ en andere broeikasgassen in de akkerbouw is te behalen door een schoon alternatief voor diesel te vinden. De meeste diesel wordt in week 39 tot en met week 45 gebruikt, met name oktober (Van der Voort en Timmerman, 2019). Gedurende deze periode vindt een flink deel van de oogst plaats met name van gewassen waarvan het te oogsten product zich in de grond bevindt (aardappelen, peen, bieten). Begin november vindt een deel van de kerende grondbewerking plaats op kleigronden en ook dat vraagt veel energie en dus dieselverbruik. In het onderzoek van Van der Voort en Timmerman (2019) is ca. 66% van het dieselgebruik toe te rekenen aan deze bewerkingen.

Voor deze bewerkingen wordt doorgaans een diesel aangedreven trekker gebruikt. Achter de trekker wordt een machine geplaatst die wordt aangedreven middels een aftakas. Soms ook wordt een zelfrijder gebruikt zoals bij de bieten- en aardappeloogst. Het type machine hangt af van de bewerking. Het H2Milkrun concept is in deze zin toepasbaar als er trekkers zijn die op waterstof rijden of misschien zelfrijders.

Trekkers die op waterstof rijden zijn nog niet breed in de markt beschikbaar. Er zijn enkele prototypes die op 100% waterstof rijden. Andere fabrikanten ontwikkelen een hybride variant van diesel & H₂ of elektrisch & H₂. In Tabel 2.1 is een overzicht te zien van fabrikanten en de status van ontwikkeling van de waterstoftrekkers.

Tabel 2.1 Overzicht fabrikanten waterstof trekkers.

Fabrikant	Type	Energiebron	Stadium ontwikkeling
H2Trac	EOX-175	Elektrisch & H ₂ range extender	2022-2023 marktrijp
NewHolland	NH2	Waterstof	Prototype uit 2011 ³
NewHolland	T5.140	Bifuel (H ₂ en Diesel)	Marktrijp
Chiaic	ET504-H	H ₂	Prototype 2020
H2X Australia		H ₂	Onbekend
SolarHydrogenSystem	C-Free Renew®	Bifuel (H ₂ en NH ₃)	Prototype 2015
Holthausen*		H ₂	Marktrijp

* Holthausen kan bestaande trekkers ombouwen naar trekkers aangedreven door H₂

Er zijn veel ontwikkelingen gaande over trekkers die op waterstof rijden. Concreet zijn er anno 2022 twee mogelijkheden. Een New Holland Bifuel trekker of een bestaande trekker door Holthausen laten ombouwen naar een waterstof aangedreven trekker. De New Holland Bifuel trekker zou tot ca. 40% CO₂ reductie 'bij de uitlaat' moeten leiden. In 2022-2023 zal daar naar verwachting de EOX-175 van

³ De NH2 waterstoftrekker was een concept trekker waarmee New Holland een prototype heeft geleverd om te bewijzen dat het mogelijk is een trekker 100% op waterstof te laten rijden. Vanwege de het gebrek aan rendabiliteit zijn er geen plannen om deze trekker te commercialiseren.

H2Trac bij komen. Verder is het wachten op ontwikkelingen van overige fabrikanten tot zij met gecommmercialiseerde trekkers de markt betreden.

In een trekker wordt al snel 11,5 (Bifuel van NewHolland) tot 20 (EOX-175 van H2Trac) kg waterstof opgeslagen. Indien een mobiel waterstof tankstation dergelijke trekkers wil voorzien van waterstof dan zal deze hoeveelheid afgeleverd moeten kunnen worden. Afhankelijk van het aantal leveringen per ronde zal het mobiele tankstation een bepaalde hoeveelheid waterstof mee moeten kunnen nemen.

Daarnaast wordt er vaak een heftruck gebruikt op een agrarisch bedrijf voor een variëteit aan werkzaamheden. Met een heftruck worden grote en zware objecten verplaatst of kunnen kisten worden gestapeld en verplaatst waar gewassen in worden bewaard. Heftrucks die op waterstof rijden zijn al commercieel beschikbaar. Voorbeelden van leveranciers van dergelijke machines zijn Toyota, Linde en Still. Agrarische bedrijven kunnen met een waterstofheftruck op kleine schaal ervaring opdoen met waterstof en hierbij gebruik maken van de H2Milkrun service.

Op basis van het gemonitorde dieselvebruik van een 3,5 ton heftruck die is gebruikt op een agrarisch praktijkbedrijf van de WUR, Business Unit Open Teelten in Lelystad wordt verwacht dat een heftruck voor een agrarisch ondernemer ca. 800 liter diesel per jaar gebruikt. Omgerekend naar waterstof zou een heftruck naar verwachting ca. 90 kg waterstof per jaar gaan gebruiken. De tankinhoud van een waterstofheftruck ligt rond de 2 kg waterstof. De H2Milkrun zou dan 45 keer per jaar op het agrarisch bedrijf langs moeten komen om de heftruck te tanken tenzij er op het bedrijf buffercapaciteit aanwezig is.

Samenvattend kan een agrarisch ondernemer laagdrempelig op waterstof overstappen door een waterstofheftruck aan te schaffen. Een trekker die (deels) op waterstof rijdt is ook mogelijk, maar er is minder aanbod in de markt. Hierbij is dan wel de voorwaarde dat het mobiele waterstof tankstation de hoeveelheid waterstof kan leveren.

2.2 Vergunning trajecten

Een ondernemer kan gebruik maken van een mobiel waterstof tankstation of zelf waterstof opwekken. In deze paragraaf wordt ingegaan op de verwachte vergunningstrajecten die met beide concepten gepaard gaan.

2.2.1 Vergunning voor tanken met een mobiel waterstof tankstation

In het Besluit omgevingsrecht wordt in bijlage 1 aangegeven welke activiteiten leiden tot vergunningsplichtige bedrijven. Inrichting voor het afleveren van waterstof worden genoemd in cat. 4.4 lid I. De grote vraag is echter wanneer men spreekt van een inrichting. Een activiteit is een inrichting als voldaan is aan twee voorwaarden:

- De activiteit is een 'door de mens bedrijfsmatig of in een omvang alsof zij bedrijfsmatig was, ondernomen bedrijvigheid, die binnen een zekere begrenzing pleegt te worden verricht'. Dit staat in artikel 1.1. lid 1 van de Wet milieubeheer (Wm).
- Er moet een categorie uit bijlage I van het Besluit omgevingsrecht (Bor) van toepassing zijn. Dit staat in artikel 1.1. lid 4 van de Wm.

Het tanken van waterstof is een bedrijfsmatige activiteit die valt onder categorie 4 van het Bor. De H2Milkrun staat telkens voor een erg korte tijd op een bepaalde plek, zodat er sprake is van 'een zekere begrenzing'. Toch kunnen de grenzen van de bedrijvigheid sterk variëren, als er meerdere voertuigen gevuld moeten worden of juist na verloop van tijd afzien van de H2Milkrun service. Verder is het van belang te bepalen of er sprake is van 'pleegt te worden verricht'. Indien een bedrijvigheid incidenteel, eenmalig of in een kort tijdsbestek kan worden afgerond dan voldoet dit niet aan het criterium 'pleegt te worden verricht' (Ministerie van VROM, 2002). De H2Milkrun komt incidenteel op een terrein langs en kan waterstofvoertuigen en -machines in zeer kort tijdsbestek vullen met waterstof. In het rapport van het Ministerie van VROM (2002) wordt ook specifiek ingegaan op

mobiele installaties. Op p. 34 wordt aangegeven dat "mobiele installaties buiten de omschrijving van het begrip inrichting [vallen], "tenzij deze gemeenlijk binnen een bepaalde begrenzing zijn opgesteld of afgemeerd"", waarbij wordt verwezen naar Kamerstukken II 1990-1991, 21087 nr. 36, p.2. De H2Milkrun wordt niet binnen een bepaalde begrenzing opgesteld of afgemeerd. Het voertuig rijdt immers rond en komt op verschillende locaties, afhankelijk van de wensen van afnemers. Op basis hiervan kan geconcludeerd worden dat de H2Milkrun niet als inrichting zal worden beschouwd.

Omdat de H2Milkrun niet als inrichting wordt aangemerkt hoeft er ook geen vergunning voor worden aangevraagd. Wel lijkt het handig om een melding te doen bij het bevoegd gezag en om een beknopte (interne) procedure op te stellen waarin staat beschreven hoe medewerkers van het afnemende bedrijf moeten handelen in geval van ongevallen. Ook al valt het afleveren van de waterstof onder de verantwoordelijkheid van de exploitant van de H2Milkrun service en is het voor medewerkers goed om te weten wat zij kunnen en moeten doen bij ongevallen.

2.2.2 Vergunning voor produceren van waterstof

In Bijlage 1 van het Besluit omgevingsrecht wordt aangegeven welke activiteiten leiden tot vergunningsplichtige bedrijven. In cat. 2.1 lid a worden inrichtingen aangegeven voor het vervaardigen, bewerken, verwerken, opslaan of overslaan van gassen of gasmengsels, al of niet in samengeperste tot vloeistof verdichte of onder druk in vloeistof opgeloste toestand. Dit geldt niet voor bovengrondse drukhouders die een licht ontvlambaar gas opslaan met een (gezamenlijke) inhoud kleiner dan 0,025 m³ (25 liter, Bijlage 1, onderdeel C, categorie 2.1a en 2.2a). De vergunningsplichtige inrichtingen als bedoeld in cat. 2.1 lid a zijn vervolgens in cat. 2.7 opgesomd. Hier staan verschillende opslagvormen van stoffen tussen waar waterstof onder geclassificeerd zou kunnen worden.

In cat. 4.1 lid a worden inrichtingen aangegeven voor het vervaardigen, bewerken, verwerken, opslaan of overslaan van stoffen en preparaten die zijn ingedeeld krachtens het Besluit verpakking en aanduiding milieugevaarlijke stoffen en preparaten in een categorie als bedoeld in artikel 9.2.3.1, tweede lid, van de Wet milieubeheer. Hier staan onder andere ontplofbare en zich licht ontvlambare stoffen tussen. Hiertoe kan waterstof worden gerekend.

In cat. 4.4 lid I worden inrichtingen aangegeven voor het afleveren van waterstof. Voor dergelijke activiteiten dient een omgevingsvergunning, onderdeel milieu aangevraagd te worden.

Voor de productie van waterstof dient dus een vergunning te worden aangevraagd. Er wordt in Nederland nog geen onderscheid gemaakt tussen industriële en lokale waterstofproductie waardoor er een uitgebreide Wabo-procedure gevolgd moet worden (Instituut Fysieke Veiligheid, 2021). Echter, als er slechts naar het plaatsen van een elektrolyser wordt gekeken (zonder opslag faciliteit) dan is er geen wettelijk kader om de beoogde activiteit aan te toetsen. De opslag van waterstof zelf komt wel terug in de wettelijke kaders.

2.2.3 Vergunning voor tanken van waterstof op eigen locatie

Indien er op het eigen terrein waterstof wordt geproduceerd dan kan dit worden verkocht aan een gashandelaar, maar het kan ook op het eigen terrein zelf gebruikt worden. Dikwijls kan dit door de waterstof in voertuigen te tanken. Een waterstoftankstation wordt volgens het activiteiten besluit aangeduid als een type C-inrichting. Inrichting voor het afleveren van waterstof worden genoemd in cat. 4.4 lid I van het Besluit Omgevingsrecht. Daarnaast is de crisis en herstelwet van toepassing voor waterstoftankstations. Volgens artikel 3.297 en 3.286 van het Besluit activiteiten leefomgeving is er een omgevingsvergunning nodig voor het tanken van waterstof. In de omgevingsvergunning wordt getoetst of het tanken vanwege de geldende externe veiligheidsafstanden op de locatie kan worden gedaan. De externe veiligheidsafstanden die van toepassing zijn staan in het Besluit kwaliteit leefomgeving. De hierin vermelde eisen ten aanzien van het plaatsgebonden risico 10⁻⁶ zijn (een kans van 1 op de miljoen dat er daadwerkelijk een zwaar ongeval plaatsvindt):

- 30 m vanaf de tussenopslag, voor zover de waterstof wordt aangevoerd via een buisleiding of op de locatie wordt geproduceerd;

-
- 35 m vanaf het vulpunt, voor zover de waterstof wordt aangevoerd via tankwagens.
 - De afstand voor het brandaandachtsgebied: 55 m vanaf de opslagtank.

Het Besluit kwaliteit leefomgeving verwijst ook naar de PGS 35 richtlijn. Bij een vergunningsprocedure zal de activiteit hieraan getoetst moeten worden.

2.2.4 Toekomstige wet- en regelgeving

In de toekomst zal de omgevingswet diverse wetten bundelen. Ondanks dat het proces van vergunningverlening hierdoor verandert, blijven de meest inhoudelijke afwegingen intact (Instituut Fysieke Veiligheid, 2021). Toch is er een belangrijke verandering in de omgevingswet opgenomen. Het begrip "inrichting" verdwijnt namelijk. Het H2Milkrun consortium is nog in gesprek met diverse omgevingsdiensten over de gevolgen hiervan voor het afleveren van waterstof op locaties van ondernemers. Een van denkrichtingen over de gevolgen hiervan is dat de wetgeving inhoudelijk hetzelfde blijft, maar dat de wetgeving slechts gebundeld wordt en dat er daardoor niet per ondernemer een vergunning nodig is om met de H2Milkrun langs te komen om waterstof te tanken. Een andere denkrichting is dat het begrip "inrichting" verdwijnt waardoor de argumentatie uit paragraaf 2.2.1 ook vervalt. Het tanken met de H2Milkrun zou dan als een "milieubelastende activiteit" worden gezien waardoor er per afnemer een aparte vergunning zou moeten worden verleend. Omgevingsdiensten lijken hierover van insteek te verschillen. De praktijk zal moeten uitwijzen hoe hiermee om wordt gegaan door verschillende omgevingsdiensten. Voor het opslaan en tanken van waterstof zal de PGS 35 de belangrijkste richtlijn zijn waaraan getoetst kan worden. Voor een meer uitgebreide beschrijving voor relevante wetgeving vanuit de omgevingswet voor waterstof wordt verwezen het rapport *Kennisbundel waterstof in de gebouwde omgeving* van het Instituut Fysieke Veiligheid (2021).

3 Opbouw model

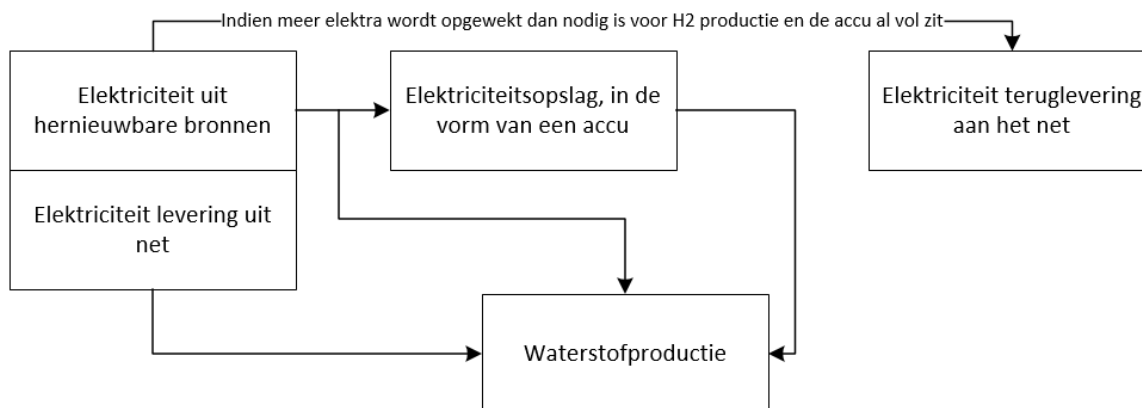
Om inzicht te krijgen in de kosten en mogelijkheden van lokale waterstofproductie is een rekenkundig model opgezet. Met het rekenmodel kan inzicht verkregen worden hoe er met verschillende energiemixen (middels elektrolyse) waterstof geproduceerd kan worden via elektrolyse.

Een doel van het rekenkundig model is inzicht krijgen in de hoeveelheid waterstof die geproduceerd kan worden op een agrarisch bedrijf. Dit is per agrarisch bedrijf anders en afhankelijk van diverse factoren, zoals de hernieuwbare energiebronnen, de netaansluiting en de capaciteit van de elektrolyser. Het andere doel van het rekenkundig model is inzicht krijgen in het waterstofgebruik afhankelijk van de wens om een bepaalde hoeveelheid diesel te vervangen met waterstof. In het model worden ook economische parameters gekoppeld aan de technische parameters. Hiermee worden de businesscases inzichtelijk gemaakt.

In feite is het model dus opgebouwd uit twee rekenmodules. Een waterstofproductiemodule en een waterstofconsumptie module. De opbouw van beide modules, en daarmee het gehele model, wordt in de volgende paragrafen toegelicht. Ook wordt toegelicht hoe de economische parameters en businesscases worden berekend. Bij de uiteenzetting van het model worden formules en figuren gebruikt om de werking van het model toe te lichten. Het kwantificeren van de parameters wordt in hoofdstuk 3.4 gedaan zodat alle kengetallen overzichtelijk bij elkaar te vinden zijn.

3.1 Opbouw module waterstofproductie

Omtrent de waterstofproductie zijn er verschillende bronnen van elektriciteit en de routes die worden afgelegd om daadwerkelijk ingezet te worden voor waterstofproductie. Er is elektriciteit waarmee direct waterstof wordt geproduceerd (uit het net of uit hernieuwbare bronnen), elektriciteit die tussentijds wordt opgeslagen in een accu en elektriciteit die wordt teruggeleverd aan het net. Dit is schematisch weergegeven in Figuur 3.1



Figuur 3.1 Schematisch overzicht energiestromen

De energiestromen staan met elkaar in verband zoals weergegeven in Figuur 3.1 Zo zal er enkel elektriciteit aan het net worden teruggeleverd als die elektriciteit niet meer kan worden gebruikt voor de waterstofproductie (omdat de waterstofproductie al op vollast draait) én als die elektriciteit niet meer in een accu kan worden gestopt (omdat die al vol zit).

In dit onderzoek wordt de keuze waaronder besloten wordt om gebruik te maken van de verschillende energiestromen voor de productie van waterstof als strategie aangeduid. Het is de aansturingsstrategie van de elektrolyser, c.q. waterstofproductie. Er zijn in het model vier verschillende aansturingsstrategieën opgenomen. Het berekenen van de hoeveelheden van de energiestromen is afhankelijk van de strategie.

Voor bijna alle strategieën geldt dat in eerste instantie de elektriciteitsbehoefte van de elektrolyser wordt voorzien door hernieuwbare energiebronnen, dan door energie die nog in de accu is opgeslagen en dan door elektriciteit vanaf het openbare elektriciteitsnet. Alleen als er enkel gebruik wordt gemaakt van op eigen terrein geproduceerde hernieuwbare elektriciteit wordt er geen gebruik gemaakt van het elektriciteitsnet.

Strategie 1: Elektrolyser altijd op vollast

Bij deze strategie draait de elektrolyser altijd op vollast. Er wordt vanuit gegaan dat de netaansluiting altijd toereikend is om de elektrolyser op vollast te laten draaien. In de praktijk betekent dit dat een bestaande netaansluiting vergroot kan worden of dat de gewenste grootte van de aansluiting gerealiseerd kan worden in het geval van een nieuwe netaansluiting. Wanneer er voor deze strategie is gekozen zijn de resultaten: de hoeveelheid ingekochte en verkochte elektriciteit en de hoeveelheid geproduceerde waterstof.

Strategie 2: Elektrolyser enkel met hernieuwbare elektriciteit

Bij deze strategie draait de elektrolyser alleen met de hernieuwbare elektriciteit uit de hernieuwbare bronnen en uit de accu (die ook alleen geladen wordt met hernieuwbare elektriciteit). De elektrolyser draait enkel met de elektriciteit die beschikbaar is. Daarmee kunnen er deellast situaties voorkomen. Wanneer er voor deze strategie is gekozen zijn de resultaten: de hoeveelheid geproduceerde waterstof en verkochte elektriciteit.

Strategie 3: Elektrolyser draait met een begrenst afneembaar vermogen van het net

Bij deze strategie kan er elektriciteit van het net gebruikt worden. Echter, de elektriciteit vanaf het openbare net wordt in het model begrenst op een in te geven hoeveelheid. Deze situaties komen in de praktijk voor doordat een bedrijf een net aansluiting heeft met een maximale waarde die niet vergroot kan worden. De netaansluiting wordt vaak aangegeven met KVA, wat aangeeft hoeveel vermogen van alle apparaten en energiegebruikers in kW gelijktijdig door de aansluiting heen kan. In dit rapport zal voor de netaansluiting kW worden aangehouden omdat in deze context enkel het vermogen van de elektrolyser relevant is. Het deel hernieuwbare elektriciteit en elektriciteit uit de accu wordt dus enkel aangevuld met de hoeveelheid elektriciteit uit het net die maximaal mogelijk is. Daarmee kunnen er deellast situaties voorkomen.

Strategie 4: Elektrolyser produceert minimaal een vooraf bepaalde hoeveelheid waterstof

Bij deze strategie wordt van te voren opgegeven hoeveel vollasturen de elektrolyser ten minste moet draaien. Dit minimaal gewenste aantal vollasturen is direct gerelateerd aan een minimaal gewenste hoeveelheid waterstofproductie. Op de momenten dat er elektriciteit van het net nodig is om de elektrolyser te laten draaien wordt in het model gezocht naar de momenten waarop het vermogen dat uit het net wordt gehaald zo klein mogelijk is.

Als de wens bijvoorbeeld is dat een elektrolyser ten minste 7000 vollasturen draait in een jaar dan wordt er in het jaar gezocht naar de momenten waarop het minste vermogen uit het net nodig is, en de overige momenten wordt er geen elektriciteit uit het net gehaald.

De volgende output wordt met het rekenmodel berekend. De output wordt voor elke strategie berekend. De hoeveelheden kunnen per strategie verschillen doordat de invoerparameters en wijze van doorrekening per strategie verschillen.

Tabel 3.1 Output rekenmodel, module waterstofproductiemodule

Parameter	Grootheid
Geproduceerde waterstof per jaar	Kg/jaar
Hoeveelheid elektriciteit uit hernieuwbare bronnen voor H ₂ productie	kWh
Hoeveelheid elektriciteit uit het net voor H ₂ productie	kWh
Productieprijs waterstof	€/kg
Componenten van productieprijs opbouw	€/jaar

De volgende invoerparameters voor de volgende strategieën zijn van toepassing.

Tabel 3.2 Invoerparameters per strategie waterstofproductiemodule

Parameter	Grootheid	Strategie 1	Strategie 2	Strategie 3	Strategie 4
Vermogen elektrolyser	kW	X	X	X	X
Vermogen PV	kWp	X	X	X	X
Vermogen Wind	kW	X	X	X	X
Vermogen accu	kW	X	X	X	X
Capaciteit accu	kWh	X	X	X	X
Opslagdruk	Bar	X	X	X	X
Opslaghoeveelheid	kg	X	X	X	X
Netaansluiting	kW			X	
Minimaal aantal vollasturen elektrolyser	uur				X

3.1.1 Berekening hoeveelheden benodigde elektriciteit waterstofproductie

De energie hoeveelheid (E) wordt in kWh wordt uitgedrukt, vermogens (P) in kW ingevoerd en de tijdseenheid (t) is gelijk aan één uur. De energiehoeveelheid wordt berekend door het vermogen te vermenigvuldigen met een tijdseenheid. Er wordt dus per uur in het jaar een energiehoeveelheid (in kWh) berekend. Daardoor is de energiehoeveelheid per uur gelijk is aan het vermogen dat is ingevoerd.

$$E_{per\ uur} = P * t = P \quad (1)$$

Vanwege dit principe wordt vanaf nu er in termen van vermogen gesproken. Als vervolgens deze vermogens per uur worden opgeteld dan is de totale energie hoeveelheid van een jaar berekend.

$$E_{jaar} = \sum_{i=1}^{8760} P_i * t = \sum_{i=1}^{8760} P_i \quad (2)$$

In dit onderzoek zijn de begrippen “benodigd vermogen voor waterstofproductie” en “gevraagd vermogen voor de elektrolyser” gebruikt. Het benodigde vermogen voor waterstofproductie (P_{H2prod}) bestaat uit twee componenten. De eerste is het vermogen dat gevraagd wordt door de elektrolyser ($P_{el,gevraagd}$) en de tweede component is het vermogen dat nodig is om de waterstof op te slaan (P_{opslag}).

$$P_{H2prod} = P_{el,gevraagd} + P_{opslag} \quad (3)$$

Om de hoeveelheid benodigde elektriciteit te berekenen voor het produceren van waterstof wordt in het model gevraagd om het vermogen van een elektrolyser op te geven. Vervolgens wordt er per uur in een jaar berekend wat het gevraagde vermogen is van de elektrolyser. De berekeningsmethode per strategie wordt nu toegelicht.

Strategie 1: Elektrolyser altijd op vollast

Bij strategie 1 zal het gevraagde vermogen ($P_{el,gevraagd}$) altijd het ingevoerde vermogen van de elektrolyser zijn ($P_{el,ingevoerd}$), gezien de elektrolyser altijd op vollast zal draaien. In deze strategie levert de door het net geleverde energie geen beperking op.

$$P_{el,gevraagd} = P_{el,ingevoerd} \quad (4)$$

Strategie 2: Elektrolyser enkel met hernieuwbare elektriciteit

Het gevraagde vermogen van de elektrolyser wordt bij strategie 2 berekend met de volgende formule.

$$P_{el,gevraagd} = P_{hern,elektrolyser} + P_{accu} \quad \text{met maximum van } P_{el,ingevoerd} \quad (5)$$

Het model berekent eerst de hoeveelheid opgewekte hernieuwbare elektriciteit uit wind en zon op basis van de ingevoerde vermogens zon en wind capaciteit en historische wind- en zonprofielen. Indien er meer hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt dan het vermogen van de elektrolyser, dan wordt het gevraagde vermogen ($P_{el,gevraagd}$) vastgesteld op het ingevoerde vermogen van de elektrolyser ($P_{el,ingevoerd}$). Als er minder hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt dan het vermogen van de elektrolyser, dan wordt er gekeken naar hoeveel elektriciteit er in de accu opgeslagen is en het vermogen van de accu. Als de elektriciteit die in de accu zit voldoende is (of meer dan nodig is) om de elektrolyser op vollast te laten draaien, dan is het gevraagde vermogen van de elektrolyser gelijk aan het ingevoerde vermogen van de elektrolyser. Indien de accu wel vermogen kan leveren, maar het geleverde vermogen van de accu (en het vermogen van de opgewekte hernieuwbare elektriciteit) minder is dan het ingevoerde vermogen van de elektrolyser, dan wordt in het model het gevraagde vermogen van de elektrolyser ($P_{el,gevraagd}$) gelijkgesteld aan het vermogen van de opgewekte hernieuwbare elektriciteit ($P_{hern,elektrolyser}$) en het vermogen van de accu (P_{accu}). Als er geen elektriciteit meer in de accu zit, dan kan deze geen vermogen leveren, dus wordt het gevraagde vermogen gelijkgesteld aan het vermogen van de opgewekte hernieuwbare energie.

Strategie 3: Elektrolyser draait met een begrenst afneembaar vermogen van het net

Het gevraagde vermogen van de elektrolyser wordt bij strategie 3 berekend met de volgende formule.

$$P_{el,gevraagd} = P_{hern,elektrolyser} + P_{accu} + P_{net,max} \quad \text{met maximum van } P_{el,ingevoerd} \quad (6)$$

Voor het gevraagde vermogen van de elektrolyser wordt in eerste instantie dezelfde berekening gemaakt als bij Strategie 2. Bij strategie 3 geldt dan aanvullend dat ook vermogen door het openbare net kan worden geleverd als het vermogen van de opgewekte hernieuwbare elektriciteit en het vermogen van de accu niet toereikend zijn om de elektrolyser op vollast te laten draaien. Het maximum vermogen dat door het net kan worden geleverd ($P_{net,max}$) dient in het model als invoerparameter te worden ingevoerd. Als het vermogen van de opgewekte hernieuwbare elektriciteit ($P_{hern,elektrolyser}$), het vermogen van de accu (P_{accu}) en het vermogen uit het net ($P_{net,max}$) gelijk zijn aan (of meer zijn dan) het ingevoerde vermogen van de elektrolyser ($P_{el,ingevoerd}$), dan wordt in het model het gevraagde vermogen van de elektrolyser ($P_{el,gevraagd}$) gelijkgesteld aan het ingevoerde vermogen van de elektrolyser. Indien deze drie vermogens samen niet toereikend zijn om de elektrolyser op vollast te laten draaien dan wordt in het model het gevraagde vermogen van de elektrolyser gelijkgesteld aan het vermogen van de opgewekte hernieuwbare elektriciteit het vermogen van de accu, en het vermogen dat het elektriciteitsnet maximaal kan leveren.

Strategie 4: Elektrolyser produceert minimaal een hoeveelheid waterstof

In het model kan het aantal gewenste vollasturen ($H_{gewenst}$) als invoerparameter worden ingevoerd. Het minimum aantal gewenste vollasturen is gelijkwaardig aan een minimaal gewenste hoeveelheid waterstofproductie.

Voor het gevraagde vermogen van de elektrolyser wordt net als bij Strategie 2 berekend op welk vermogen de elektrolyser draait op basis van alleen hernieuwbare energie en de accu. Vervolgens wordt berekend hoeveel vollasturen de elektrolyser heeft gedraaid op basis van strategie 2 (H_{s2}). Daaruit volgt hoeveel vollasturen er nog extra nodig zijn (H_{extra}) om tot het minimum aantal gewenste vollasturen te komen.

$$H_{extra} = H_{gewenst} - H_{s2} \quad (7)$$

De extra aantal vollasturen worden gerealiseerd met elektriciteit uit het openbare elektriciteitsnet volgens de volgende procedure. Bij deze strategie wordt gekeken naar elk uur in het jaar en hoeveel vermogen uit het net nodig zou zijn om de elektrolyser op vollast te laten draaien in de uren dat het apparaat *onder* vollast draait. Vervolgens wordt de prioritering toegepast dat de laagste vermogens uit het net als eerst worden gebruikt om meer vollasturen te realiseren. De vermogens uit het net worden van laag naar hoog ingezet totdat het minimaal aantal gewenste vollasturen bereikt is. Zo worden de hoogste vermogens uit het net niet ingezet. Deze aansturingsstrategie is zo gekozen zodat het elektriciteitsnet minimaal belast wordt.

$$P_{el,gevraagd} = P_{hern,elektrolyser} + P_{accu} + P_{net,minimale\ vermagens} \quad \text{met maximum van } P_{el,ingevoerd} \quad (8)$$

3.1.1.1 Berekening benodigde hoeveelheden energie voor opslag van waterstof

Zodra de waterstof geproduceerd is dient deze ook nog opgeslagen te worden omdat de waterstof in de meeste gevallen niet direct gebruikt kan worden. De meest bekende manier om waterstof op te slaan is onder druk. Deze vorm wordt in de markt reeds toegepast. Om waterstof onder druk op te slaan wordt een compressor gebruikt en een koelinstallatie om de op druk gebrachte waterstof te koelen. De koelinstallatie is nodig doordat de waterstof opwarmt als het onder druk wordt gebracht.

$$P_{opslag} = P_{comp} + P_{koel} \quad (9)$$

Eerst wordt de berekeningsmethode voor het gevraagde vermogen dat nodig is voor de compressor toegelicht. Het vermogen van de compressor worden berekend middels volgende formule.

$$P_{comp} = \dot{m} * \frac{W}{\eta_{comp}} \quad (10)$$

W = polytropische arbeid [kJ/kg]

$\dot{m}$ = massastroom [kg/s]

η_{comp} = Efficiëntie van de compressor

De massastroom is afhankelijk van het vermogen van de elektrolyser. In het model wordt uitgegaan van 0,0187 kg/uur per kW (kW van de elektrolyser). Voor de polytropische arbeid (W) wordt de volgende formule gebruikt.

$$W = \frac{k}{k-1} * Z_{gem} * R_{specifiek} * T_1 * \left(\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \quad (11)$$

Waarin:

k = Polytropische coëfficiënt = 1,4

Z_{gem} = gemiddelde compressibiliteit of samendrukbaarheidsfactor

$R_{specifiek}$ = Specifieke gas constante van waterstof = 4123,24 J/(kg K)

T_1 = Temperatuur van toestand 1, na de elektrolyser = 323,15 K

p_1 = druk van toestand 1, na de elektrolyser = 3,5 MPa (35 bar)

p_2 = druk van toestand 2, na de compressor

In deze formule wordt gekeken naar twee toestanden. De eerste toestand is die van het waterstof net nadat het uit de elektrolyser komt. Hiervoor wordt uitgegaan van een temperatuur van 60 graden en een druk van 35 bar. De tweede toestand is die van waterstof na de compressor. In het model worden voor deze toestand drie mogelijkheden gegeven, namelijk 350 bar, 500 bar en 700 bar.

Zheng et al. (2016) hebben een formule ontwikkeld met polynomiale fitting op data van het National Institute of Standards and Technology (NIST) Chemistry WebBooks. Om de compressibiliteit te berekenen wordt de volgende formule gebruikt (Zheng et al., 2016), waarbij de coëfficiënten van de formule in onderstaande tabel te zien zijn.

$$Z = \sum_{i=1}^9 \sum_{j=1}^5 v_{ij} p^{i-1} \left(\frac{100}{T} \right)^{j-1} \quad (12)$$

De compressibiliteit kan in verschillende toestanden worden berekend afhankelijk van een bepaalde druk en temperatuur. Om de gemiddelde compressibiliteit (Z_{gem}) te berekenen worden twee toestanden berekend en daarvan wordt het gemiddelde genomen. De eerste toestand ontstaat direct na de elektrolyser met een druk van 3 Mpa en een temperatuur van 333,15 K. Hiermee wordt Z_1 berekend door gebruik te maken van formule (12).

$$Z_1 = \left(1,0000045 * 3,5^{1-1} * \left(\frac{100}{333,15} \right)^{1-1} \right) + \left(-4,2784574 * 10^{-4} * 3,5^{2-1} * \left(\frac{100}{333,15} \right)^{1-1} \right) + \dots + \left(1,5897260 * 10^{-14} * 3,5^{9-1} * \left(\frac{100}{333,15} \right)^{5-1} \right)$$

Tabel 3.3 Coëfficiënten van de compressibiliteitsvergelijking (Zheng et al., 2016).

V _{ij}	i	j				
		1	2	3	4	5
	1	1,0000045E+00	3,0544750E-04	-1,4584529E-03	2,3446090E-03	5,2038693E-04
	2	-4,2784574E-04	2,4749386E-02	-8,7630507E-03	-3,2005290E-02	1,3585895E-02
	3	-5,0333548E-06	7,6023745E-05	-6,1296001E-04	1,5893975E-03	2,7810851E-04
	4	3,2594090E-07	-3,7712118E-06	1,0613715E-05	2,4601259E-05	-7,6911218E-05
	5	-3,2471019E-09	-1,0412400E-08	5,5294504E-07	-3,1209636E-06	3,7161086E-06
	6	-8,7250210E-11	2,5607442E-09	-2,3926081E-08	8,8101225E-08	-8,6078265E-08
	7	2,3036183E-12	-4,8093034E-11	3,6649684E-10	-1,1668258E-09	1,0473949E-09
	8	-1,9359481E-14	3,6475193E-13	-2,5499310E-12	7,5339340E-12	-6,4501480E-12
	9	5,6844096E-17	-1,0179270E-15	6,7813004E-15	-1,9146950E-14	1,5897260E-14

Deze coëfficiënten zijn direct gekopieerd van (Zheng et al., 2016).

De tweede toestand is direct na de compressor berekend. Als waterstof op druk wordt gebracht neemt de temperatuur toe volgens de volgende formule.

$$T_2 = T_1 \left(\frac{Z_1}{Z_2} \right) \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (13)$$

In deze formule is Z_2 afhankelijk van T_2 . Daarmee wordt de vergelijking niet oplosbaar en zijn iteraties nodig om de uitkomst te benaderen. In het model wordt er met drie verschillende drukken gewerkt waardoor in het model deze formule drie keer is uitwerkt. Daaruit blijkt dat:

$$T_2 = 594,13 \text{ K voor } p_2 = 35 \text{ MPa}$$

$$T_2 = 636,35 \text{ K voor } p_2 = 50 \text{ MPa}$$

$$T_2 = 700,56 \text{ K voor } p_2 = 70 \text{ MPa}$$

Met deze gegevens kan Z_2 worden berekend (op dezelfde manier als Z_1) en dus ook de gemiddelde compressibiliteit $((Z_1 + Z_2)/2)$. Daarmee zijn alle parameters berekend in het model en kan de polytropische arbeid worden berekend voor de drie verschillende drukken. Daarmee is het vermogen van de compressor te berekenen.

Voor het koelvermogen (P_{koel}) dat nodig is wordt het verschil in enthalpie tussen twee toestanden (h_x) toegepast, vermenigvuldigd met de massastroom van waterstof ($\dot{m}$) en gedeeld door de efficiëntie van de warmtewisselaar ($\eta_{warmtewisselaar}$). Het koelvermogen wordt vervolgens als volgt berekend:

$$P_{koel} = \frac{h_2 - h_1}{\eta_{warmtewisselaar}} * \dot{m} \quad (14)$$

Hierbij is de eerste toestand waterstof dat onder druk staat met een hoge temperatuur en de tweede toestand is waterstof dat onder dezelfde druk staat maar dan met een lagere temperatuur, c.q. de temperatuur tot waar er gekoeld wordt. In dit model wordt er tot 50 graden gekoeld. Om de enthalpie van een toestand te berekenen wordt gebruikt gemaakt van de database van het National Institute of Standards and Technology (NIST) Chemistry WebBooks.

Van deze database is een formule afgeleid voor de enthalpie die afhankelijk is van de temperatuur. De volgende formules zijn afgeleid van deze data:

$$30 \text{ bar: } h = 14,502 * T - 380,83 \quad (15)$$

$$350 \text{ bar: } h = 14,793 * T - 278,97 \quad (16)$$

$$500 \text{ bar: } h = 14,798 * T - 170,23 \quad (17)$$

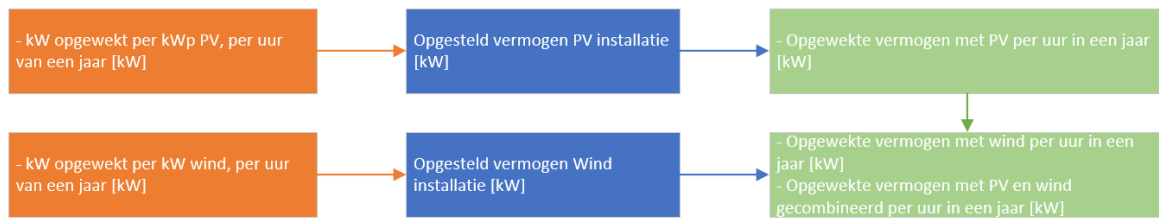
$$700 \text{ bar: } h = 14,849 * T - 36,272 \quad (18)$$

Er is toegelicht hoe het benodigde vermogen voor de compressor kan worden berekend en hoe het benodigde vermogen voor het koelen van de gecomprimeerde waterstof kan worden berekend. Door deze twee bij elkaar op te tellen wordt het vermogen voor het opslaan van waterstof berekend, zoals in formule (9) aangegeven.

3.1.2 Berekening hoeveelheden elektriciteit uit hernieuwbare bronnen

De berekening van de hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit is voor alle strategieën hetzelfde, omdat alle strategieën de eerste prioriteit geven aan het gebruiken van hernieuwbare energie. Om de hoeveelheid van hernieuwbare elektriciteit te berekenen wordt in het model gevraagd om het vermogen van een PV installatie en een windmolen installatie op te geven. In het model zijn jaarprofielen van beide type installaties ingegeven. Voor zon-PV is hiervoor een oost-west opstelling ingevoerd in de PVGIS tool⁴. Voor windenergie is hiervoor gebruik gemaakt van meetgegevens van een windmolen die zich op het terrein van WUR bevindt. Deze jaarprofielen geven aan hoeveel kWh er per uur, per opgesteld vermogen (in kW) in het jaar wordt opgewekt. In het geval dat het model wordt toegepast voor een bedrijf dat reeds PV panelen of windmolens heeft staan en de opwekkingsprofielen bekend zijn kunnen deze ook worden geïmplementeerd.

Door het kWp vermogen van PV panelen op te geven worden er 8760 hoeveelheden kWh berekend, waarbij een hoeveelheid staat voor één specifiek uur in een jaar. Hetzelfde wordt gedaan voor de windenergie. In Figuur 3.2 is dit principe te zien. In het oranje is de statische database aangegeven die in het model zit, in het blauw zijn de variabele invoerparameters te zien en in het groen zijn de berekende hoeveelheden te zien waarmee het model rekent.



Figuur 3.2 Opbouw model hernieuwbare energie opwekking

Vervolgens is in het model een prioritering van de verdeling van opgewekte hernieuwbare energie aangegeven. Vóórdat energie wordt toebedeeld aan verschillende energie behoevende componenten wordt er op basis van een strategie bepaald hoeveel vermogen er nodig is voor de elektrolyser. Op basis daarvan wordt bepaald hoeveel vermogen er nodig is voor de opslag van waterstof (compressor en koeling). Zodra deze gegevens bekend zijn wordt de opgewekte hernieuwbare als volgt toebedeeld. In eerste instantie wordt de opgewekte elektra aan de energie voor waterstof opslag toebedeeld, dan aan de elektrolyser, dan aan de accu en als er dan nog groene elektra over is dan wordt het teruggeleverd aan het net.

$$P_{hern,opslag} = P_{hern} \quad \text{met maximum van } P_{opslag} \quad (19)$$

$$P_{hern,elektrolyser} = P_{hern} - P_{hern,opslag} \quad \text{met maximum van } P_{el,ingevoerd} \quad (20)$$

$$P_{hern,accu} = P_{hern} - P_{hern,opslag} - P_{hern,elektrolyser} \quad \text{met maximum van } P_{accu} \quad (21)$$

$$P_{hern,teruggeleverd} = P_{hern} - P_{hern,opslag} - P_{hern,elektrolyser} - P_{hern,accu} \quad (22)$$

3.1.3 Berekening hoeveelheden elektriciteit uit accu

De berekening van de hoeveelheid elektriciteit van en naar de accu is voor alle strategieën hetzelfde. In het model wordt de accu enkel geladen met groene elektriciteit die op eigen terrein wordt opgewekt. Elektriciteit uit het net wordt niet in de accu geladen en er wordt ook geen elektriciteit uit de accu het net op gezet. Om de hoeveelheid elektriciteit uit en naar een accu te berekenen wordt

⁴ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP

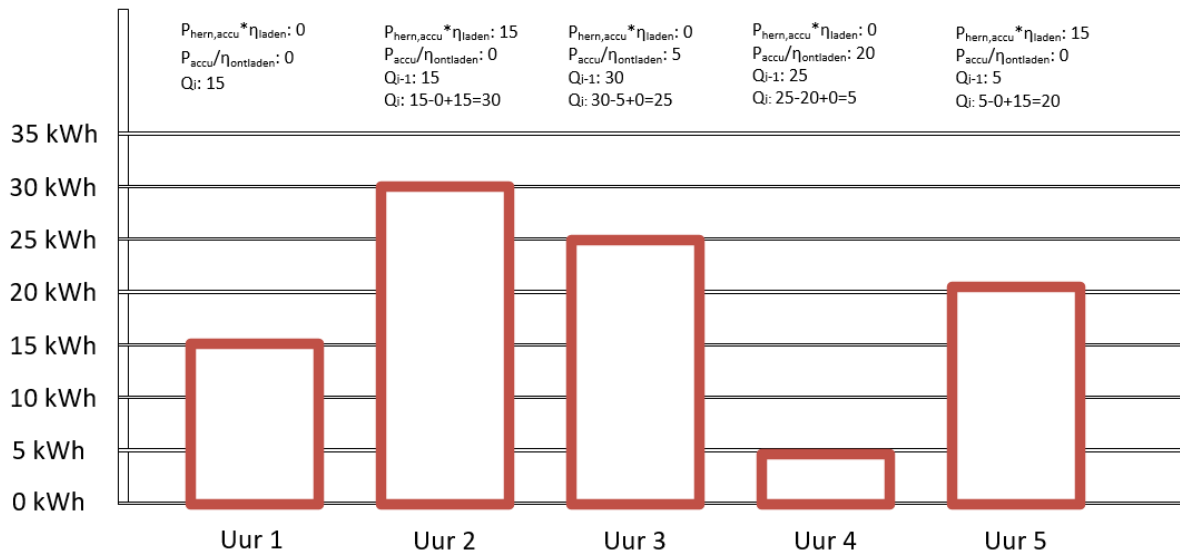
gevraagd om het vermogen van de accu ($P_{accu, invoer}$ in kW) en de capaciteit van de accu ($Q_{accu, invoer}$ in kWh) op te geven. Zoals ook in de vorige paragraaf aangegeven wordt de accu geladen op het moment dat er genoeg hernieuwbare energie over is, nadat de energie voor de elektrolyser en de energie voor opslag van waterstof zijn voorzien. In het model wordt ook gekeken naar de accu capaciteit. Als de accu al helemaal volgeladen is (capaciteit volledig benut), dan kan er niet nog meer energie in worden gestopt.

In het model wordt de accu energie per uur berekend. Voor de inhoud van de accu ($Q_{accu, t}$) wordt dan gekeken naar de inhoud van de accu in het uur vóór het relevante uur ($Q_{accu, t-1}$). Als de accu geladen wordt dan wordt de opgewekte hernieuwbare energie ($P_{hern, accu}$) opgeteld bij de hoeveelheid kWh in de accu van het vorige uur om tot de totale accu lading (in kWh) te komen van het nieuwe uur. Het kan ook voorkomen dat de accu juist ontladen wordt op momenten dat er niet genoeg hernieuwbare energie wordt geleverd voor de elektrolyser. Op die moment levert de accu vermogen (P_{accu}). Hierbij wordt ook rekening gehouden met de efficiëntie van het laden (η_{laden}) en ontladen ($\eta_{ontladen}$) van de accu.

$$Q_{accu, t} = Q_{accu, t-1} + P_{hern, accu} * \eta_{laden} - \frac{P_{accu}}{\eta_{ontladen}} \quad \text{met maximum } Q_{accu, invoer} \text{ en minimum } 0 \quad (23)$$

Hierbij geldt dat $P_{hern, accu} = 0$ als $P_{accu} \neq 0$ en $P_{hern, accu} \neq 0$ als $P_{accu} = 0$, oftewel, er kan niet ontladen en geladen worden op hetzelfde moment.

Het principe van de accu is ook in Figuur 3.3 te zien.



Figuur 3.3 Werking accu in model

Voor de accu geldt dat in eerste instantie de elektra naar de elektrolyser gaat ($P_{accu, elektrolyser}$). Echter, het vermogen van de accu kan ook groter worden gekozen dan het vermogen van de elektrolyser. Dit houdt in dat de accu sneller opgeladen kan worden, maar ook dat die sneller kan worden ontladen. In dit geval kan er ook accu energie aan de opslag energie worden toebedeeld ($P_{accu, opslag}$). Dit geldt alleen als de elektrolyser volledig voorzien is in het nodige vermogen.

Voor P_{accu} geldt.

$$P_{accu} = P_{accu, elektrolyser} + P_{accu, opslag} \quad (24)$$

$$P_{accu, elektrolyser} = P_{el, invoer} - P_{hern, elektrolyser} \quad \text{met maximum van } P_{accu, invoer} \quad (25)$$

$$P_{accu, opslag} = P_{opslag} - P_{hern, opslag} - P_{accu, elektrolyser} \quad \text{met maximum van } P_{accu, invoer} \quad (26)$$

Het vermogen $P_{hern, accu}$ is in de vorige paragraaf al gedefinieerd.

3.1.4 Berekening hoeveelheden elektriciteit uit net

De berekening van de hoeveelheid elektriciteit van uit het net verschilt per strategie. Daarom wordt dit ook per strategie behandeld.

Strategie 1: Elektrolyser altijd op vollast

Bij deze strategie draait de elektrolyser altijd op vollast. De elektriciteit die uit het net wordt gevraagd ($P_{net\ s1}$) is dus altijd zoveel dat de elektriciteit uit de hernieuwbare bronnen en accu wordt aangevuld totdat de elektrolyser op vollast draait.

$$P_{net\ s1} = P_{el,gevraagd} - P_{hern} - P_{accu} \quad (27)$$

Strategie 2: Elektrolyser enkel met hernieuwbare elektriciteit

Bij deze strategie draait de elektrolyser alleen met de hernieuwbare elektriciteit uit de hernieuwbare bronnen en uit de accu. Daarom is de elektriciteit die uit het net wordt gehaald ($P_{net\ s2}$) altijd gelijk aan nul.

$$P_{net\ s2} = 0 \quad (28)$$

Strategie 3: Elektrolyser draait met een begrenst afneembaar vermogen van het net

Bij deze strategie is de elektriciteit die uit het net wordt gevraagd ($P_{net\ s3}$) zoveel dat de elektriciteit uit de hernieuwbare bronnen (P_{hern}) en accu (P_{accu}) wordt aangevuld met een maximum vermogen uit het net ($P_{net\ s3,max}$). Dit kan bijvoorbeeld de net aansluiting zijn die een bedrijf heeft. Hiermee zal de elektrolyser vaker in vollast draaien dan bij strategie 2, maar komen deellast situaties ook voor.

$$P_{net\ s3} = P_{el,gevraagd} - P_{hern} - P_{accu} \quad \text{met maximum van } P_{net\ s3,max} \quad (29)$$

Strategie 4: Elektrolyser produceert minimaal een hoeveelheid waterstof

Bij deze strategie wordt van te voren opgegeven hoeveel vollasturen de elektrolyser ten minste moet draaien. In eerste instantie wordt de elektriciteitsbehoefte van de elektrolyser voorzien door hernieuwbare energiebronnen en de accu. Op de momenten dat er elektriciteit van het net nodig is om de elektrolyser te laten draaien ($P_{net\ s4}$) wordt in het model gezocht naar de momenten waarop het vermogen dat uit het net wordt gehaald zo klein mogelijk is. In het model wordt het gevraagde vermogen uit het net gemaximeerd op die waarde die noodzakelijk is ($P_{net\ s4,max}$) om tot het aantal gewenste vollasturen van de elektrolyser te komen.

$$P_{net\ s4} = P_{el,gevraagd} - P_{hern} - P_{accu} \quad \text{met maximum van } P_{net\ s4,max} \quad (30)$$

$$\text{Als } P_{net\ s4,t} > P_{net\ s4,max} \text{ dan } P_{net\ s4,t} = 0$$

Een kort numeriek voorbeeld hiervan is in onderstaande tabel te zien. Hier zijn 6 momenten te zien in het jaar met een elektrolyser van 100 kW. Er is de wens om binnen deze 6 momenten 7,49 kg H₂ te produceren (waar maximaal 11,2 kg mogelijk is). Daarvoor zijn er 4 vollasturen nodig. Met alleen de hernieuwbare energie worden er 3,85 vollasturen behaald $((100+80+20+60+30+95)/100)$. In het model wordt dan het moment met het minste vermogen uit het net gebruikt om de elektrolyser op vollast te laten draaien. In onderstaand voorbeeld is dat moment 6, dan is er 5 kW nodig om de elektrolyser op vollast te laten draaien. Hiermee worden er $((100+80+20+60+30+100)/100)=3,9$ vollasturen behaald. Er wordt gezocht naar de eerst opvolgende laagste waarde net vermogen. Dat is 20 kW, op moment 2. Als op dit moment de elektrolyser ook op vollast wordt gezet dan worden er $((100+100+20+60+30+100)/100)=4,1$ vollasturen behaald. Dat is wel voldoende. Daarmee wordt de maximale waarde die uit het net wordt gevraagd in het model op 20 kW gezet ($P_{net\ s4,max} = 20\text{ kW}$). Voor de overige momenten wordt de elektriciteit die uit het net wordt gehaald op nul gezet.

Tabel 3.4 Rekenvoorbeeld net energie bij strategie 4

	Moment x						Vollasturen
	1	2	3	4	5	6	
$P_{el,ingevoerd}$	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW	
$P_{hern} + P_{accu}$	150 kW	80 kW	20 kW	60 kW	30 kW	95 kW	3,85
P_{net} (theoretisch)	0 kW	20 kW	80 kW	40 kW	70 kW	5 kW	2,15
							Totaal:6
Doorrekening waarbij 4 vollasturen gewenst zijn							
$P_{el,gevraagd}$	100 kW	100 kW	20 kW	100 kW	100 kW	100 kW	
$P_{hern} + P_{accu}$	150 kW	80 kW	20 kW	60 kW	30 kW	95 kW	3,85
P_{net} (berekend)	0 kW	20 kW	0 kW	0 kW	0 kW	5 kW	0,25
							Totaal:4,1

3.1.5 Berekening hoeveelheden elektriciteit terug geleverd aan het net

Als er meer elektriciteit wordt opgewekt met de hernieuwbare energiebronnen dan het vermogen van de elektrolyser op kan nemen, dan wordt de overtollige elektriciteit in de accu opgeslagen. Indien op deze momenten ook de accu vol zit, dan wordt de overtollige elektriciteit teruggeleverd aan het openbare elektriciteitsnet. Dit geldt voor alle strategieën.

$$P_{net,teruggeleverd} = P_{hern} - P_{el,gevraagd} - P_{accu} \quad \text{met minimum van 0} \quad (31)$$

3.1.6 Degradatie apparatuur

Na verloop van tijd zal de apparatuur om waterstof te produceren degraderen. In het model is dit versimpeld verrekend. Er is niet per component een degradatie factor toegekend. Aan het systeem als geheel is een degradatiefactor toegekend. In overleg met het consortium is in het model de degradatie verdisconteerd door de aanname dat elk jaar de H₂ productie met 1,5% verminderd. Vervolgens is de gemiddelde waterstofproductie over 15 jaar genomen.

3.1.7 CO₂-emissie ten gevolge van waterstofproductie

Als de productie van waterstof in een elektrolyser met groene stroom gebeurt dan is hier geen uitstoot. Als productie van waterstof in een elektrolyser met stroom uit het openbare net gebeurt dan moet er wel CO₂ emissie worden toegerekend aan de productie.

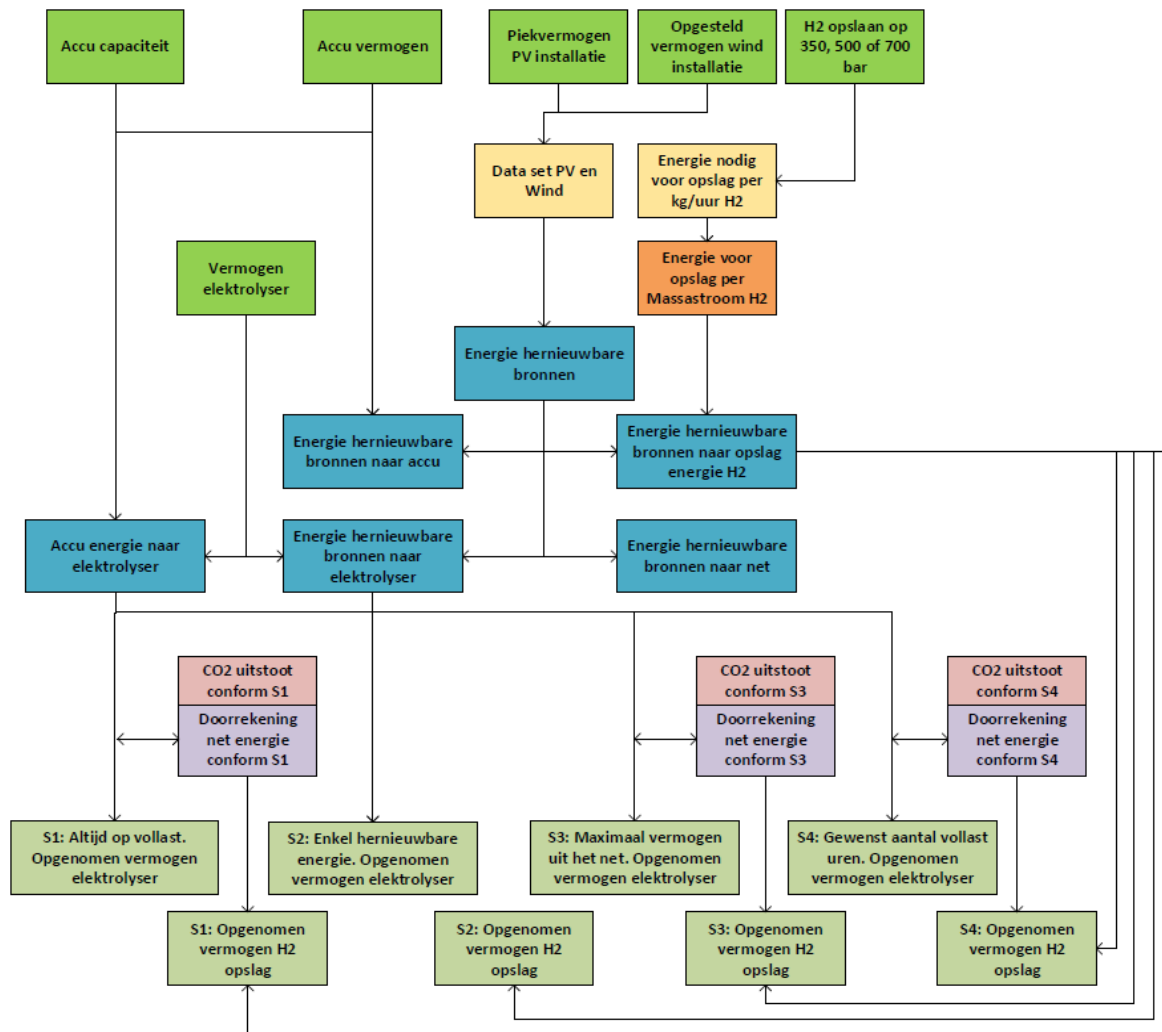
Voor de distributie van waterstof wordt uitgegaan van een mobiel waterstof tankstation (zoals het H2Milkrun voertuig). Dit ontwerp is gebaseerd op een elektrisch voertuig waardoor aan de distributie geen CO₂ emissie wordt toegerekend. Er is voor gekozen om de bron van de elektra (grijs of groen) van het H2Milkrun voertuig buiten de demarcatie van dit onderzoek te houden, waardoor mogelijke CO₂ uitstoot gerelateerd aan deze elektra buiten dit onderzoek wordt gehouden.

Het gebruik van waterstof in voertuigen kent geen CO₂ uitstoot. Doordat er geen CO₂ emissie aan de distributie wordt toegerekend kan worden gesteld dat de CO₂ emissie staat voor de well-to-tank CO₂ uitstoot.

Om de CO₂ emissie van de geproduceerde waterstof te berekenen wordt er gekeken naar de hoeveelheid elektriciteit die van het net wordt gehaald voor de productie van waterstof. Deze hoeveelheid wordt vermenigvuldigd met de CO₂ emissie factor van onbekende stroom uit het net (0,427 kg CO₂ per kWh volgens CE Delft (2022)). Vervolgens wordt er gekeken naar de hoeveelheid geproduceerde waterstof. Een deel van de waterstof zal ook geproduceerd zijn met groene stroom, waar geen CO₂ emissie aan wordt toegekend. De twee getallen worden op elkaar gedeeld waarmee de hoeveelheid kg CO₂ per geproduceerde kg waterstof wordt berekend.

3.1.8 Samenvatting module waterstofproductie

In voorgaande paragrafen zijn de berekeningsmethoden van de waterstofproductiemodule toegelicht afhankelijk van een gekozen strategie. Hier wordt middels Figuur 3.4 nog een samenvatting gegeven.



Figuur 3.4 Schema werking rekenmodel van de waterstofproductiemodule

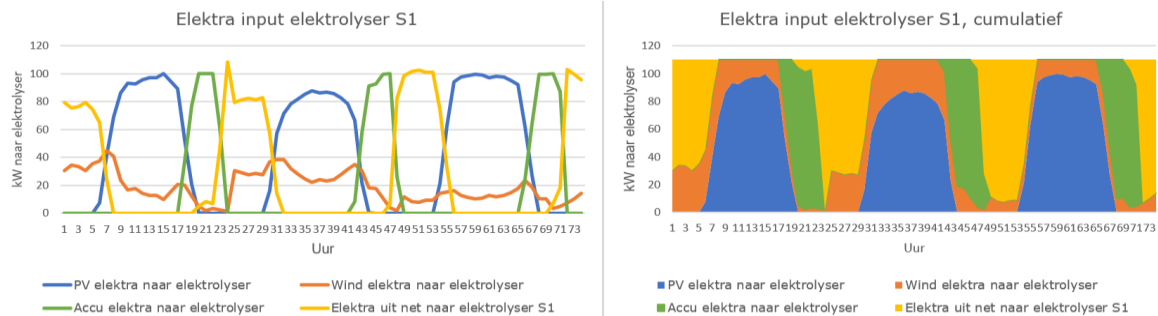
Bovenin, in het fel groen zijn de invoerparameters te zien. In het geel zijn de statische gegevens in het model weergegeven. In het oranje is een tussenresultaat te zien dat later wordt gebruikt voor het doorrekenen van de energiestromen voor de opslag energie. De blauwe blokken geven een berekening van de hernieuwbare energiehoeveelheden aan. De paarse blokken geven tussenresultaten aan, hoeveel energie er uit het net nodig is, berekend volgens de verschillende strategieën. Onderin in het groen worden de resultaten weergegeven.

Dit schema is toepasbaar per uur van een jaar. Ter voorbeeld zijn er 73 uur, per strategie, uit het model in onderstaande grafieken te zien voor de opgenomen vermogens van de elektrolyser met de volgende invoer parameters:

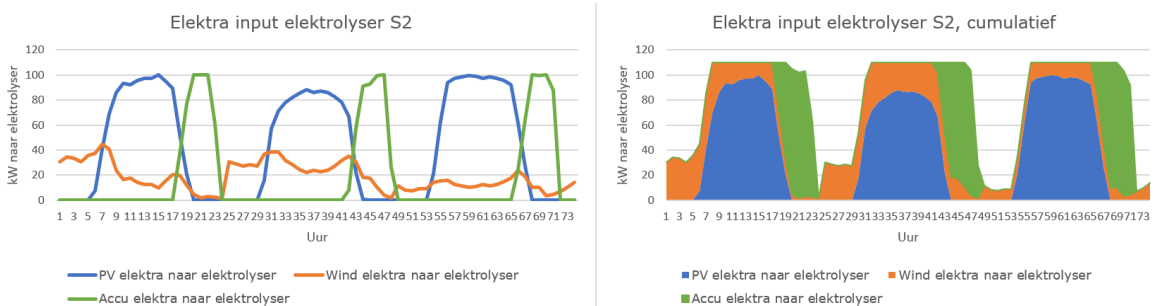
- 500 kWp PV
- 100 kW wind
- 110 kW Vermogen elektrolyser
- 100 kW accu vermogen
- 500 kWh accu capaciteit
- Voor strategie 3, maximaal afneembaar vermogen 40 kW
- Voor strategie 4 is opgegeven dat er ten minste 6500 vollasturen gewenst zijn. Van daaruit is berekend dat voor het maximaal afneembare vermogen geldt $P_{net\ s4,max} = 80\text{ kW}$.

In onderstaande grafieken is het verloop van de voeding van de elektrolyser te zien en door welke bron dat gebeurt. In de figuren is het verschil tussen de strategieën duidelijk te zien.

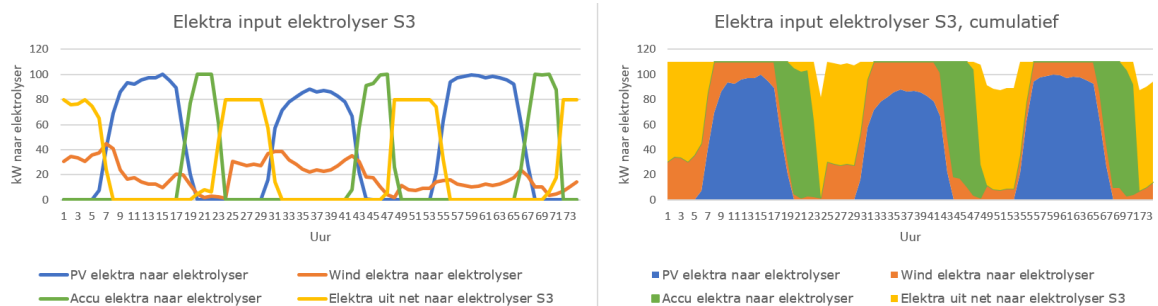
In de grafieken is te zien dat zon en wind gecombineerd meer opwekken dan 110 kW (die de elektrolyser vraagt. Daarom wordt overdag de accu volgeladen. Als het nacht wordt dan levert de PV installatie steeds minder elektra. Op dat moment gaat de accu, die overdag is opgeladen, steeds meer leveren. Na verloop van tijd is alle elektriciteit uit de accu gebruikt en is die leeg.



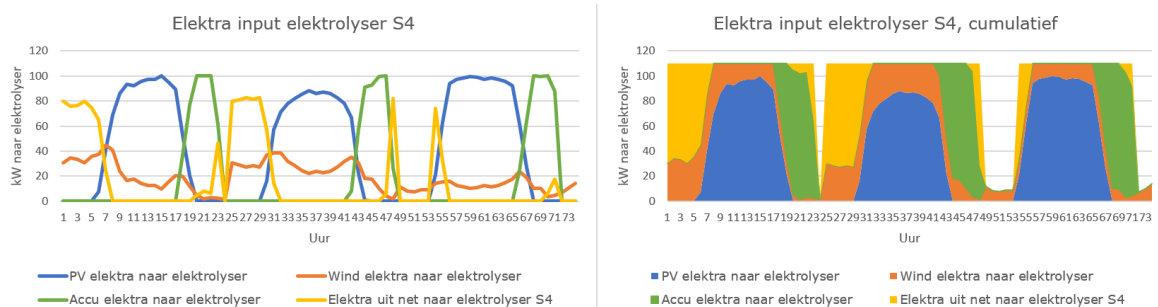
Figuur 3.5 *Verdeling opgenomen vermogen elektrolyser, 73 willekeurige uren, strategie 1*



Figuur 3.6 *Verdeling opgenomen vermogen elektrolyser, 73 willekeurige uren, strategie 2*



Figuur 3.7 *Verdeling opgenomen vermogen elektrolyser, 73 willekeurige uren, strategie 3*



Figuur 3.8 *Verdeling opgenomen vermogen elektrolyser, 73 willekeurige uren, strategie 4*

In de grafieken van scenario 1, 3 en 4 is duidelijk te zien dat de elektriciteit uit het wordt geïmporteerd zoals eerder is beschreven.

3.2 Opbouw module gebruik van waterstof

Waterstof kan worden gebruikt om diesel te vervangen. In dit onderzoek staat daarbij centraal dat een agrarisch bedrijf een machinepark heeft dat op diesel werkt en dat (een deel van) het machinepark op waterstof gaat werken. Hierbij is het belangrijk om eerst het huidige dieselgebruik in kaart te brengen. In deze studie is gekozen voor een akkerbouwbedrijf waarbij het dieselgebruik afhangt van de gekozen gewassen en een bijbehorende representatieve set aan bewerkingen met bijhorend machinepark. Het dieselgebruik wordt in het model per week in kaart gebracht voor een periode van één jaar (dieselgebruiksprofiel). Vervolgens wordt berekend hoeveel waterstof er nodig is om (een deel van) de diesel te vervangen. Ook wordt een koppeling gemaakt naar de productie van waterstof. Daarmee wordt in kaart gebracht of er per week genoeg waterstof wordt geproduceerd of is opgeslagen, of er waterstof ingekocht moet worden bij een mobiel waterstof tankstation, of dat er waterstof verkocht kan worden aan een mobiel waterstof tankstation.

In het model geldt de volgende prioritering. In eerste instantie wordt de in een bepaalde week geproduceerde waterstof direct gebruikt op het akkerbouwbedrijf in dezelfde week, als er dan nog waterstof over is gaat dat naar de eigen waterstof opslag, als er daarna nog steeds waterstof over is kan dat aan een mobiel tankstation worden verkocht.

Als er waterstof wordt geproduceerd wordt zal dit in de praktijk altijd eerst opgeslagen moeten worden. Vanuit de opslag kan het dan in een waterstofvoertuig worden getankt. Als de opslag helemaal vol zit dan kan in de praktijk een deel van de opslagen waterstof worden verkocht aan een gashandelaar. Er wordt vanuit gegaan dat deze praktische handelingen goed mogelijk zijn. In het model wordt hier niet een bepaalde voorwaardelijkheid aan gekoppeld. Het model rekent alleen met de hoeveelheden waterstof, als beschreven in de volgorde van prioritering hierboven.

3.2.1 Berekening huidig dieselgebruik

Om het dieselgebruik in kaart te brengen zijn er twee opties. De eerste optie is dat het dieselgebruik van een bedrijf is gemonitord en dat dit per week kan worden ingevoerd in het model. De tweede optie is dat het diesilverbruik op basis van een in te voeren bouwplan wordt berekend op basis van de Kwantitatieve Informatie voor de Akkerbouw en de Vollegrondsgroenteteelt (KWIN-AGV 2018). In de KWIN is per bewerking het diesilverbruik per hectare terug te vinden. Er is een analyse gedaan voor de verschillende gewassen en bijbehorende bewerkingen. Hiermee is per gewas een representatief dieselprofiel per hectare per week geconstrueerd. De tijdstippen die bij verschillende bewerkingen horen kunnen in de praktijk ca. twee weken eerder of later zijn in de tijd afhankelijk van het type bewerking en de veld- en weersomstandigheden. Het geconstrueerde dieselprofiel is daarom indicatief. Om het dieselprofiel op te stellen zijn twee invoerparameters van belang.

- Te verbouwen areaal (in hectare) (A)
- Percentage van het areaal dat voor een gewas wordt gebruikt, waarbij de volgende gewassen te selecteren zijn:
 - Consumptieaardappelen ($\%_{CA}$)
 - Zomergerst ($\%_{ZG}$)
 - Suikerbieten ($\%_{SB}$)
 - Wintertarwe ($\%_{WT}$)
 - Zaaiuien ($\%_{ZU}$)
 - Pootaardappelen ($\%_{PA}$)
 - Zomertarwe ($\%_{ZT}$)
 - Wintergerst ($\%_{WG}$)
 - Grove peen (b-peen) (bewaar) ($\%_{GP}$)
 - Witlofwortelteelt (jan-sept trek) ($\%_{WL}$)

In de KWIN-AGV zijn kentallen voor bewerkingen van het diesilverbruik in liter per week en per hectare opgenomen. Hiermee is (KW_x) voor deze gewassen te vinden. Het model rekent op basis van de invoerparameters en de data uit de KWIN-AGV het diesilverbruik per week (D) door.

$$D = A * (\%_{CA} * KW_{CA} + \%_{ZG} * KW_{ZG} + \%_{SB} * KW_{SB} + \%_{WT} * KW_{WT} + \%_{ZU} * KW_{ZU} + \%_{PA} * KW_{PA} + \%_{ZT} * KW_{ZT} + \%_{WG} * KW_{WG} + \%_{GP} * KW_{GP} + \%_{WL} * KW_{WL}) \quad (32)$$

3.2.2 Berekening waterstofgebruik en nieuw dieselgebruik

Voor het berekenen van het waterstofgebruik (Wg) zijn twee invoerparameters van belang, namelijk het percentage van de diesel dat vervangen moet worden door waterstof ten behoeve van heftrucks ($\%_{DVH}$), én het percentage van de diesel vervangen moet worden voor waterstof ten behoeve van tractoren ($\%_{DVT}$). Hierbij gaat het om de totale hoeveelheid diesel. Als er op een bedrijf 20% van de diesel aan heftrucks wordt besteed en 80% van de diesel aan tractoren, en vervolgens wordt er aangegeven dat er 20% van de diesel moet worden vervangen voor waterstof ten behoeve van heftrucks dan geldt dus dat 100% van het dieselgebruik van de heftrucks wordt vervangen voor waterstof. Deze splitsing is gemaakt om de verhoudingen van waterstof en diesel anders liggen bij een heftruck (α_H) dan bij een tractor (α_T).

In het model is opgenomen hoeveel liter diesel gelijk staat aan een kg waterstof. Dit verschilt per machine omdat de efficiëntie van dieselmotoren kan verschillen ten opzichte van een brandstofcel met vergelijkbaar vermogen. Op basis van deze getallen wordt omgerekend hoeveel kg waterstof er per week nodig is om de diesel te vervangen. Waar eerder per week is berekend wat het huidige diesilverbruik is, wordt in het model dus voor elke individuele week het opgegeven percentage te vervangen diesel in mindering gebracht en vervangen met waterstofgebruik. Daarmee is ook het nieuwe diesilverbruik berekend.

$$Wg = D * (\alpha_H * \%_{DVH} + \alpha_T * \%_{DVT}) \quad (33)$$

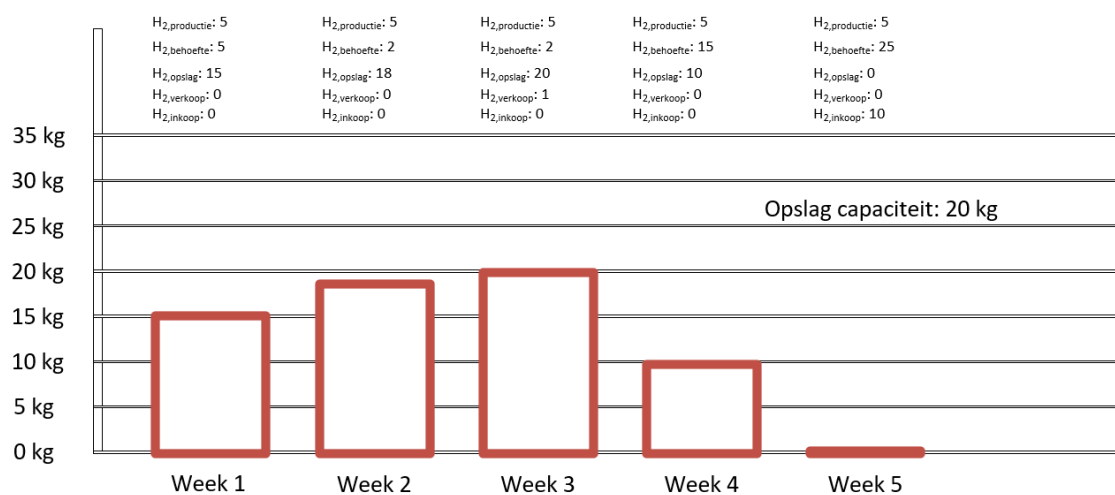
Door een CO₂ emissie factor per liter diesel toe te kennen kan hiermee ook de CO₂ reductie worden berekend. Voor de CO₂ emissie wordt in eerste instantie uitgegaan van het tank-to-wheel principe. Dit houdt in dat enkel de CO₂ emissie wordt meegenomen die wordt geproduceerd door het voertuig zelf. Voor waterstof wordt hetzelfde principe gevolgd, waarbij volgens het tank-to-wheel geen CO₂ emissie vrijkomt. Op deze manier wordt het gebruik van de voertuigen en de bijbehorende CO₂ emissie vergeleken.

3.2.3 Koppeling productie waterstof

Wanneer er bekend is hoeveel er geproduceerd en hoeveel er gebruikt wordt, kan berekend worden of er genoeg waterstof wordt geproduceerd voor eigen gebruik, of er waterstof extra ingekocht moet worden, of dat er zo veel waterstof is geproduceerd dat er een deel kan worden verkocht aan een mobiel tankstation.

Daarnaast is er nog een waterstof opslag. Waterstof uit deze voorraad kan gebruikt worden als er minder wordt geproduceerd dan er nodig is. Bij een grotere waterstofbehoefte dan waterstofproductie wordt in principe de waterstofvoorraad direct gebruikt, en direct aangevuld met waterstof die geproduceerd wordt, vervolgens wordt de waterstofvoorraad gebruikt van de voorafgaande week en als er dan nog waterstof tekort komt dan kan dit worden ingekocht bij een mobiel tankstation. Dit principe is in Figuur 3.9 te zien.

In week 1 zit er 15 kg waterstof in de opslag. In die week is er een behoefte van 5 kg waterstof en er wordt ook 5 kg geproduceerd. Daardoor zit er aan het eind van de week nog steeds 15 kg in de opslag. In week 2 is er 2 kg waterstof nodig voor de bedrijvigheid. Er wordt in totaal 5 kg waterstof geproduceerd, waardoor er 3 kg waterstof over is. Die wordt opgeslagen zodat er aan het eind van de week 18 kg waterstof in de opslag zit. In week 3 doet zich dezelfde situatie voor als in week 2, en zou in principe weer 3 kg waterstof naar de opslag kunnen. Echter, de maximale capaciteit is 20 kg en de opslag zat al voor 18 kg vol. Daarmee kan er 2 kg waterstof naar de opslag om die aan te vullen tot 20 kg en 1 kg waterstof kan worden verkocht. In week 4 is er een waterstof behoefte van 15 kg, er wordt 5 kg waterstof geproduceerd en er was nog 20 kg waterstof aanwezig in de opslag. De 15 kg uit de opslag kan worden gebruikt en de 5 kg die geproduceerd wordt kan worden gebruikt om de opslag weer aan te vullen tot 10 kg waterstof.



Figuur 3.9 Principe verloop van de waterstofopslag

In week 5 is er 25 kg waterstof nodig. In de opslag zat nog 10 kg en er wordt ook nog 5 kg geproduceerd, die kunnen worden gebruikt voor de waterstofbehoefte. Dan is er nog een tekort van 10 kg waterstof in week 5 en dat moet worden ingekocht.

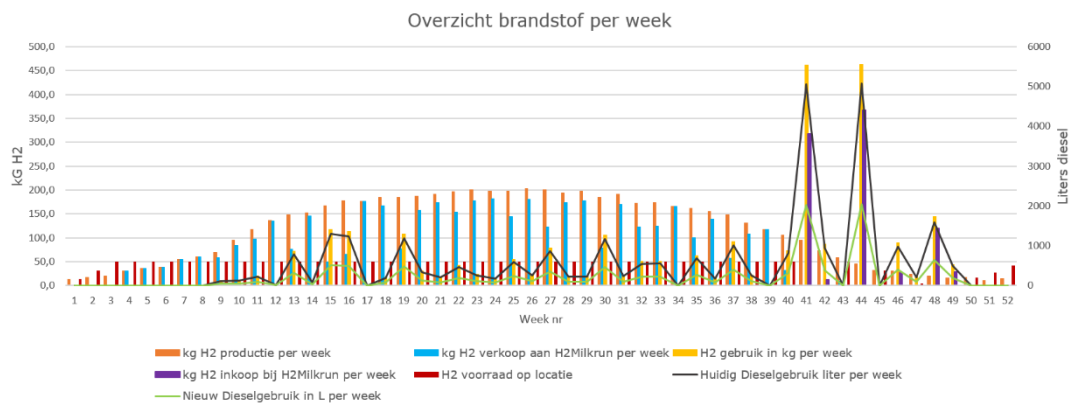
De hoeveelheid waterstof in de opslag kan worden uitgedrukt in de volgende formule.

$$H_{2\text{opslag},t} = H_{2\text{opslag},t-1} + H_{2\text{productie}} - H_{2\text{behoefte}} \text{ met maximum } H_{2\text{opslag,max}} \text{ en minimum } 0 \quad (34)$$

Een voorbeeld van de resultaten is te zien in Figuur 10. Hierin zijn de volgende invoerparameters ingevoerd.

- Te verbouwen areaal (in hectare): 130 ha
- Percentage van het areaal dat voor een gewas wordt gebruikt, waarbij de volgende gewassen te selecteren zijn:
 - Consumptieaardappelen 30%
 - Zomergerst 10%
 - Suikerbieten 15%
 - Wintertarwe 0%
 - Zaaiuien 10%
 - Pootaardappelen 15%
 - Zomertarwe 0%
 - Wintergerst 0%
 - Grove peen (b-peen) (bewaar) 15%
 - Witlof wortelteelt (jan-sept trek) 5%
- Percentage H₂ i.p.v. diesel voor heftrucks 0%
- Percentage H₂ i.p.v. diesel voor trekkers 60%
- 600 kWp PV installatie
- Geen accu
- Geen wind
- 50 kg waterstof opslag capaciteit op locatie
- Elektrolyser aansturingsstrategie 2

De gele balken geven het te verwachten waterstof gebruik aan. De oranje balken geven aan hoeveel waterstof er wordt opgewekt. Als de oranje balk hoger is dan de gele is er dus voldoende waterstof opgewekt om de waterstofvraag te voorzien. Hoeveer de oranje balk boven de gele uitsteekt bepaalt hoeveel waterstof er netto kan worden opgeslagen. De hoeveelheid waterstof die op locatie is opgeslagen is met de rode balken aangegeven. In dit voorbeeld is er een opslag capaciteit van 50 kg ingevoerd. Als er dan nog meer waterstof geproduceerd wordt dan nodig is dan kan de overtollige waterstof aan een mobiel tankstation (als het H₂Milkrun voertuig) worden verkocht (blauwe balken). Als de oranje balken lager zijn dan de gele balken dan wordt er te weinig waterstof geproduceerd om de vraag te voorzien.

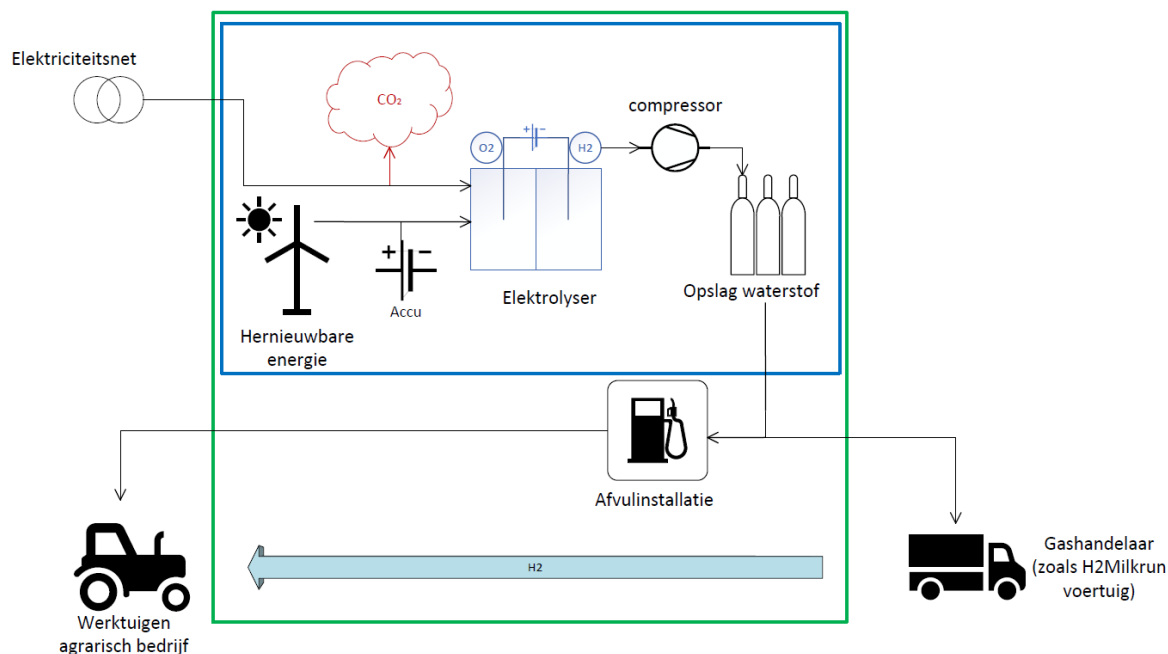


Figuur 3.10 Resultaten berekeningen waterstof gebruik i.p.v. diesel, strategie 2

Als de waterstofvoorraad op is, en er is nog steeds meer waterstofbehoefte dan er geproduceerd wordt zal er waterstof bij een mobiel tankstation moeten worden ingekocht (paarse balken). In bovenstaande figuur is te zien dat er in het oogst seizoen (week 41 t/m 44) veel brandstof wordt gebruikt en dat de productie van waterstof en de opslag niet genoeg is om de vraag te voorzien. Daarnaast is met de zwarte lijn het dieselgebruik aangegeven als er helemaal geen waterstof wordt toegepast en met de groene is het dieselgebruik aangegeven als er (in dit geval) 60% waterstof wordt toegepast in plaats van diesel voor trekkers.

3.3 Opbouw module economie

In de module economie wordt berekend hoeveel een kg waterstof kost om te produceren op een agrarisch bedrijf (ook wel Levelized Cost of Hydrogen ($LCOH$) genoemd) en wordt berekend wat de kosten zijn om diesel te vervangen voor waterstof waarbij overschotten en tekorten aan waterstof worden verhandeld met een gashandelaar ($K_{H2gebruik}$). Er zijn dus twee systemen die worden doorberekend. In Figuur 3.11 zijn de systeemgrenzen aangegeven van de economische module.



Figuur 3.11 Afbakening verschillende systeemkosten

De economische module kan het systeem van waterstofproductie, opslag, eigen gebruik, inkoop bij een gashandelaar en verkoop aan een gashandelaar (of mobiel tankstation) in totaliteit doorrekenen

(groen kader). De module kan ook alleen het produceren van waterstof, de opslag en de verkoop aan een gashandelaar doorrekenen (blauw kader).

De economische module berekent kosten, opbrengsten en besparingen op jaarbasis. De jaarlijkse kosten van een component worden opgebouwd uit de afschrijving, rentekosten en onderhoudskosten (O). In dit rapport worden de verzekeringskosten als onderdeel van de onderhoudskosten gezien. Voor de afschrijving wordt een looptijd aangehouden van de technische levensduur (t) van een component. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de restwaarde van de producten verwaarloosbaar is. Voor de rentekosten wordt er uitgegaan van een lineaire financiering met een rentevoet (r) van 2%. Er wordt uitgegaan van de gemiddelde kosten gedurende de levensduur van een component. Dit houdt in dat er voor de rentekosten een gemiddeld bedrag wordt aangehouden van de $(CAPEX/2) \cdot \text{rentevoet}$. De onderhoudskosten (O) verschillen per component (zie hoofdstuk 3.4). De gemiddelde jaarlijkse kosten voor een component worden als volgt berekend.

$$K_{\text{component},i} = \frac{CAPEX}{t} + \frac{CAPEX \cdot r}{2} + O \quad (35)$$

In het model wordt door zon- en windenergie vaak meer energie opgewekt dan voor de waterstofproductie wordt gebruikt. Een deel wordt teruggeleverd aan het net en een deel wordt gebruikt voor de productie van waterstof. De verhouding van de totaal opgewekte energie ($E_{\text{productie,totaal}}$) en het deel dat wordt gebruikt voor de waterstofproductie ($E_{H2\text{productie}}$) wordt berekend, voor zowel zon als wind. In het model worden voor de hernieuwbare energie opwekkers kosten berekend en worden deze kosten op basis van de verhouding berekend. Specifiek voor de zon en wind installatie geldt de volgende formule

$$K_{\text{component},j} = \left(\frac{CAPEX}{t} + \frac{CAPEX \cdot r}{2} + O \right) \cdot \frac{E_{H2\text{productie}}}{E_{\text{productie,totaal}}} \quad (36)$$

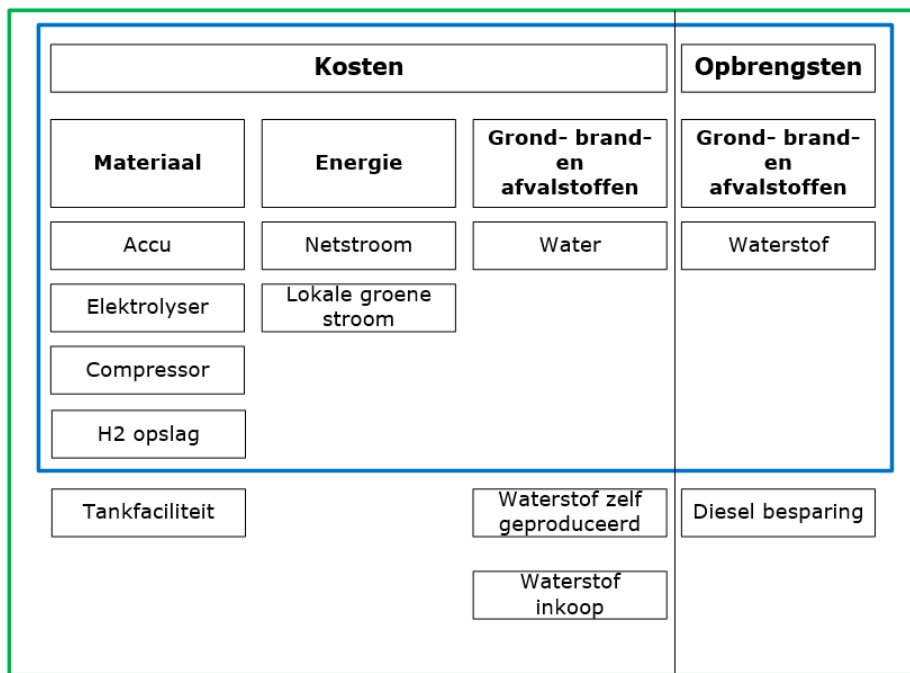
De elektrolyser en de compressor gebruiken energie. Voor deze componenten kan hernieuwbare energie ($K_{E,\text{hern},H2\text{productie}} + K_{E,\text{hern},\text{opslag}}$) en netenergie ($K_{E,\text{net},H2\text{productie}} + K_{E,\text{net},\text{opslag}}$) worden gebruikt. Aan de hernieuwbare energie worden geen kosten verbonden omdat de kosten hiervoor voortkomen uit de kosten voor de componenten die nodig zijn om die hernieuwbare energie te produceren. De kosten voor die componenten zijn al wel meegenomen. De accu kan worden geladen met hernieuwbare energie ($K_{E,\text{hern},\text{accu}}$), en vervolgens worden ontladen om de elektrolyser of compressor te voeden. Aan de energie die de accu uitgaat worden geen kosten toegekend. Wel wordt er met het laden en ontladen een deel van de energie verloren vanwege de efficiëntie van de accu. Voor de energiekosten geldt de volgende formule.

$$K_E = K_{E,\text{net},H2\text{productie}} + K_{E,\text{net},\text{opslag}} \quad (37)$$

De elektrolyser gebruikt naast elektriciteit ook water (K_W). Voor de kosten van waterstof die wordt gebruikt en zelf is opgewekt worden geen kosten berekend. De kosten voor deze waterstof zijn meegenomen in de kosten voor de componenten en de energie die nodig zijn om de waterstof te maken. Deze waterstof zou immers anders kunnen worden verkocht waardoor het zelf gebruiken als gederfde omzet wordt gezien. Daarnaast zijn er kosten verbonden aan het inkopen van waterstof ($K_{H2\text{inkoop}}$) voor het geval er tekorten zijn in de eigen productie.

De investeringskosten voor waterstof werktuigen zijn anno 2022 nog hoger dan de investeringskosten voor diesellootvoertuigen. Er zijn nog niet veel beschikbare werktuigen al zijn er wel enkele prototypes. Daardoor zijn de productiekosten evident hoger. Het is logisch te veronderstellen dat de investeringskosten van waterstof werktuigen lager worden als die grootschalig geproduceerd worden. Voor nieuwe waterstofvoertuigen is de kans ook aanwezig dat er subsidies beschikbaar komen. Daarmee zouden de investeringskosten gedrukt kunnen worden. Het is alleen op dit moment niet goed in te schatten hoe de investeringskosten zich dan zouden verhouden tot conventionele diesellootvoertuigen. De vergelijking in kosten van diesel werktuigen en waterstof werktuigen is daarom niet goed te maken. De eventuele meerkosten voor waterstofwerktuigen ten opzichte van diesellootvoertuigen zijn niet meegenomen in het model.

Alle kosten en opbrengsten componenten zijn in Figuur 3.12 te zien.



Figuur 3.12 Overzicht verschillende kosten en opbrengsten.

Met het blauwe kader worden productiekosten berekend voor waterstof in €/kg ($LCOH$). Hier staat ook "lokale groene stroom" bij, waarmee de opwekkers van groene stroom op het eigen perceel wordt bedoeld waarin een ondernemer zelf heeft geïnvesteerd. Om de productiekosten te berekenen worden alle kosten bij elkaar opgeteld en vervolgens gedeeld door de hoeveelheid waterstof die per jaar wordt geproduceerd. Deze kosten kunnen worden vergeleken met de kosten van waterstof in de markt. Hiervoor geldt de volgende formule.

$$LCOH = \frac{1}{\dot{m}_{H_2}} * \left(\sum K_{component,i} + \sum K_{component,j} + K_E + K_W \right) \quad (38)$$

In het groene kader wordt een vergelijking gemaakt met de referentie situatie dat alle werktuigen op diesel rijden. In dit geval wordt er diesel bespaard. Er wordt waterstof opgewekt ($\dot{m}_{H_2}$) waarvan een deel zelf wordt gebruikt, er kan een deel waterstof worden verkocht (Eigen opwek, verkoop $\%_{eov}$) aan het mobiele tankstation en er kan een deel worden ingekocht ($\%_{inkoop}$). Daarnaast zijn alle materialen die nodig zijn voor de productie van waterstof meegenomen in de vergelijking. De meeste materialen zijn in de LCOH al meegenomen. Voor waterstof gebruik op het eigen terrein moet nog een tankfaciliteit worden geplaatst.

$$K_{H_2gebruik} = \left(\sum K_{component,i} + \sum K_{component,j} + K_E + K_W \right) + \dot{m}_{H_2} * (\%_{inkoop} K_{H_2inkoop} - \%_{eov} * K_{H_2verkoop}) \quad (39)$$

Als het resultaat hiervan is dat er minder kosten gemaakt worden dan bij de referentie situatie (100% dieselgebruik) (K_{diesel}) dan wordt over een positieve businesscase gesproken.

$$K_{H_2gebruik} < K_{diesel} \quad (40)$$

3.4 Data validatie

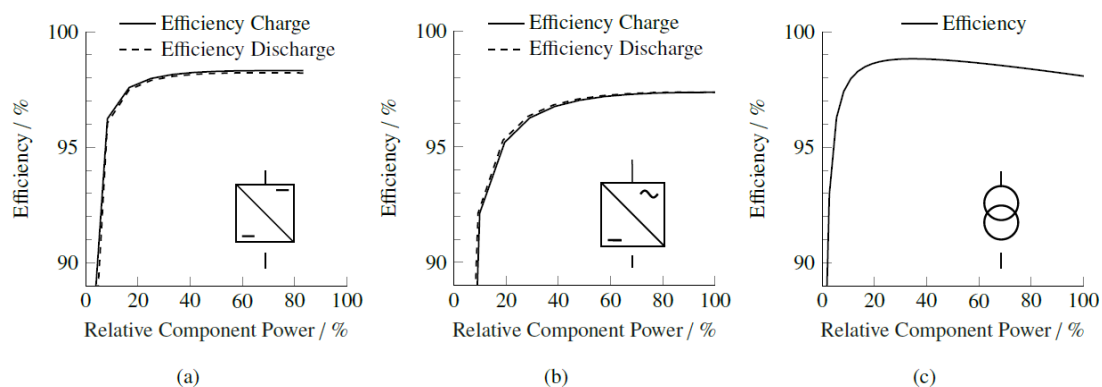
In het model zijn verschillende parameters en data verwerkt om mee te rekenen. In deze paragraaf wordt aangegeven welke data is gebruikt en op basis van welke bron.

Tabel 3.5 Technische dataverantwoording

Onderwerp	Hoeveelheid	Eenheid	Bron
PV panelen opbrengst	Variabel	kWh/kW	PVGIS ⁵ Oost-West opstelling ingevoerd met hellingshoek van 15 graden, 14% systeem verliezen Gemiddelde van de jaren 2005 tot en met 2015
Windmolen opbrengst	Variabel	kWh/kW	Data set van 4,2 MW windmolen gesitueerd in Flevoland van Wageningen University & Research. Gemiddelde van de jaren 2011 tot en met 2015
H ₂ productie	0,01872	kg/uur/kW (kW van elektrolyser)	Datasheet van Enapter ⁶
Water nodig per kg H ₂	0,015	m ³ /kg	Mutate et al., 2021
CO ₂ emissie diesel (fossiel), tank-to-wheel	2,657	kg/liter	CE Delft, 2021
CO ₂ emissie elektriciteit uit het net	0,427	kg/kWh	CE Delft, 2022
efficiëntie compressor**	45	%	Sdanghi et al., 2020
Polytropische coëfficiënt	1,4	-	Zhou et al., 2009
Compressibiliteit waterstof	Variabel	Pa ⁻¹	Zheng et al., 2016
Temperatuur waterstof na elektrolyser	333,15	K	Specificaties elektrolyser die bij WUR-OT in Lelystad wordt geplaatst
Druk waterstof na elektrolyser	35	Bar	Specificaties elektrolyser die bij WUR-OT in Lelystad wordt geplaatst
Specifieke enthalpie waterstof	Variabel	kJ/kg	National Institute of Standards and Technology (NIST) Chemistry WebBooks
Efficiëntie laden accu	95	%	Schimpe et al., 2018
Efficiëntie ontladen accu	95	%	Schimpe et al., 2018
Dieselvebruik agrarisch bedrijf	Variabel	l/week/ha voor specifiek gewas	KWIN-AGV
Verhouding waterstof en diesel heftrucks	8,6	Liter diesel/kg H ₂	Toyota Material Handling
Verhouding waterstof en diesel tractoren	6,58	Liter diesel/kg H ₂	Chang et al. 2019

* De CO₂ emissie in deze gevallen wordt toegerekend aan de productie van opwekkers

** Er zijn verschillende typen compressoren met verschillende efficiëntie waarden en voor- en nadelen. In dit onderzoek is uitgegaan van een mechanische diafragma of zuig compressor.



Figuur 3.13 Resultaten efficiëntie van accu's volgens onderzoek van Schimpe et al. (2018) (direct gekopieerd van Schimpe et al. (2018), Figure 9)

⁵ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

⁶ https://handbook.enapter.com/electrolyser/el21/downloads/Enapter_Datasheet_EL21_EN.pdf

Voor de efficiëntie waarden voor het laden en het ontladen van de accu is het onderzoek van Michael Schimpe et al. (2018) als bron gebruikt. In dat onderzoek zijn de efficiëntie waarden van accu's aangesloten op een net met een DC/DC omvormer, AC/DC omvormer, of transformator die 400V AC omzet in 10kV AC onderzocht. Het resultaat van dat onderzoek is in Figuur 3.13 te zien.

Tabel 3.6 Economische dataverantwoording

Onderwerp	Hoeveelheid	Eenheid	Bron
PV panelen kosten	650	€/kW	Eigen ervaring WUR Open Teelten*
Windmolen kosten	5500	€/kW	Eigen ervaring WUR Open Teelten*
Accu kosten	850	€/kWh	Eigen ervaring*
Elektrolyser kosten	17.496*kW ^{-0,37}	€/kW	Eigen ervaring*, Proost, 2019, Ferrero et al., 2016, Thema et al., 2019
Compressor kosten	0,83*40035*kW ^{0,6038}	€**	Blazquez-Diaz, 2019
Kosten voor opslag cilinders	8,3	€/kWh**	Ordaz et al., 2015
Kosten tankinstallatie op eigen terrein, langere vultijd t.o.v. publieke tankinstallatie	85.000 (350 bar, direct fill met supply via 500 bar) 250.000 (350 & 700 bar)	€ €	Resato
Tankinstallatie op eigen terrein onderhoudskosten	1	%	Aanname
PV panelen onderhoudskosten	2	% van investeringskosten per jaar	Eigen ervaring WUR Open Teelten*
Windmolen onderhoudskosten	8	% van investeringskosten per jaar	Eigen ervaring WUR Open Teelten*
Accu onderhoudskosten	1,5	% van investeringskosten per jaar	Vartiainen et al., 2019
Elektrolyser onderhoudskosten	3,5	% van investeringskosten per jaar	FCH JU, 2015
Compressor onderhoudskosten	8	% van investeringskosten per jaar	Minuttillo et al., 2021
Onderhoudskosten voor opslag cilinders	1,5	% van investeringskosten per jaar	Zhang et al., 2020
Economische levensduur PV panelen	25	Jaar	Chowdhury et al., 2020
Economische levensduur windmolen	20	Jaar	Li et al., 2021, Martinez et al., 2018
Economische levensduur Accu	14	Jaar	Fleer et al., 2016
Economische levensduur Elektrolyser	15	Jaar	Carmo et al., 2013,
Economische levensduur Compressor	10	Jaar	Parks et al., 2014
Economische levensduur opslag cilinders	18	Jaar	Camara et al., 2011
kWh prijs afname van net	0,18***	€/kWh	Eigen ervaring WUR Open Teelten*
Dieselprijs	1,4***	€/liter	Eigen ervaring WUR Open Teelten*
Rentevoet financiering	2	%	
Kosten water	0,57	€/m3	Vitens

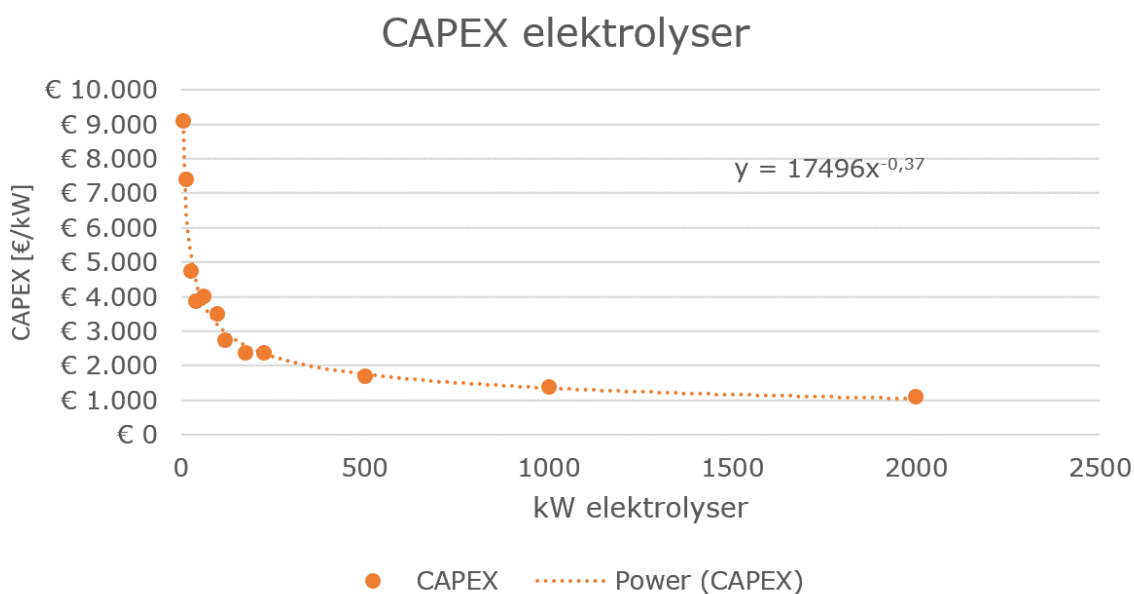
* WUR-Open Teelten heeft in Lelystad verschillende faciliteiten (zoals PV, wind, een elektrolyser en tractoren) en daarmee ervaring met dergelijke kostprijzen

** De waarden zijn in dollars uitgedrukt in de literatuurstukken. De wisselkoers van de euro en de dollar varieert per dag, maar in dit onderzoek is een verhouding van aangehouden dat 1 dollar gelijk is aan 0,83 euro.

*** De elektra en dieselprijzen variëren veel ten tijde van schrijven. In het model kan dit worden aangepast. Hogere elektra prijzen werken negatief door in de businesscases, en lagere prijzen juist voordelig. Hogere dieselprijzen werken voordeliger uit voor de businesscases en lagere negatief.

In Figuur 3.13 is te zien dat de efficiëntie voor het laden en ontladen grotendeels boven de 95% ligt. In het model zijn efficiëntiewaarden van 95% gebruikt zodat er niet onbedoeld gunstig wordt gerekend met de elektriciteit uit de accu.

Voor de kostprijs van de elektrolyzers zijn verschillende bronnen gebruikt. Proost (2019) geeft voor AEM elektrolyzers een CAPEX van 750 €/kW aan (voor 2MW systemen). Ferrero et al. (2016) geeft voor AEM elektrolyzers een CAPEX van 1200 €/kW aan in het jaar 2013, waarbij de verwachting is dat dit in het jaar 2030 tot 370 €/kW zal zakken. Voor PEM elektrolyzers geeft Ferrero et al. (2016) een CAPEX van 2320 €/kW aan in het jaar 2013, waarbij de verwachting is dat dit in het jaar 2030 tot 250 €/kW zal zakken. Thema et al. (2019) geeft voor AEM elektrolyzers een CAPEX rond de €800/kW aan voor AEM elektrolyzers en een CAPEX rond de €1200/kW aan voor PEM elektrolyzers in het jaar 2020. Veel literatuur gaat uit van de hogere vermogens (>500 kW). Dat kan een vertekend beeld geven. Larsson (2021) heeft expliciet verschillende CAPEX verzameld bij verschillende leveranciers voor diverse vermogens onder de 500 kW. Op basis van de verschillende verzamelde data uit de literatuur is een plot gemaakt van de CAPEX afhankelijk van het vermogen van een elektrolyser, te zien in Figuur 3.14. De functie die uit deze plot volgt is gehanteerd voor de CAPEX van de elektrolyser. In de CAPEX is ook de nodige randapparatuur zoals waterbehandeling en een droger opgenomen.



Figuur 3.14 Plot van CAPEX elektrolyser, afhankelijk van vermogen elektrolyser

Het rapport 'Commercialisation of energy storage in Europe' van FCH JU (2015) geeft een range van 2% tot 5% voor de onderhoudskosten van een elektrolyser, zowel voor AEM als PEM elektrolyzers. Derhalve is in dit rekenmodel met 3,5% het gemiddelde hiervan aangehouden.

4 Dimensionering van het waterstofproductiesysteem op het landbouwbedrijf

Voordat er dieper in wordt gegaan op de verdienmodellen en businesscases wordt eerst aandacht besteed aan de dimensionering van het gehele systeem. Op veel boerenbedrijven is veel dakoppervlak beschikbaar waarop PV panelen geplaatst kunnen worden. Daarnaast zijn ook kleinschalige windmolens mogelijk. Verder is in het systeem een accu op te nemen. Al deze componenten zijn in verschillende dimensies te realiseren. In dit hoofdstuk wordt uiteengezet welke dimensies van de verschillende componenten een zo laag mogelijke productieprijs voor waterstof in €/kg opleveren.

Hierbij is het belangrijk om te beseffen dat dit wordt berekend op een boerenbedrijf schaal. Over het algemeen is dat een kleinere schaal dan industriële waterstofproductie locaties. Daardoor zullen de kosten ook hoger liggen. De kosten in €/kW voor kleine schaal windmolens (van ca. 10 kW per stuk) liggen hoger dan reguliere windmolens (van enkele MW). Ook voor een elektrolyser geldt dat de kostprijs in €/kW lager ligt naarmate de schaal groter is.

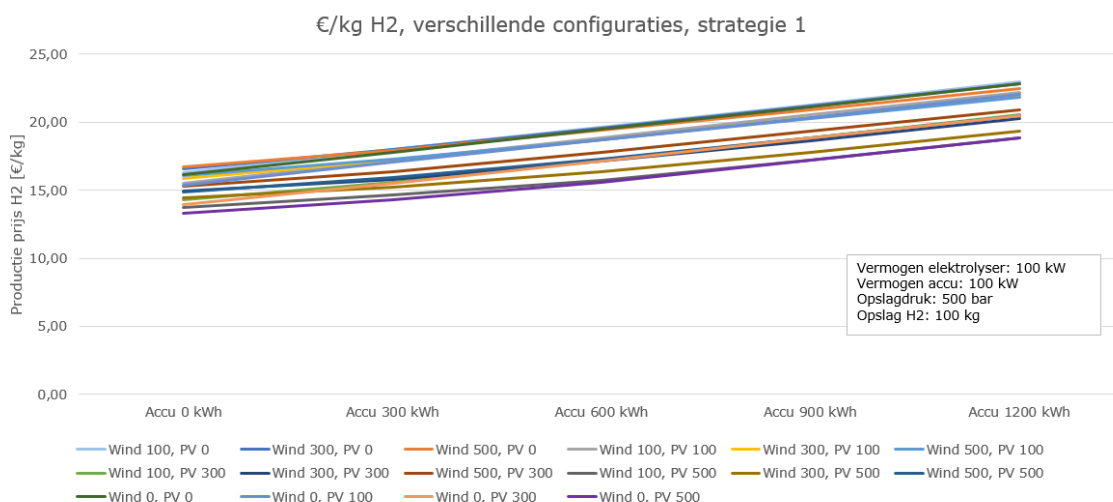
In dit hoofdstuk zijn de volgende schaal groottes gebruikt:

- Vermogen elektrolyser 100 kW en 400 kW
- Vermogen accu 100 kW
- Vermogen wind 0 kW – 400 kW met intervallen van 100 kW
- Vermogen PV installatie 0 kW – 500 kW met intervallen van 100 kW
- Capaciteit accu 100 kWh – 1200 kWh met intervallen van 100 kWh
- Opslag druk 500 bar
- Opslag op locatie Max. 100 kg waterstof
- Max aansluiting voor Strategie 3 40 kW
- Gewenst aantal vollasturen Strategie 4 6000 uur

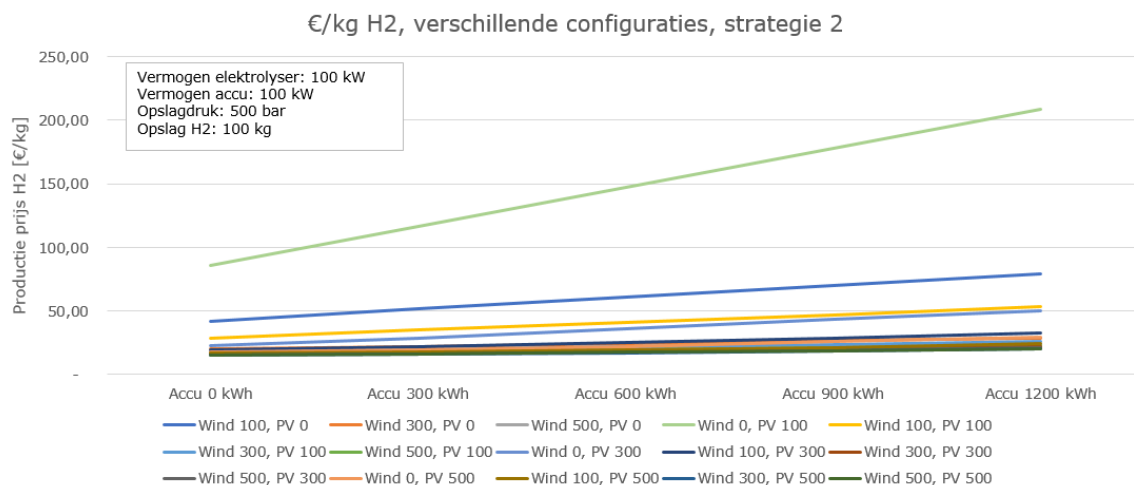
4.1 Invloed van een accu op productieprijs waterstof

De productieprijs voor waterstof wordt berekend met de hierboven vermelde capaciteiten aan wind- en zonenergie en uiteenlopende accu capaciteiten voor alle strategieën.

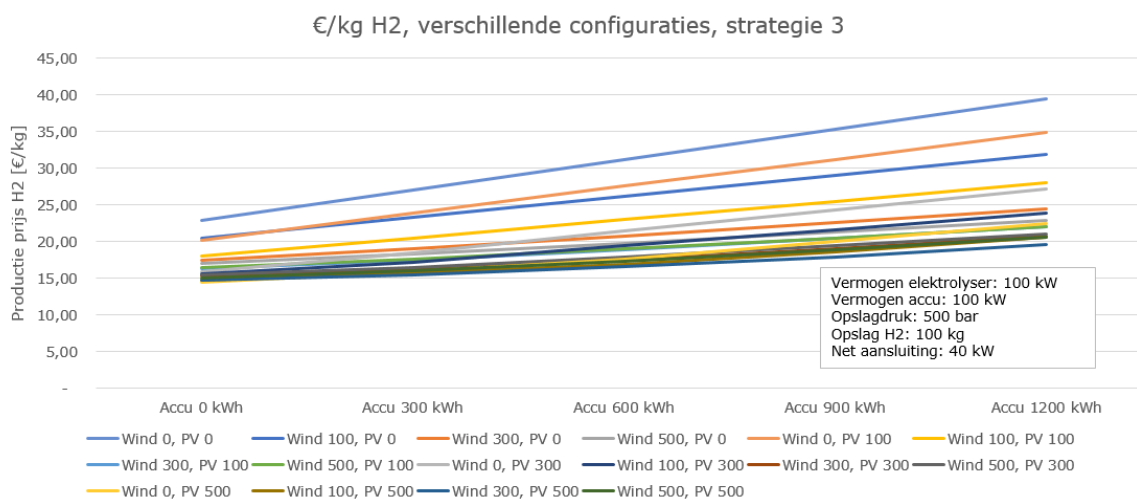
In Figuur 4.1, Figuur 4.2, Figuur 4.3, Figuur 4.4 zijn de uitkomsten te zien voor de verschillende strategieën met een elektrolyser van 100 kW.



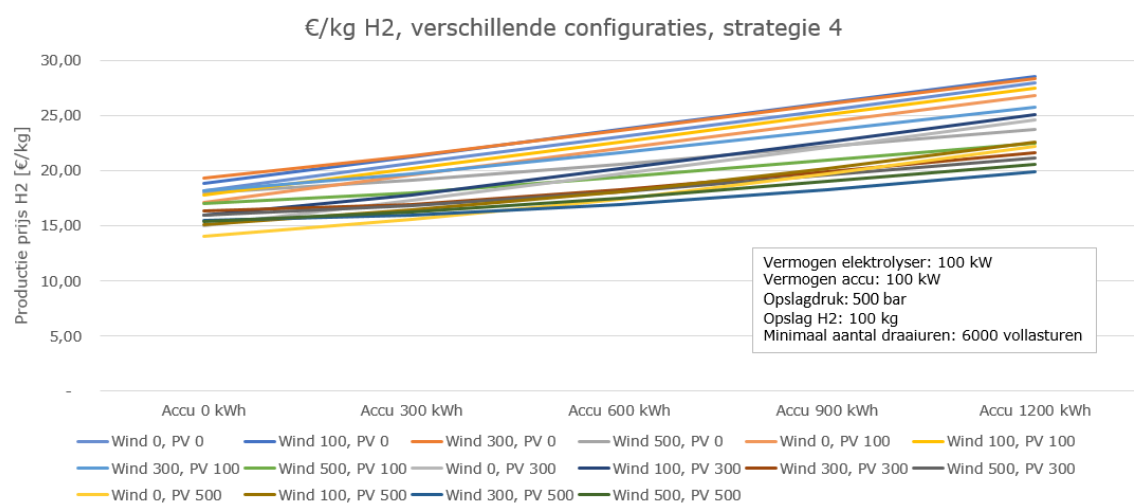
Figuur 4.1 Kosten H₂ 100 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S1



Figuur 4.2 Kosten H2 100 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S2



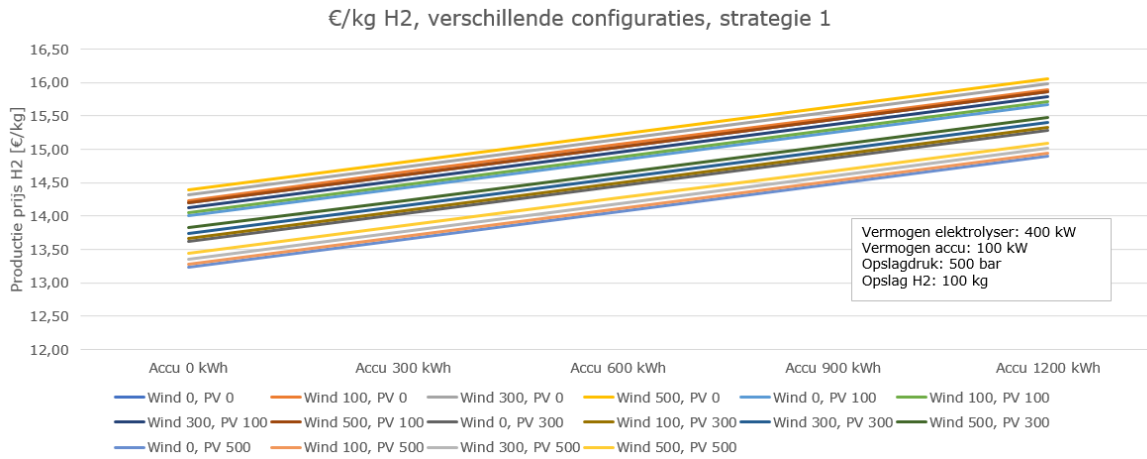
Figuur 4.3 Kosten H2 100 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S3



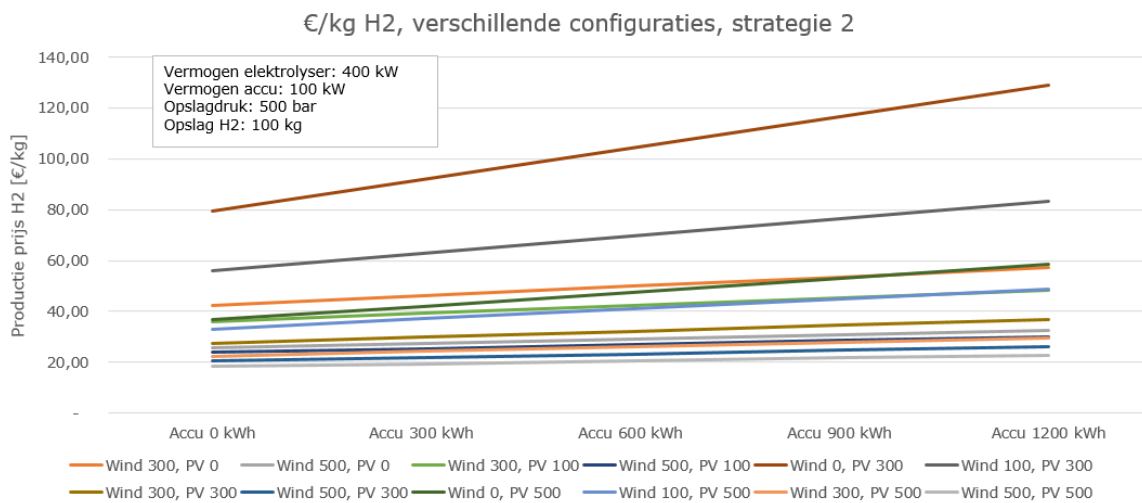
Figuur 4.4 Kosten H2 100 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S4

Uit alle grafieken blijkt dat de productiecosten oplopen naar mate de accucapaciteit groter wordt. Hierbij is ook de optie zonder accu meegenomen (0 kWh), welke voor alle strategieën en alle configuraties de laagste productieprijs geeft.

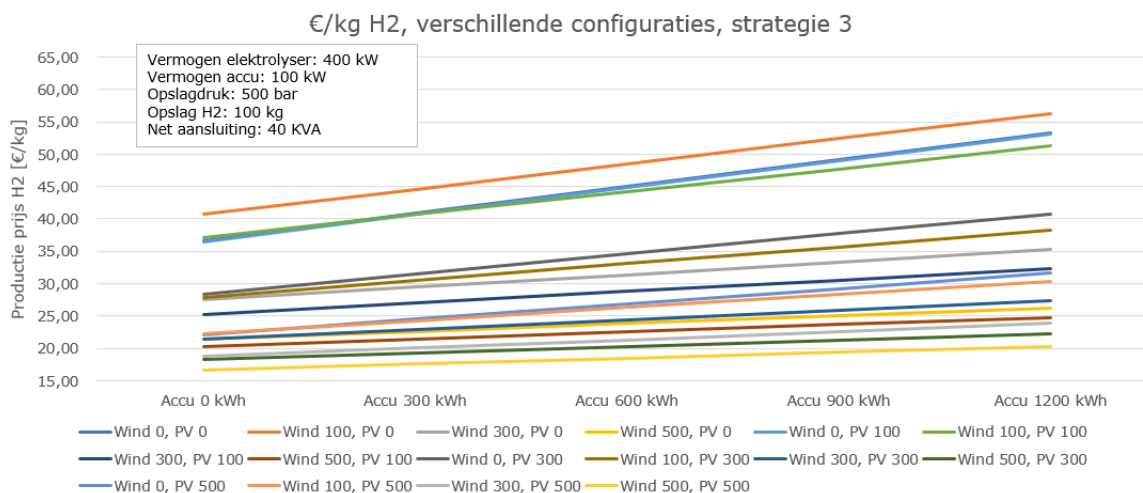
In al deze configuraties is het vermogen van de elektrolyser gelijk aan het opgestelde vermogen aan hernieuwbare energie, of is dat vermogen kleiner. Om te onderzoeken of de grafieken er anders uit zien als het vermogen van de elektrolyser groter is dan het opgestelde vermogen zijn dezelfde berekeningen ook gedaan met een elektrolyser van 400 kW. In Figuur 4.5, Figuur 4.6, Figuur 4.7, Figuur 4.8 zijn de uitkomsten te zien voor de verschillende strategieën met een elektrolyser van 400 kW.



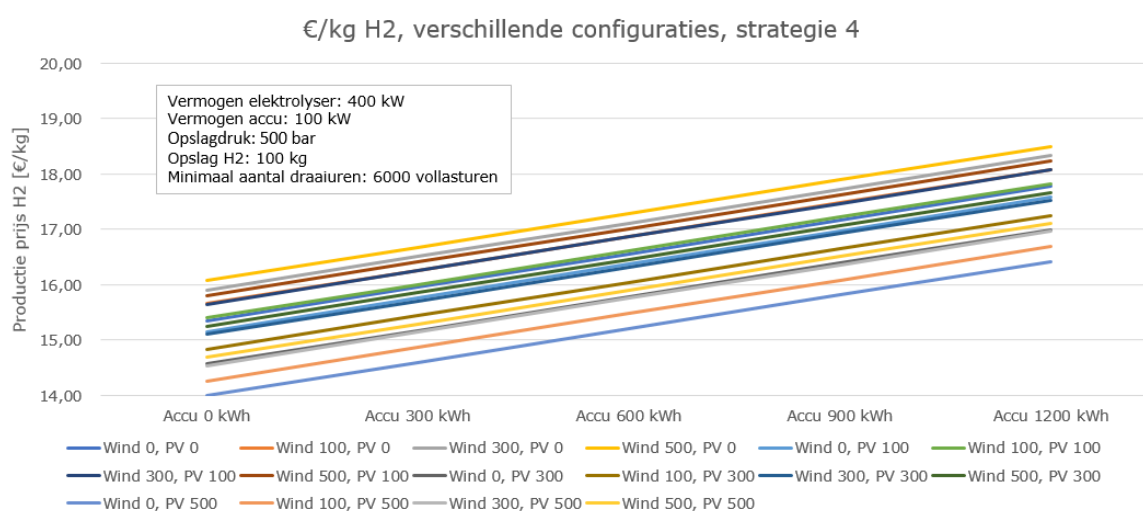
Figuur 4.5 Kosten H2 400 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S1



Figuur 4.6 Kosten H2 400 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S2



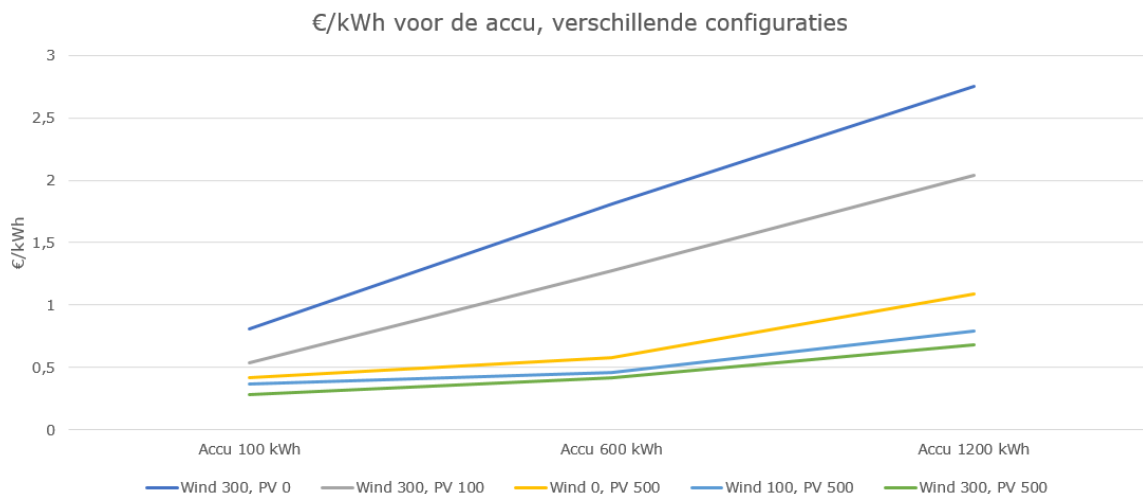
Figuur 4.7 Kosten H₂ 400 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S3



Figuur 4.8 Kosten H₂ 400 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S4

Uit de vier grafieken blijkt dat ook hier de productiekosten oplopen naar mate de accucapaciteit groter wordt, waarbij het ontbreken van een accu (0 kWh) de laagste productieprijis geeft voor alle configuraties bij alle strategieën. Voor de situatie waarbij de hernieuwbare energie opwekker minder vermogen heeft dan de elektrolyser (100 kW pv of 100 kW wind) gaat alle energie direct naar de elektrolyser en is er nooit een overschot om in de accu op te slaan. In deze gevallen zijn er wel kosten voor de accu (afschrijving) terwijl die niet functioneel is. In die gevallen is het dus ook logisch dat de kosten hoger zijn met een accu. Voor de gevallen waarin de accu wel functioneel is, is in het model ook uitgerekend hoeveel kWh vanuit de accu naar de elektrolyser gaat, alsook met formule (35) de jaarlijkse kosten van de accu. Hiermee is de €/kWh van de accu energie uitgerekend. Dit is voor een aantal configuraties gedaan. De resultaten hiervan zijn in Figuur 4.9 te zien.

Uit de grafiek in Figuur 4.9 blijkt dat de kosten per kWh vanuit de accu oplopen als de accu capaciteit hoger wordt. De prijs per kWh is ten minste €0,29/kWh in deze grafiek, terwijl de elektriciteit uit het net €0,18/kWh kost. Daarmee is het voordeliger om geen accu toe te passen. Dit is consistent met ander onderzoek. Bhandari et al. (2021) hebben een systeem onderzocht dat bestaat uit PV panelen, een elektrolyser en een batterij in Duitsland (Cologne). De productieprijis van waterstof in hun onderzoek lag tussen de €30,41/kg en de €57,61/kg (afhankelijk van verschillende uitgangspunten). Uit hun onderzoek blijkt ook dat het voordeliger is om geen accu op te nemen in het systeem. Tevens blijkt uit onderzoek van Hinkley et al. (2016) dat de productieprijis van waterstof hoger ligt als er een accu in het systeem is opgenomen, dan wanneer er geen accu in het systeem is opgenomen. Hierbij wordt er dan wel op de productiekosten van waterstof gefocust. Het toepassen van een accu zorgt wel voor meer hernieuwbare energie die naar de elektrolyser gaat.



Figuur 4.9 Kosten H2 400 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV, Wind en Accu, S4

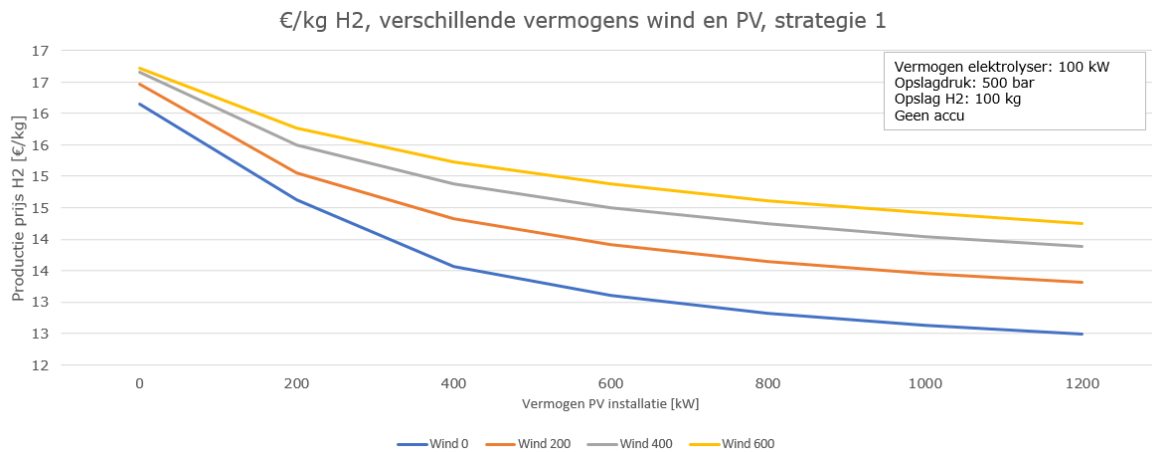
Daarnaast blijkt uit de berekeningen dat een toename in het vermogen van de PV installatie de productieprijs drukt, terwijl een toename in vermogen van de wind installatie dat juist niet doet. Om dit definitief te kunnen stellen is nader onderzoek gedaan.

4.2 Invloed van opgesteld vermogen PV en Wind op productieprijs waterstof

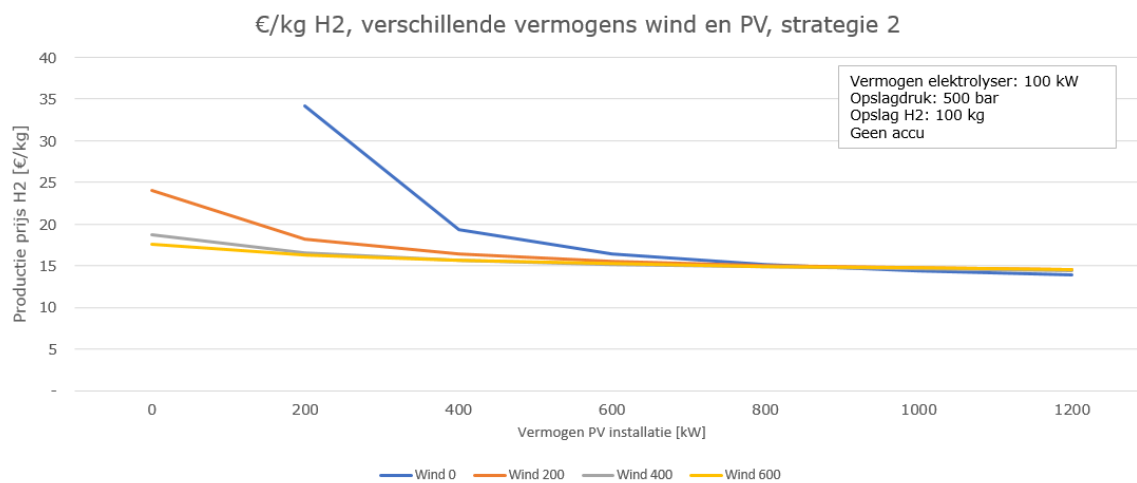
In deze paragraaf is onderzocht wat de invloed is van het opgestelde vermogen PV en wind op de productieprijs. Om dit verder te onderzoeken zijn verschillende vermogens van PV installaties en wind installaties gecombineerd. Hierbij is geen accu in het systeem opgenomen omdat die, zoals eerder aangetoond in de vorige paragraaf, enkel de productieprijs zou opdrijven. In deze paragraaf zijn de volgende schaalgroottes gebruikt:

- Vermogen elektrolyser 100 kW
- Vermogen wind 0 kW – 600 kW met intervallen van 200 kW
- Vermogen PV installatie 0 kW – 1200 kW met intervallen van 200 kW
- Opslag druk 500 bar
- Opslag op locatie Max. 100 kg waterstof
- Max aansluiting voor S3 40 kW
- Gewenst aantal vollasturen S4 6000 uur
- Accu Niet opgenomen

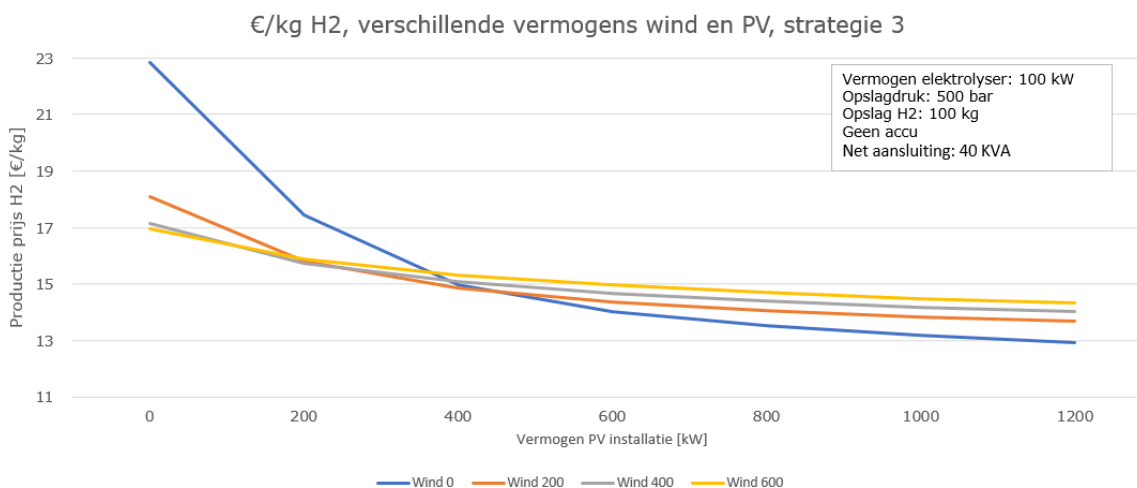
De productieprijs voor waterstof wordt berekend met verschillende configuraties voor alle strategieën. In Figuur 4.10, Figuur 4.11, Figuur 4.12, Figuur 4.13 zijn de uitkomsten te zien voor de verschillende strategieën met een elektrolyser van 100 kW.



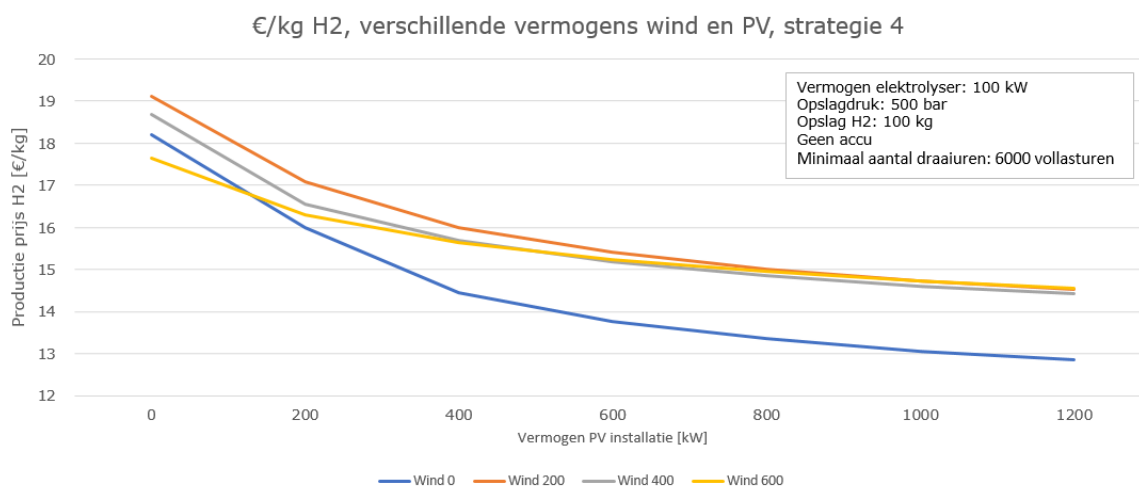
Figuur 4.10 Kosten H₂ 100 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV en Wind, S1



Figuur 4.11 Kosten H₂ 100 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV en Wind, S2



Figuur 4.12 Kosten H₂ 100 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV en Wind, S3



Figuur 4.13 Kosten H₂ 100 kW elektrolyser verschillende samenstelling PV en Wind, S4

In bovenstaande grafiek voor strategie 1 is te zien dat de variant zonder windenergie de laagste kosten heeft. Bij strategie 2, 3 en 4 is echter een ander patroon te zien. Hier is te zien dat de productieprijs van waterstof het duurst is bij de lagere vermogens kWp aan PV, als er geen windinstallatie is opgenomen. Deze productieprijs bij de lagere vermogens kWp aan PV neemt af naarmate er een hoger vermogen aan windinstallatie is opgesteld.

Wat deze gevallen delen is dat er relatief weinig vollasturen zijn gemaakt. Voor 200 kWp aan PV, geen wind en als er geen elektriciteit uit het net wordt onttrokken zijn er bij strategie 2 bijvoorbeeld 1258 vollasturen gemaakt. Voor 600 kWp aan PV bij strategie 2 zijn er 4811 vollasturen gemaakt. Voor 200 kWp aan PV, geen wind en een aansluiting van 40 KVA zijn er bij strategie 3 slechts 4664 vollasturen gemaakt. Daarnaast geldt dat met een 400 kW windmolen er bij strategie 4 in totaal 7000 vollasturen worden gemaakt, waarvan 6536 door de windmolens, terwijl er bij 600 kW aan windmolens al 7603 vollasturen worden gemaakt door de windmolens. Bij Strategie 4 rekent het model dan ook met 7603 vollasturen omdat die al door de windmolens worden gemaakt, ondanks dat er van te voren op wordt gegeven dat er 7000 vollasturen gewenst zijn.

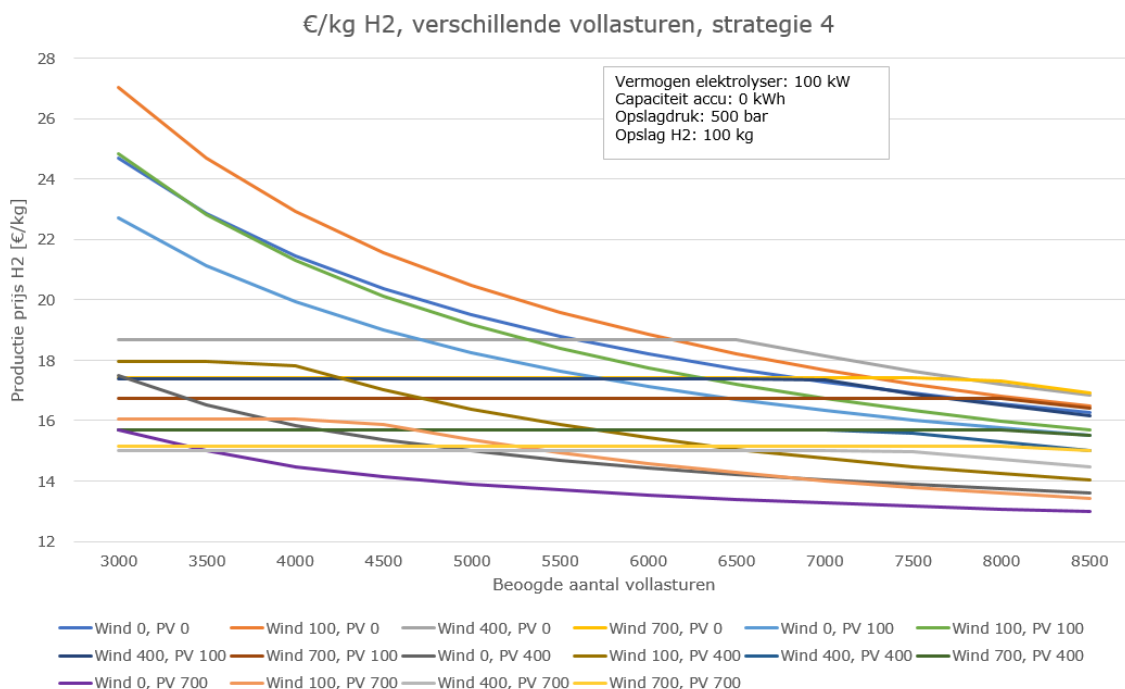
Deze analyse wekt de indruk dat het aantal vollasturen met name bepalend is voor welke configuratie van het vermogen PV en het vermogen windmolens tot de laagste waterstofproductieprijs leidt. Derhalve is hier ook nog een verdiepende slag in gemaakt.

4.3 Invloed aantal vollasturen op productieprijs waterstof

Naast de afhankelijkheid van de accu op de productiekosten van waterstof zijn ook het aantal vollasturen van de elektrolyser onderzocht. In deze paragraaf zijn de volgende schaal groottes gebruikt:

- | | |
|---------------------------------|---|
| • Vermogen elektrolyser | 100 kW |
| • Vermogen wind | 0 kW en 100 kW– 700 kW met intervallen van 300 kW |
| • Vermogen PV installatie | 0 kW en 100 kW– 700 kW met intervallen van 300 kW |
| • Opslag druk | 500 bar |
| • Opslag op locatie | Max. 100 kg waterstof |
| • Gewenst aantal vollasturen S4 | 3000 uur – 8500 uur met intervallen van 500 uur |
| • Accu | Niet opgenomen |

De productieprijs voor waterstof wordt berekend met verschillende configuraties voor alle strategieën. In Figuur 4.14 zijn de uitkomsten te zien voor de verschillende vollasturen met een elektrolyser van 100 kW die aangestuurd wordt volgens strategie 4.



Figuur 4.14 Kosten H₂ 100 kW elektrolyser verschillende vollasturen PV en Wind, S4

Voor enkele configuraties blijft de prijs in eerste instantie gelijk. Dat komt doordat het aantal gewenste vollasturen gemaakt kan worden zonder elektra uit het net. In het model kan dan dus wel worden aangegeven dat er X vollasturen gewenst zijn, maar als met enkel de hernieuwbare bronnen al X+Y vollasturen worden gemaakt, dan gaat het model ook uit van de X+Y vollasturen. In het model zit geen curtailment technologie verwerkt (hernieuwbare energiebronnen uitschakelen, wat kan worden toegepast als het net overbelast dreigt te worden) waardoor het aantal vollasturen dan alsnog op X uur wordt gehouden.

Verder is in bovenstaande figuur te zien dat een toename in aantal vollasturen de prijs naar beneden brengt. Het onderzoek van Viktorsson et al. (2017) laat vergelijkbare resultaten zien. Daarnaast geldt ook dat een PV installatie van 700 kW en geen windinstallatie de laagste productieprijs heeft.

4.4 Tussenconclusie dimensionerende berekeningen productie van waterstof

Uit de resultaten van dit hoofdstuk blijkt dat een grotere PV installatie bijdraagt aan een lagere productieprijs. De kleinschalige windmolens zijn relatief duur voor hernieuwbare energiebronnen en de elektriciteit die hieruit kan worden verkregen is duurder dan de elektriciteit uit het net. Het is hierbij belangrijk om op te merken dat de kosten voor kleinschalige windmolens relatief hoog zijn. Grotere schaal windmolens (MW schaal) zijn naar verhouding goedkoper en kunnen dus ook andere resultaten geven. Verder zorgt de toepassing van een accu wel dat het aandeel lokale hernieuwbare energie voor waterstofproductie toeneemt, maar blijkt uit de resultaten dat dit wel de productieprijs opdrijft naar mate er meer accucapaciteit wordt toegepast. Als laatst is gebleken dat de productieprijs lager wordt naar mate er meer vollasturen per jaar kunnen worden gemaakt. De laagste productieprijs wordt behaald als er zo veel mogelijk elektriciteit uit de PV installatie wordt gebruikt, zo veel mogelijk vollasturen worden gemaakt, geen accu wordt toegepast en geen kleinschalige windmolens worden toegepast.

5 Resultaten berekeningen model

Met het model kunnen allerlei berekeningen worden gedaan. In dit onderzoek zijn berekeningen gedaan op basis van waterstofbehoefte. Met de invoer van het vermogen van de elektrolyser wordt inzicht verkregen in de hoeveelheid waterstof die per jaar wordt geproduceerd. Het vermogen van de elektrolyser kan iteratief worden aangepast om de juiste hoeveelheid waterstof per jaar te verkrijgen. De waterstofbehoefte is tweeledig. Aan de ene kant is er een waterstofbehoefte vanuit het mobiel waterstof tankstation en aan de andere kant is er een waterstofbehoefte in het geval dat een bedrijf een diesellootje (of meerdere) zou vervangen voor een waterstoflootje. Daarbij wordt er voor de agrarische werktuigen een onderscheid gemaakt tussen een waterstof trekker en een waterstof heftruck. De volgende scenario's zijn onderzocht:

- Waterstofbehoefte mobiel waterstof tankstation
 - Productieprijs van waterstof (blauw kader uit Figuur 3.11)
- Waterstofbehoefte agrarische onderneming
 - Waterstofproductie, opslag, eigen gebruik en verhandeling met gashandelaar (zoals H2Milkrun) (groen kader uit Figuur 3.11)

Voor de twee scenario's is ook aangegeven wat er berekend is. Hierbij verwijst de kleur van het kader naar Figuur 3.11 voor de afbakening van de verschillende systeemkosten.

Voor de scenario's zijn uitgangspunten gesteld. Voor het scenario waarin het mobiele waterstof tankstation wordt voorzien van de nodige waterstof geldt:

- Mobiel waterstof tankstation kan dagelijks langs komen om de waterstof voorraad op te halen
- Mobiel waterstof tankstation kan maximaal 259 kg waterstof op halen per dag
- Afhankelijk van deze behoefte wordt de samenstelling van de waterstofproductie installatie berekend

Voor het scenario met waarin de waterstofbehoefte bepaald wordt door de agrarische onderneming geldt:

- Drie groottes PV installatie worden onderzocht 300, 600 en 900 kWp
- Kleinschalige wind installatie wordt niet meegenomen (zie conclusie hoofdstuk 4)
- Accu installatie wordt niet meegenomen (zie conclusie hoofdstuk 4)
- Mobiel waterstof tankstation kan dagelijks langs komen om de waterstof voorraad op te halen
- Mobiel waterstof tankstation kan maximaal 259 kg waterstof op halen per dag
- Aansluiting (voor strategie 3) max. 200 kW

5.1 Behoefte mobiele waterstof tankstation

Bij het produceren van waterstof is het van belang om te weten voor welk doel er waterstof wordt geproduceerd. In deze paragraaf wordt ingegaan op het produceren van waterstof om een mobiel waterstof tankstation te voorzien van de nodige waterstofvoorraad (het eerste scenario). In het H2Milkrun project wordt een mobiel waterstof tankstation met een totale inhoud van ca. 259 kg ontwikkeld. Dit lootje moet in staat zijn om elke dag bij afnemers langs te gaan om waterstof te leveren. Derhalve wordt er in dit scenario van uitgegaan dat er elke dag ten minste 259 kg waterstof geproduceerd moet kunnen worden.

Als in dit model een elektrolyser van 800 kW 8760 uur per jaar op vollast draait (strategie 1) dan produceert die 324 kg waterstof per dag. De elektrolyser zal niet elk uur van het jaar op vollast draaien omdat er ook onderhoud moet plaats vinden. Daarom is de elektrolyser iets groter geselecteerd. Om met een elektrolyser van 800 kW gemiddeld 259 kg waterstof per dag te produceren zijn er 7300 vollasturen nodig.

In het H2Milkrun project wordt uitgegaan van vervoer van waterstof onder druk van 500 bar. Daarom wordt er voor de opslag op locatie uitgegaan van 500 bar en 300 kg.

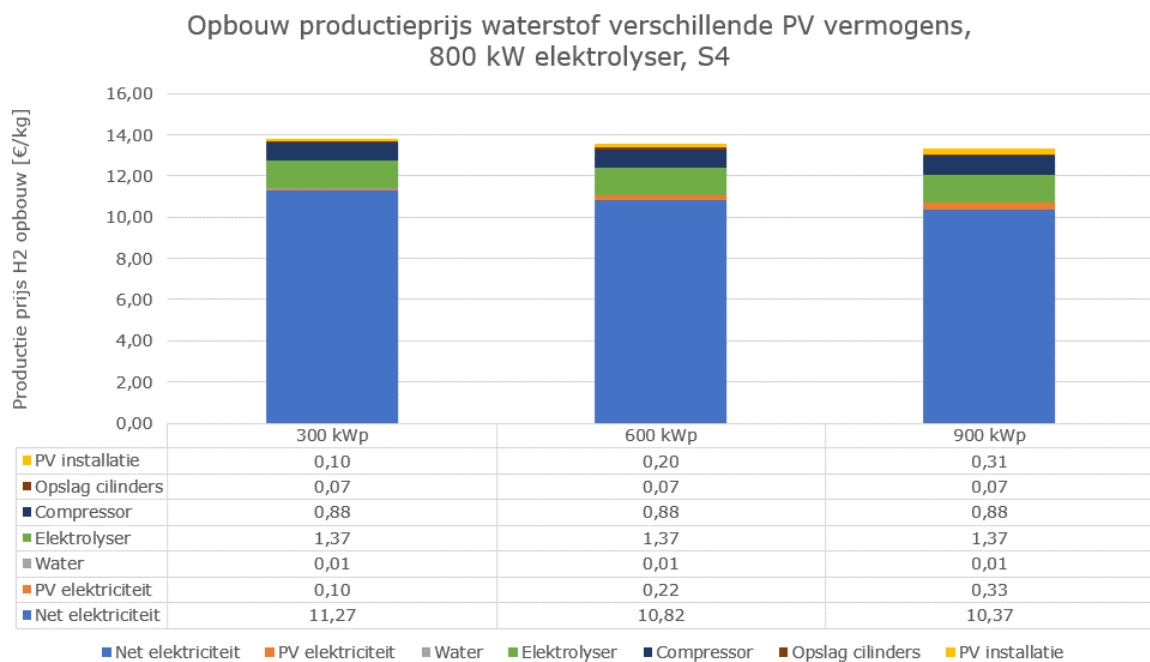
Voor landbouwbedrijven zijn globaal gezien PV installaties van 300 tot 900 kWp mogelijk. Daarom zijn installaties van 300, 600 en 900 kWp onderzocht. Daarbij wordt strategie 4 toegepast (elektrolyser produceert minimaal een vooraf bepaalde hoeveelheid waterstof) met 7300 vollasturen, zodat er altijd 259 kg per dag wordt geproduceerd.

In Tabel 5.1 zijn de resultaten van de berekeningen te zien. Hierin is de productieprijs van waterstof, de elektra vanuit de PV installatie, de elektra vanuit het elektriciteitsnet en het percentage elektra uit de PV installatie te zien.

Tabel 5.1 Resultaten berekeningen 800 kW elektrolyser verschillende groottes PV installaties, S4.

PV installatie	300 kWp	600 kWp	900 kWp
Productieprijs waterstof	€13,70/kg	€13,35/kg	€13,01/kg
Elektra uit PV	45.248 kWh	235.877 kWh	456.477 kWh
Elektra uit Net	5.794.751 kWh	5.604.123 kWh	5.383.522 kWh
Percentage elektra uit PV	0,8%	4,0%	7,8%
Elektrolyser	800 kW	800 kW	800 kW
Opslag H2 op locatie	300 kg	300 kg	300 kg
Opslag H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar
Aantal vollasturen	7300	7300	7300

De productieprijs wordt opgebouwd uit jaarlijkse kosten voor verschillende componenten, energiekosten en kosten voor water. In Figuur 5.1 is de opbouw van de kostprijs te zien voor de verschillende PV installaties.



Figuur 5.1 Opbouw productieprijs H2 800 kW elektrolyser verschillende PV installaties, S4

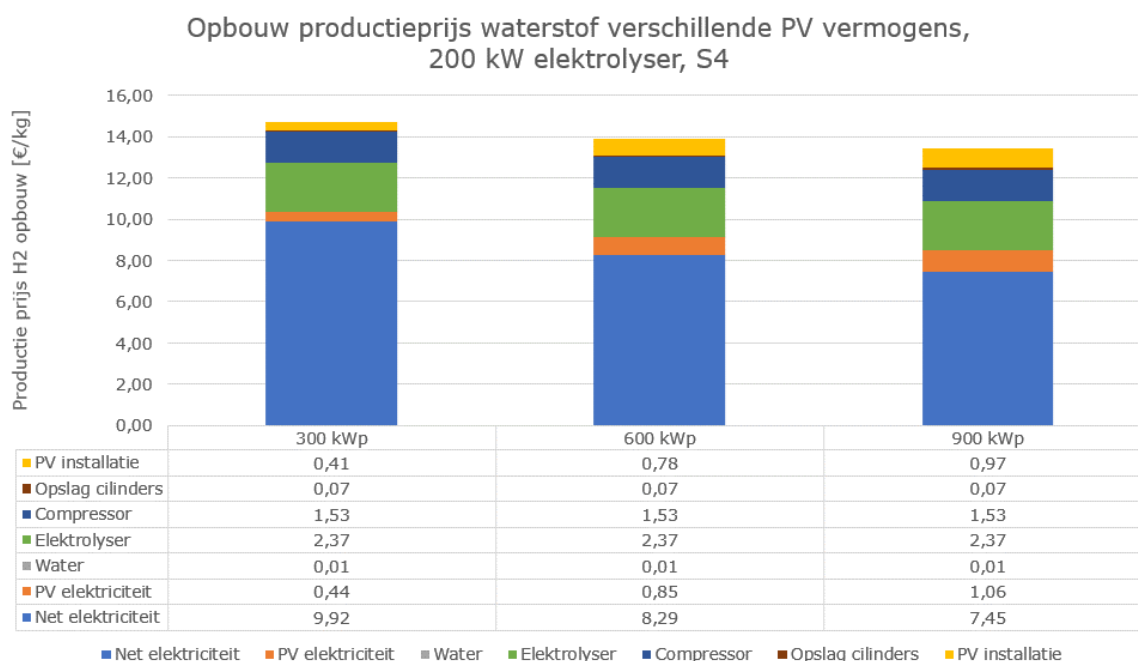
In de figuur is te zien dat de grootste kostenpost te relateren is aan de elektriciteit uit het net. Dat is in lijn met het onderzoek van Viktorsson et al. (2017). Naarmate de PV installatie groter wordt neemt deze kostenpost iets af. Daarentegen stijgen de kosten ten gevolge van elektriciteit uit de PV installatie en de kosten van de PV installatie zelf. Deze kosten zijn bij elkaar wel minder dan de kostenbesparing van de elektriciteit uit het net, waardoor de productieprijs in z'n geheel daalt als er een grotere PV installatie wordt geplaatst.

Voor een boerenbedrijf kan het lastig zijn om nog meer PV panelen te plaatsen, vanwege gebrek aan ruimte. Daarnaast is er een aansluiting van ca. 3x1200 Ampère nodig voor een elektrolyser van 800 kW, wat ook niet overal tot de mogelijkheden behoort.

Een andere oplossing om het mobiele waterstof tankstation te voorzien van waterstof is door met meerdere ondernemers verschillende elektrolyzers aan te schaffen, waardoor die kleiner gedimensioneerd kan worden. In dit geval is onderzocht wat de productieprijs van waterstof is als er 4 elektrolyzers van 200 kW aangeschaft worden die bij 4 verschillende ondernemers zouden kunnen staan. Per ondernemer zou er dan 75 kg waterstof op locatie opgeslagen worden. De grootte van de PV installatie wordt hetzelfde gehouden, maar dan per ondernemer, waardoor het totaal aan beschikbare PV energie voor de elektrolyser omhoog gaat. In Tabel 5.2 zijn de resultaten van deze variant te zien en in Figuur 5.2 is de opbouw van de kostprijs te zien.

Tabel 5.2 Resultaten berekeningen 200 kW elektrolyser, verschillende groottes PV installaties, S4.

PV installatie	300 kWp	600 kWp	900 kWp
Productieprijs waterstof	€14,50/kg	€13,24/kg	€12,60/kg
Elektra uit PV	172.149 kWh	390.549 kWh	503.269 kWh
Elektra uit Net	1.287.850 kWh	1.069.451 kWh	956.731 kWh
Percentage elektra uit PV	11,8%	26,7%	34,5%
Elektrolyser	200 kW	200 kW	200 kW
Opslag H2 op locatie	75 kg	75 kg	75 kg
Opslag H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar



Figuur 5.2 Opbouw productieprijs H2 200 kW elektrolyser verschillende PV installaties, S4

Uit de tabel en de figuur blijkt dat de productieprijs hoger ligt voor een 300 kWp installatie bij een 200 kW elektrolyser, dan bij een 800 kW elektrolyser. Dat ligt vooral aan de hogere jaarkosten van de compressor en de elektrolyser. Daar is dan wel tegenin te brengen dat het percentage elektriciteit uit de PV installatie hoger ligt bij de 200 kW variant. Daarnaast is voor de 600 kWp en 900 kWp PV installatie de productieprijs lager bij een 200 kW elektrolyser dan bij een 800 kW elektrolyser. Ondanks dat de jaarkosten van de compressor en de elektrolyser hoger liggen bij een 200 kW elektrolyser, wordt er procentueel meer elektriciteit uit de PV installatie gehaald die goedkoper is dan elektriciteit uit het net. Hierdoor liggen de kosten voor elektriciteit bij de 200 kW elektrolyser in totaliteit lager dan bij de 800 kW elektrolyser. Over het algemeen is te stellen dat de productieprijs van waterstof rond de €13/kg ligt. Het equivalent aan één liter diesel is equivalent aan ca. 0,15 kg waterstof (Chang et al. 2019), wat met een productieprijs van €13/kg ongeveer €1,95 zou kosten.

5.2 Diesel vervangen met waterstof

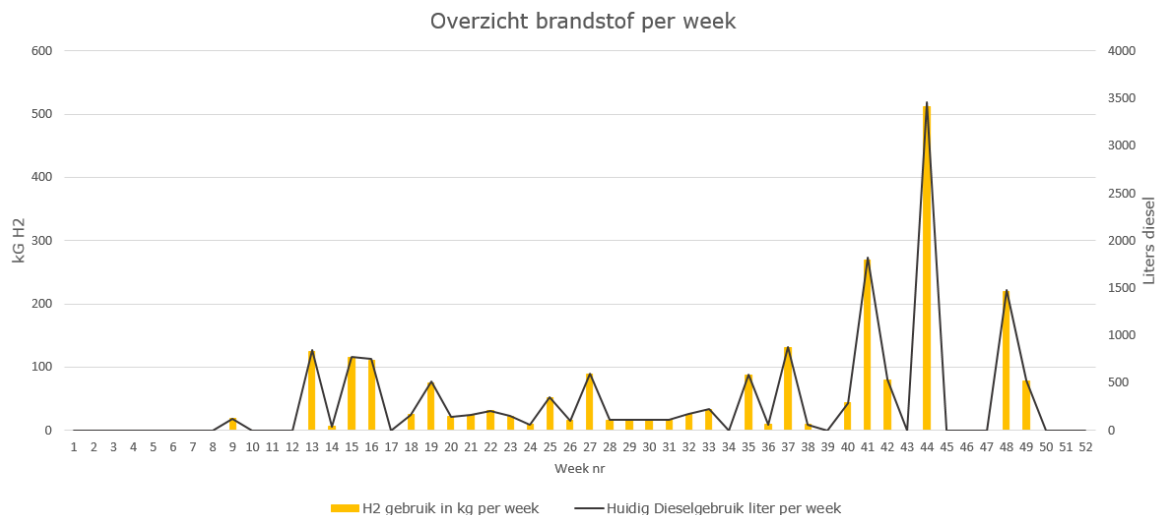
In diverse agrarische ondernemingen wordt nu diesel gebruikt. In het model wordt de KWIN gebruikt om dit dieselgebruik te voorspellen. Door de grote variatie aan gewassen en teelten bij akkerbouwbedrijven in Nederland is het niet logisch te werken met een voorbeeldbedrijf met een verhouding van te verbouwen gewassen dat overeenkomt met de nationale spreiding. Er is gekozen voor een representatieve bedrijfsopzet met een beperkt aantal gewassen zoals dat in Nederland zou kunnen voorkomen. De keuze voor het areaal, gewassen en bijbehorende bewerkingen zijn ingeschat met agronomen van WUR Open Teelten om zo tot een voor de praktijk herkenbare bedrijfsomvang en -opzet te komen. Hierbij is gekozen voor een intensief bouwplan omdat de diesel bij intensievere bouwplannen lastiger zal zijn om te vervangen dan bij de minder intensieve bouwplannen.

De volgende uitgangspunten worden gehanteerd:

- 70 ha areaal
 - 30% suikerbieten
 - 30% pootaardappelen
 - 20% zaaiuien
 - 20% Grove peen
- 90% van het totale dieselgebruik wordt aan een trekkerwerkzaamheden toegewezen en 10% aan een heftruckwerkzaamheden
- 350 kWp PV panelen

Voor de aansturingsstrategie van de elektrolyser in deze casussen wordt uitgegaan van strategie 1 (elektrolyser draait jaarrond op vollast) omdat deze strategie resulteert in de laagste waterstofproductiekosten en dus de meest gunstige businesscase. Vandaaruit kan nuance aangebracht worden met andere strategieën.

De eerste stap is het vaststellen van de waterstofbehoefte. Hiertoe wordt conform de KWIN het te verwachten dieselgebruik berekend. Aan het dieselvebruik is een verwacht waterstofgebruik te koppelen door de conversiefactor toe te passen die in hoofdstuk 3 al benoemd is. In Figuur 5.3 is het gemonitorde dieselvebruik en de verwachte waterstofbehoefte te zien.



Figuur 5.3 Berekende dieselvebruik en verwachte waterstofgebruik

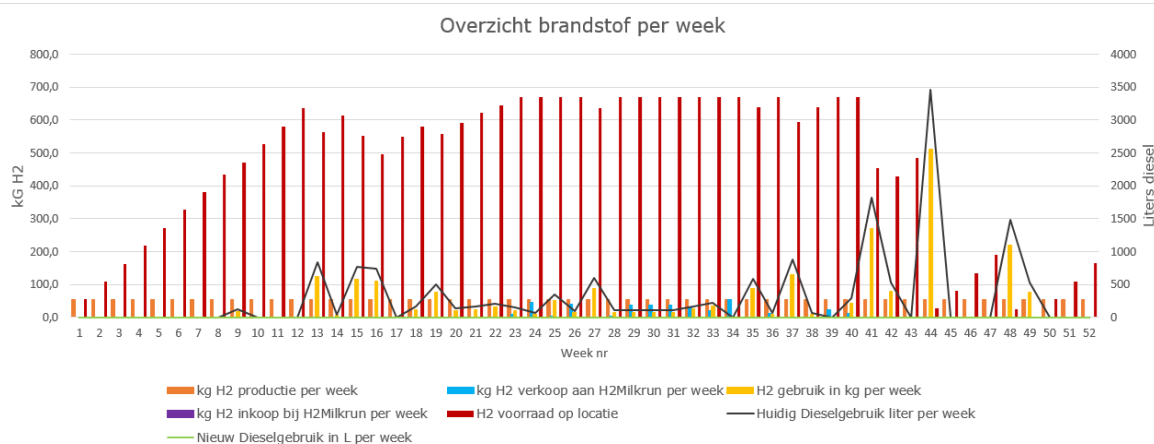
Er is per week gemiddeld 44 kg waterstof nodig, en in totaal 2.298 kg. Door de opslag groot genoeg te maken kan de gemiddelde productie waterstof worden opgeslagen door het jaar heen om de grote pieken in de latere weken in het jaar op te vangen. Een van de kleinste elektrolyzers die commercieel beschikbaar zijn is de 2,4 kW elektrolyser van Enapter. Deze elektrolyser heeft een productie capaciteit van 6,8 kg waterstof per week. De elektrolyser is groter te dimensioneren door meerdere modules van 2,4 kW op te nemen in de elektrolyser. In dit geval kan er worden uitgegaan van 8 modules waarmee een totaal van 19,2 kW wordt geplaatst. Met een dergelijk kleine elektrolyser zijn

de kosten voor een elektrolyser relatief hoog (zie Figuur 3.14). Derhalve zijn ook opties onderzocht met een elektrolyser van 100 kW en 300 kW en 500 kW. Daarbij wordt er dan te veel waterstof geproduceerd. Die waterstof kan dan worden verkocht aan een gashandelaar.

Voor waterstofftrekkers en -heftrucks wordt er veelal vanuit gegaan dat er onder druk van 300-350 bar wordt opgeslagen. Hier wordt er toch vanuit gegaan dat de waterstof lokaal op 500 bar wordt opgeslagen, waardoor uitwisseling met het H2Milkrun voertuig goed mogelijk is. Daarnaast zijn waterstof dispensers die enkel op 300 bar vullen commercieel niet breed beschikbaar. Dikwijls zijn die in combinatie met 700 bar beschikbaar, waardoor de kosten erg oplopen. Een dispenser van 500 bar is beter beschikbaar tegen lagere kosten.

De hoeveelheid waterstofopslag op locatie wordt zo gedimensioneerd dat de onderneming jaarrond kan worden voorzien van eigen geproduceerde waterstof. Dat betekent dat de piek in het oogstseizoen leidend is voor de grootte van de opslag en dat de rest van het jaar te veel waterstof wordt geproduceerd die aan een gashandelaar (of de H2Milkrun) kan worden verkocht.

In het oogstseizoen is er maximaal 512 kg waterstof in één week nodig. Echter, over de oogstweken verspreid is er meer dan 512 kg nodig. Met het model is berekend dat er 670 kg waterstof opslag op locatie nodig is om de onderneming jaarrond te voorzien van eigen geproduceerde waterstof. Indien de elektrolyser van 19,2 kW altijd op vollast draait (strategie 1) dan zien de waterstofstromen er uit als in onderstaande figuur weergegeven.



Figuur 5.4 *Berekende dieselverbruik en verwachte waterstofgebruik bij 19,2 kW elektrolyser*

In het figuur is te zien dat er in het begin van het jaar waterstof wordt opgespaard, tot week 12. Daarna wordt er af en toe waterstof uit de voorraad gebruikt, maar de waterstofvoorraad blijft op peil. In de zomerweken wordt er ook nog meer waterstof geproduceerd dan nodig is, terwijl de opslag al vol zit. Hier kan de waterstof worden verkocht aan een gashandelaar. In week 41 is een flinke piek in gebruik waardoor er waterstof van de opslag wordt gebruikt. In week 44 is de grootste piek te zien. Daarna is de waterstofopslag bijna leeg. Van week 45 tot en met week 47 wordt de waterstofvoorraad weer aangevuld. In week 48 en week 49 wordt er dan nog waterstof gebruikt waardoor de waterstofopslag in week 49 helemaal leeg is. Door het hele jaar heen hoeft er geen waterstof extra te worden ingekocht.

De businesscases zijn met elektrolyzers van 19,2 kW, 100 kW, 300 kW en 500 kW doorgerekend. In deze gevallen zijn de kosten berekend die extra worden gemaakt ten opzichte van de situatie waarin er diesel wordt gebruikt, aangeduid als meerkosten. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de waterstof die te veel geproduceerd wordt verkocht kan worden voor de productieprijs. Als dit getal positief is dan worden er meer kosten gemaakt ten opzichte van de situatie met diesel, en is de businesscase negatief. In principe zijn alle businesscases positief te krijgen als de waterstof die verkocht kan worden maar voor de juiste prijs wordt verkocht. In sommige gevallen zal die verkoopprijs alleen niet reëel zijn. Dit is wel doorgerekend om een beeld te krijgen van de prijzen bij bepaalde dimensies van de installaties. In Tabel 5.3 zijn de resultaten van de berekeningen te zien.

Tabel 5.3 Resultaten berekeningen diverse elektrolyzers, 350 kWp PV, S1

Elektrolyser	19,2 kW	100 kW	300 kW	500 kW
PV installatie	350 kWp	350 kWp	350 kWp	350 kWp
Wind installatie	-	-	-	-
Accu installatie	-	-	-	-
Opslagdruk H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Opslag H2 op locatie	670 kg	670 kg	670 kg	670 kg
Waterstofdispenser op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Productiekosten H2	€21,88/kg	€14,60/kg	€13,90/kg	€13,62/kg
Percentage elektra uit PV	43%	25%	7%	3%
Waterstofbehoefte per jaar	2.298 kg	2.298 kg	2.298 kg	2.298 kg
Waterstof geproduceerd per jaar	2.839 kg	14.787 kg	44.361 kg	73.935 kg
Waterstof ingekocht per jaar	0 kg	0 kg	0 kg	0 kg
Waterstof verkocht per jaar	369 kg	11.819 kg	41.393 kg	70.967 kg
Meerkosten per jaar indien H2 verkocht voor productieprijs	€42.307/jaar	€31.597/jaar	€29.530/jaar	€28.693/jaar
Benodigde verkoopprijs restant H2 voor positieve businesscase	€136,44/kg	€17,27/kg	€14,61/kg	€14,02/kg

In de tabel valt op dat de hoeveelheid waterstof die geproduceerd wordt, minus de waterstofbehoefte, minus de hoeveelheid verkochte waterstof niet gelijk is aan nul. Dat komt doordat er nog een hoeveelheid waterstof in de opslag op het terrein blijft aan het eind van het jaar. Die waterstof is niet verkocht en niet gebruikt.

In de tabel is te zien dat in er in alle gevallen meerkosten zijn (de kosten die extra worden gemaakt bij toepassing van waterstof ten opzichte van de situatie met diesel) bij toepassing van waterstof als de waterstof wordt verkocht tegen de productieprijs. Alle businesscases zijn positief te maken indien de waterstof verkocht wordt met winst, waarbij geldt dat de laagste verkoopprijs wordt bereikt met de grootste elektrolyser. Met de winstmarge kunnen de meerkosten worden gedekt. Uit hoofdstuk 4 is gebleken dat de productieprijs van waterstof naar beneden gaat als er meer PV panelen geplaatst worden. Derhalve wordt voor een elektrolyser van 500 kW ook doorgerekend hoe de businesscase eruit ziet bij 500 kWp, 650 kWp en 800 kWp.

Tabel 5.4 Resultaten berekeningen 500 kW elektrolyser, diverse PV installaties PV, S1

Elektrolyser	500 kW	500 kW	500 kW
PV installatie	500 kWp	650 kWp	800 kWp
Wind installatie	-	-	-
Accu installatie	-	-	-
Opslagdruk H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar
Opslag H2 op locatie	670 kg	670 kg	670 kg
Waterstofdispenser op locatie	500 bar	500 bar	500 bar
Productiekosten H2	€13,39/kg	€13,16/kg	€12,93/kg
Percentage elektra uit PV	5%	8%	11%
Waterstofbehoefte per jaar	2.298 kg	2.298 kg	2.298 kg
Waterstof geproduceerd per jaar	73.935 kg	73.935 kg	73.935 kg
Waterstof ingekocht per jaar	0 kg	0 kg	0 kg
Waterstof verkocht per jaar	70.967 kg	70.967 kg	70.967 kg
Meerkosten per jaar indien H2 verkocht voor productieprijs	€28.012/jaar	€27.331/jaar	€26.649/jaar
Benodigde verkoopprijs H2 voor positieve businesscase	€13,78/kg	€13,54/kg	€13,30/kg

In alle gevallen zijn er meerkosten als de waterstof wordt verkocht voor de productieprijs. Alle businesscases zijn wel positief te maken als de waterstof wordt verkocht met winst. De businesscase wordt gunstiger naar mate de PV installatie groter wordt.

In deze gevallen is gerekend met een elektrolyser die altijd aan staat. Dat komt in de praktijk niet voor. Om een meer reëel beeld te krijgen zijn de businesscases ook nog met strategie 4 (elektrolyser produceert minimaal een vooraf bepaalde hoeveelheid waterstof) doorgerekend waarbij er ten minste 7000 vollasturen opgegeven wordt.

Tabel 5.5 Resultaten berekeningen 500 kW elektrolyser, diverse PV installaties PV, S4 - 7000 vollasturen

Elektrolyser	500 kW	500 kW	500 kW	500 kW
PV installatie	350 kWp	500 kWp	650 kWp	800 kWp
Wind installatie	-	-	-	-
Accu installatie	-	-	-	-
Opslagdruk H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Opslag H2 op locatie	670 kg	670 kg	670 kg	670 kg
Waterstofdispenser op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Productiekosten H2	€14,13/kg	€13,84/kg	€13,55/kg	€13,26/kg
Percentage elektra uit PV	4%	7%	10%	13%
Waterstofbehoefte per jaar	2.298 kg	2.298 kg	2.298 kg	2.298 kg
Waterstof geproduceerd per jaar	59.081 kg	59.081 kg	59.081 kg	59.081 kg
Waterstof ingekocht per jaar	0 kg	0 kg	0 kg	0 kg
Waterstof verkocht per jaar	56.113 kg	56.113 kg	56.113 kg	56.113 kg
Meerkosten per jaar indien H2 verkocht voor productieprijs	€30.226/jaar	€29.363/jaar	€28.495/jaar	€27.628/jaar
Benodigde verkoopprijs H2 voor positieve businesscase	€14,67/kg	€14,37/kg	€14,06/kg	€13,75/kg

Uit de resultaten blijkt dat er een positieve businesscase mogelijk is met waterstofverkoopprijzen onder de €14,67/kg. Op het moment dat er alleen waterstof geproduceerd wordt voor eigen gebruik en niet om te verkopen dan is de businesscase negatief omdat er niet wordt voldaan aan formule 40. De businesscase zou nog wel positief kunnen worden als de dieselprijs stijgt. Voor de berekeningen met een 500 elektrolyser waarbij strategie 4 wordt toegepast liggen de benodigde dieselprijzen rond de €3,25/liter. Hierbij dient wel opgemerkt te worden dat de aansluiting voor een 500 kW toereikend moet zijn en dat alle overtollige waterstof voor ten minste de productieprijs moet worden verkocht. Dit komt neer op 3x800 Ampère. Als dergelijke netaansluitingen niet mogelijk zijn zal er met kleinere elektrolyzers gewerkt moeten worden, wat de productieprijs opdrijft.

5.3 Effect van prijsreducties componenten

In dit onderzoek zijn productiekosten van waterstof onderzocht op basis van actuele omstandigheden en op (relatief) kleine schaal. De businesscases zijn op basis hiervan doorgerekend. De verwachting is echter dat er in de toekomst ontwikkelingen plaatsvinden waardoor die businesscases veranderen. Op labschaal is het bijvoorbeeld al mogelijk om 95% efficiëntie te krijgen in een elektrolyser (Hodges et al., 2022). De prijzen van accu's zullen waarschijnlijk dalen. Mauler et al. (2021) hebben in hun onderzoek aangegeven dat de kosten van een accu in 2030 tot \$132/kWh kunnen dalen, gelijk aan €110/kWh. Ook de kosten van elektrolyzers zullen waarschijnlijk dalen. Ferrero et al. (2016) verwachten dat de CAPEX van AEM elektrolyzers in het jaar 2030 tot 370 €/kW zal zakken (70% prijsdaling ten opzichte van 2013) en voor PEM elektrolyzers tot 250 €/kW (90% prijsdaling ten opzichte van 2013). Thema et al. (2019) geeft aan te verwachten dat in 2030 een PEM elektrolyser €600/kW (68% prijsdaling ten opzichte van 2017) kost en een alkaline elektrolyser €700/kW (46% prijsdaling ten opzichte van 2017). Ook door ontwikkelingen op het gebied van PV en wind zullen de prijzen dalen. Sens et al. (2022) verwachten dat windmolens op land €1.143/kW en PV panelen €336/kW zullen kosten in 2030. Daarnaast zal een grotere schaal ook invloed hebben. Grote windmolens zijn per kW goedkoper dan kleinschalige windmolens. Grotere elektrolyzers zijn ook goedkoper per kW dan de kleinere.

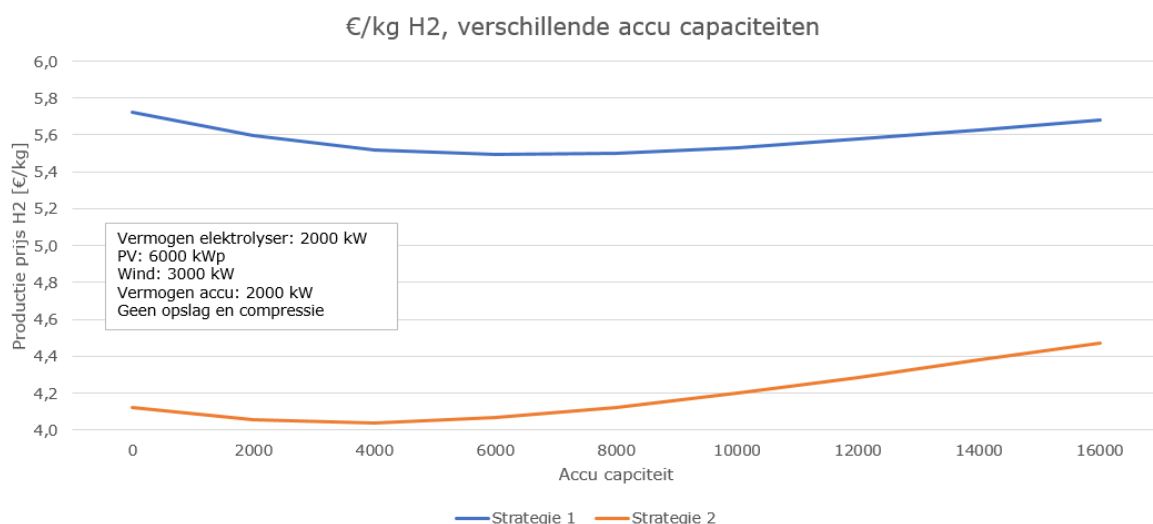
Om een toekomstbeeld te schetsen van wat in 2030 mogelijk kan zijn ten gevolge van de prijsreducties van de installatiecomponenten is daarom het rekenmodel aangepast met de volgende punten:

- Waterstofproductie: 0,024 kg H₂ per uur per kW van de elektrolyser (95% efficiëntie)
- CAPEX accu: €110/kWh
- CAPEX elektrolyser 2030: 40% van CAPEX elektrolyser 2022.
- CAPEX windmolens (MW schaal): €1.143/kW
- CAPEX PV panelen: €336/kW

Met deze aannames is de productieprijs van waterstof voor grote schaal doorerekend

- PV installatie: 6 MWp
- Wind: 3 MW
- Elektrolyser 2 MW
- Accu capaciteiten: 0-16MW met intervallen van 2MW
- Accu vermogen: 2MW
- Opslag en compressie niet meegenomen

De productieprijs is voor strategie 1 (elektrolyser altijd op vollast) en strategie 2 (enkel hernieuwbare energie) doorerekend. In Figuur 5.5 zijn de resultaten te zien.



Figuur 5.5 Waterstofproductieprijs S1 en S2 toekomstscenario bij verschillende accucapaciteiten.

In de grafiek is te zien dat de laagste productieprijs voor waterstof bereikt wordt als strategie 2 wordt toegepast bij een accu capaciteit van 4 MWh. De productieprijs is dan €4,04/kg. Er worden bij strategie 2 dan slechts 4880 vollasturen gemaakt. De prijsreducties in hernieuwbare energie opwekkers en in de accu zorgen ervoor dat de laagste productieprijs wordt behaald met enkel hernieuwbare energie. Het equivalent aan één liter diesel is equivalent aan ca. 0,15 kg waterstof (Chang et al. 2019), wat met een productieprijs van €4,04/kg ongeveer €0,61 zou kosten. Dit geeft een beeld van de potentie die waterstof in 2030 te bieden heeft.

5.4 Tussenconclusie businesscases

Met betrekking tot de businesscases is te concluderen:

- Een productieprijs van €12,60/kg lijkt mogelijk (bij 200 kW elektrolyser en 900 kWp PV).
 - Meer PV panelen brengt de kostprijs naar beneden.
 - Een grotere elektrolyser brengt de kostprijs naar beneden indien de verhouding elektriciteit uit PV en elektriciteit uit het net gelijk blijft.

-
- Als door een grotere elektrolyser ook procentueel meer elektriciteit uit het net nodig is, dan kan een grotere elektrolyser de productieprijs juist opdrijven.
 - Meer vollasturen brengt de kostprijs naar beneden.
 - De prijs van elektriciteit uit het net is de meest bepalende kostencomponent.
 - Verwachting is dat door prijsreducties van componenten in 2030 de productieprijs nog fors lager kan worden.
 - Diesel vervangen door waterstof op een landbouwbedrijf zonder verkoop van overtollige waterstof leidt bij de prijzen anno 2022 (dieselprijs van €1,40/liter en elektriciteitsprijs van €0,18/kWh) tot een negatieve businesscase.
 - Positieve businesscase mogelijk als dieselprijs rond de €3,25/liter wordt.
 - Diesel vervangen voor waterstof op een landbouwbedrijf waarbij de overtollige waterstof verkocht wordt met een winstmarge kan tot een positieve businesscase leiden.
 - Positieve businesscase mogelijk als ondernemer waterstof weet te verkopen voor verkoopprijs van rond de €14/kg.
 - De invloeden op de productieprijs zijn ook van toepassing op de verkoopprijs van waterstof.

6 Praktijkcasussen

In het model is gerekend met normatieve datasets. In het model kan ook werkelijk gemeten data geïmplementeerd worden. In dit hoofdstuk wordt verder uitgediept hoe de economische uitkomsten eruit zien als er gemeten data in het model wordt ingevoerd.

In onderstaande paragrafen wordt een productieprijs van waterstof berekend op basis van een dataset uit de praktijk van geproduceerde hernieuwbare energie van verschillende bronnen. Daarnaast wordt op basis van een dataset met praktijkgegevens over dieselgebruik gesimuleerd hoeveel waterstof gebruikt zou kunnen worden ter vervanging van de diesel.

6.1 Praktijkcasussen productieprijs waterstof

Er wordt gekeken naar aansturingsstrategie 3 (elektrolyser draait met een begrenst afneembaar vermogen van het net), gezien alle praktijkcasussen een maximale netaansluiting hebben, en strategie 2 (elektrolyser draait alleen met lokaal geproduceerde groene stroom). In deze casussen wordt ook weer het uitgangspunt gehanteerd dat een mobiel waterstoftankstation gevuld zou kunnen en dat de geproduceerde waterstof aan dit mobiele tankstation kan worden verkocht. Daarom wordt er ook weer uitgegaan van 300 kg waterstof opslag op locatie. Ook hier zou een elektrolyser van 800 kW toereikend zijn. Er worden wel meerdere vermogens doorgerekend omdat in sommige casussen de net aansluiting niet toereikend is voor 800 kW.

Er zijn drie praktijkcasussen geformuleerd op basis van de bestaande installaties en aansluitingen. De eerste is het erf van WUR-Open Teelten te Lelystad (casus A). Hier ligt 1,4 MW aan PV panelen en is een netaansluiting 2MW met een trafo van 1,6 MW. De tweede is een landbouwbedrijf met een PV installatie 325 kW, een accu van 450 kW met capaciteit van 500 kWh en een netaansluiting van 400 kW (casus B). De derde is een landbouwbedrijf met een windmolen van 85 kW, een accu van 50 kW met capaciteit van 50 kWh en een netaansluiting van 100 kW (casus C).

Tabel 6.1 Eigenschappen praktijkcasussen

Casus	A	B	C
PV installatie	1.400 kWp	325 kWp	-
Wind installatie	-	-	85 kW
Accu installatie	-	450 kW	50 kW
Accu installatie		500 kWh	50 kWh
Net aansluiting	1600 kW	400 kW	100 kW

Van deze casussen zijn meetgegevens bekend. De meetgegevens geven aan hoeveel energie er terug geleverd is aan het elektriciteitsnet. Ook bij de casussen met de accu installaties is enkel bekend hoeveel elektra er in totaliteit is terug geleverd aan het net. De gegevens voor casussen A en B zijn bekend van 1 januari tot 31 oktober van het jaar 2021. Daarnaast zijn gegevens bekend van 1 november tot 31 december van het jaar 2020. Deze zijn gecombineerd om de gegevens per uur van een jaar te construeren.

Verder worden voor het doorrekenen de volgende uitgangspunten gehanteerd.

Tabel 6.2 Uitgangspunten praktijkcasussen

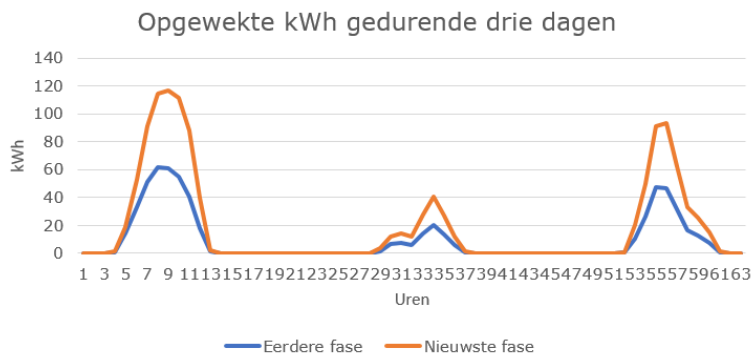
Casus	A	B	C
Opslagdruk H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar
Opslag H2 op locatie	300 kg	300 kg	300 kg

Het centrale idee van het produceren van waterstof is dat dit kan worden verkocht aan een mobiel waterstoftankstation, zoals de H2Milkrun. Daarom wordt de opslagdruk op 500 bar en de hoeveelheid opslag op locatie op 300 kg gezet.

6.1.1 Waterstofproductie praktijkcasus A

In deze paragraaf wordt praktijk casus A toegelicht. Het gaat hier om de vestiging van WUR-Open Teelten te Lelystad. Deze locatie bevat meerdere gebouwen en schuren waar 1,4 MWp aan PV panelen op zijn geplaatst. Dit vermogen is in verschillende fasen geplaatst. De laatste fase is halverwege 2021 geplaatst. Daardoor is er geen volledig gemeten jaarprofiel van 2021 van de uiteindelijke geplaatste capaciteit. Om te kunnen rekenen met een volledig jaar profiel is de opbrengst van de tweede helft van 2021 geïnterpoleerd over het gehele jaar 2021. Dat is als volgt gedaan.

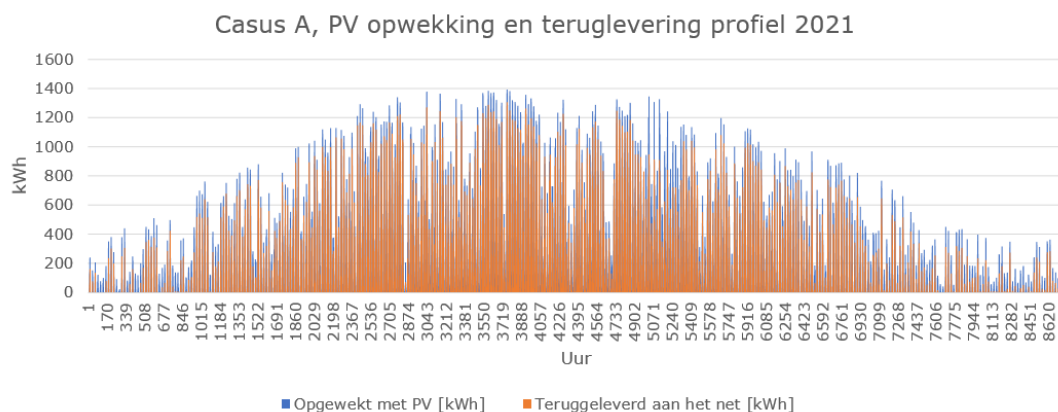
In Figuur 6.1 zijn de gemonitorde profielen te zien van de laatste fase en een eerdere fasen van de geplaatste PV panelen voor een periode van drie dagen in de tweede helft van 2021 waarin de laatste fase al wel geplaatst is. Zoals te verwachten volgen deze nagenoeg hetzelfde patroon.



Figuur 6.1 Opwekprofielen verschillende PV installaties casus A, gedurende 3 dagen

Omdat de PV installatie van de nieuwste fase dezelfde opwekkingsprofielen volgt als de eerdere fasen is er een verhoudingsgetal berekend tussen het opwekkingsprofiel van de eerdere fasen en de nieuwste fase. Dit getal is berekend door het aantal opgewekte kWh per uur van de nieuwste fase van PV te delen op het aantal opgewekte kWh per uur van de eerdere fasen. Door dit verhoudingsgetal te vermenigvuldigen met het aantal opgewekte kWh per uur van de eerdere fasen in de eerste helft van 2021 wordt hiermee het opwekkingsprofiel van de nieuwste fase in de eerste helft van 2021 benaderd.

Daarnaast is ook de teruglevering aan het net gemonitord in 2021. Hiervoor geldt dat de gemonitorde data over 2021 een onvolledig beeld geeft omdat de laatste fase van PV panelen halverwege 2021 is geplaatst. De ontvangen netstroom in de eerste helft van 2021 wordt afgetrokken van het opwekkingsprofiel van de laatste fase PV panelen dat over het begin van 2021 is geïnterpoleerd. Wat overblijft wordt gezien als de teruggeleverde energie (per uur van het jaar).



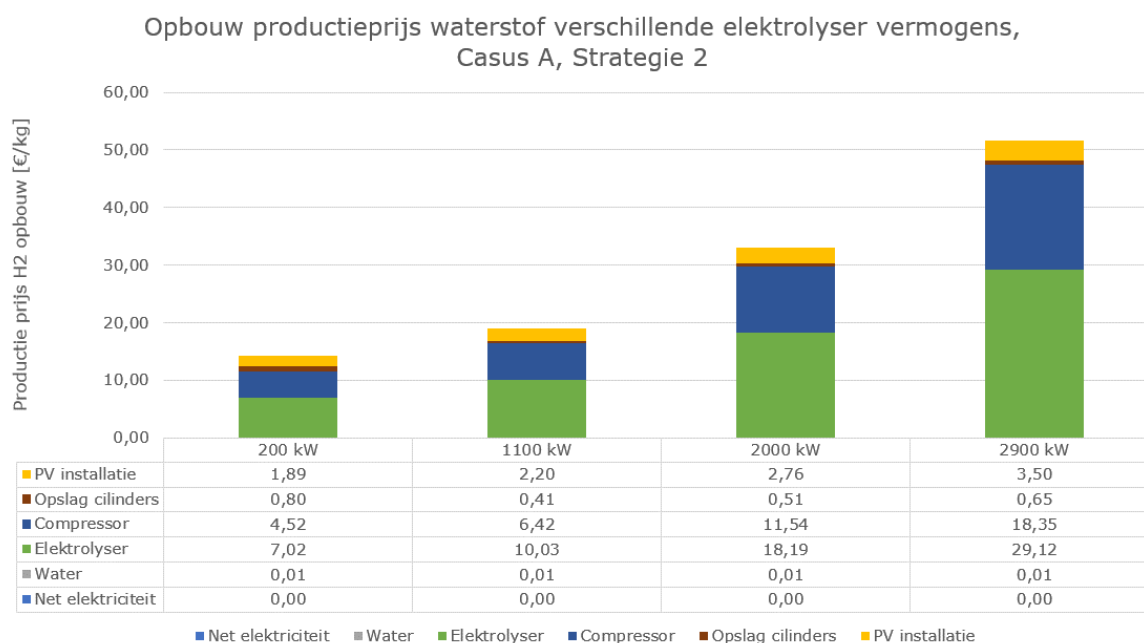
Figuur 6.2 Opwekking- en terugleveringsprofiel per uur in het jaar, casus A

Zo is er een profiel geconstrueerd voor het jaar 2021 waarin per uur te zien is hoeveel energie er wordt teruggeleverd aan het net. Dit profiel, samen het totale opwekkingsprofiel, is te zien in Figuur 6.2.

Dit profiel is in het model ingevoerd. Alle energie die teruggeleverd zou worden aan het net wordt nu ter beschikking gesteld om waterstof mee op te wekken. Hierbij zijn er verschillende groottes van elektrolyser doorgerekend. In Tabel 6.3 zijn de resultaten van casus A te zien waarbij strategie 2 voor het aansturen van de elektrolyser is gebruikt en in Figuur 6.3 is de opbouw van de kostprijs te zien. Dezelfde berekeningen zijn gedaan met aansturingsstrategie 3 waarbij rekening wordt gehouden met de aansluiting van 600 kW. Deze resultaten zijn te zien in Tabel 6.4 en de opbouw van de productieprijs is te zien in Figuur 6.4.

Tabel 6.3 Resultaten berekeningen verschillende groottes elektrolyser, S2 Casus A.

Elektrolyser	200 kW	1.100 kW	2.000 kW	2.900 kW
Productieprijs waterstof	€14,25/kg	€19,06/kg	€33,01/kg	€51,63/kg
Waterstof geproduceerd	8.309 kg/jaar	16.397 kg/jaar	13.084 kg/jaar	10.300 kg/jaar
Vollasturen elektrolyser	2.461	883	388	210
Elektra uit PV	492.254 kWh	971.384 kWh	775.134 kWh	610.200 kWh
Elektra uit Net	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh
Percentage elektra uit PV	100%	100%	100%	100%
Opslag H2 op locatie	300 kg	300 kg	300 kg	300 kg
Opslag H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Strategie	2	2	2	2



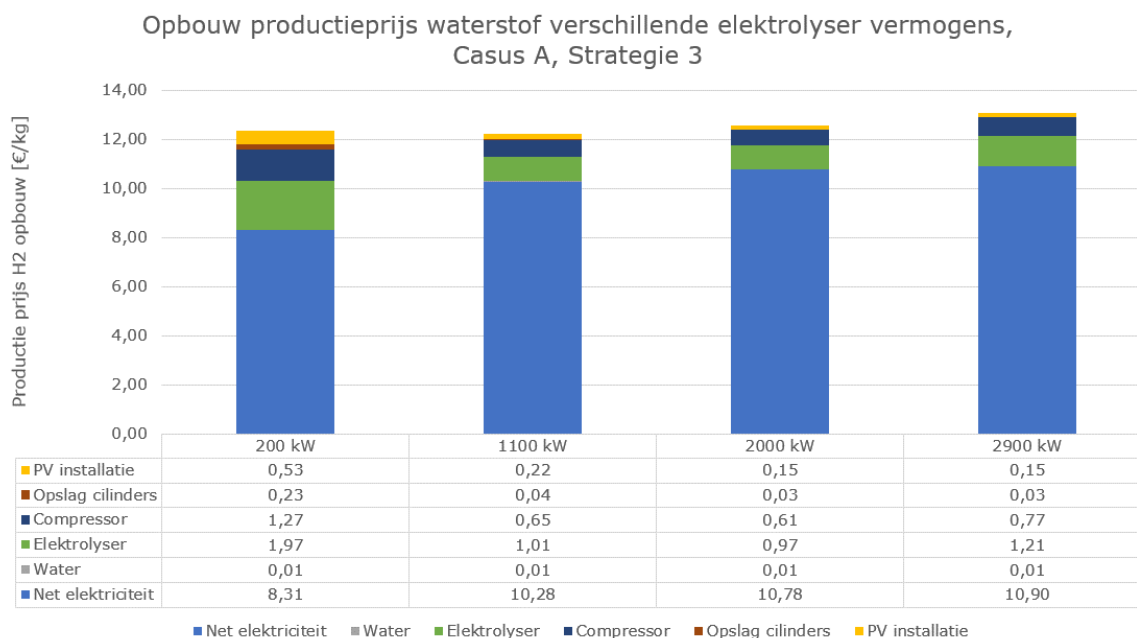
Figuur 6.3 Opbouw productieprijs H2 verschillende elektrolyser vermogens, Casus A, S2

Bij strategie 2 geeft de elektrolyser van 200 kW de laagste productieprijs. Bij strategie 3 zorgt een elektrolyser van 1.100 kW voor de laagste productieprijs. Bij strategie 2 zorgen met name de afschrijvingskosten van de verschillende installaties voor de opbouw van productieprijs. Doordat er minder vollasturen worden gedraaid (dan bij strategie 3), wordt er minder waterstof geproduceerd. De absolute afschrijvingskosten van de installaties blijven gelijk, dus de kosten per kg waterstof lopen

dan op. Bij strategie 3 is te zien dat de grootste kostenpost de elektriciteit die uit het net wordt ingekocht is.

Tabel 6.4 Resultaten berekeningen verschillende groottes elektrolyser, S3, Casus A.

Elektrolyser	200 kW	1.100 kW	2.000 kW	2.900 kW
Productieprijs waterstof	€12,32/kg	€12,21/kg	€12,54/kg	€13,06/kg
Waterstof geproduceerd	29.574 kg	162.657 kg/jaar	245.961 kg/jaar	246.893 kg/jaar
Vollasturen elektrolyser	8.760	8.760	7.286	5.044
Elektra uit PV	492.254 kWh	971.384 kWh	775.134 kWh	610.200 kWh
Elektra uit Net	1.259.746 kWh	8.664.616 kWh	13.795.883 kWh	14.016.000 kWh
Percentage elektra uit PV	28%	10%	5%	4%
Opslag H2 op locatie	300 kg	300 kg	300 kg	300 kg
Opslag H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Strategie	3	3	3	3



Figuur 6.4 Opbouw productieprijs H2 verschillende elektrolyser vermogens, Casus A, S3

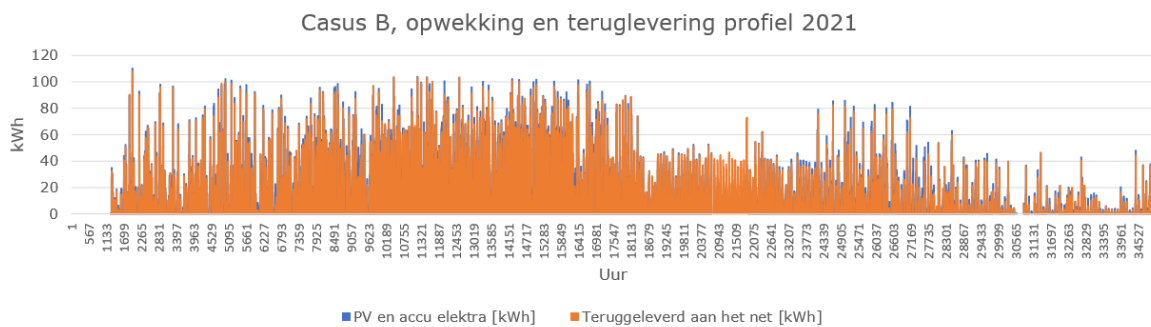
Verder valt op dat er bij strategie 2 en 3 met een elektrolyser van 2.900 kW minder elektriciteit uit de PV installatie naar de elektrolyser gaat dan bij een elektrolyser van 2.100 kW. Dit komt doordat een grotere elektrolyser ook een grotere compressor vraagt. Het model is zo opgebouwd dat het vermogen van de PV installatie in eerste instantie naar deze compressor gaat en het deel dat over is gaat naar de elektrolyser. Een grotere compressor zorgt ervoor dat er minder elektriciteit uit de PV installatie over is voor de elektrolyser.

Voor casus A is een productieprijs van €12,21/kg te realiseren, maar dan wordt er nog wel voor zo'n 90% elektriciteit uit het net gebruikt. Als er helemaal geen elektriciteit uit het net wordt gehaald is een productieprijs van €14,25/kg mogelijk. Mogelijk dat de kosten nog iets naar beneden te brengen zijn met optimalisatie berekeningen.

6.1.2 Waterstofproductie praktijkcasus B

In deze paragraaf wordt praktijk casus B toegelicht. Het gaat hier om locatie waar een PV installatie van 325 met Oost West oriëntatie is geplaatst en een accu van 450 kW en 500 kWh. Er zijn kWh meters geplaatst bij de inkoop van het net, teruglevering aan het net, elektriciteit die van door de batterij is geleverd, elektriciteit die door de PV installatie is opgewekt en hoeveelheid elektriciteit er op de locatie gebruikt is. Dit is per kwartier gemeten. Deze waarden zijn samengevoegd tot uurwaarden. De elektriciteit die terug op het net is gezet wordt gezien als hernieuwbare elektriciteit die beschikbaar zou zijn voor de elektrolyser. Deze elektriciteit is afkomstig van de PV installatie en de accu. Uit de data is te herleiden hoeveel elektriciteit de PV installatie in totaal heeft opgewekt en hoeveel elektriciteit er in totaal uit de accu is gekomen. Hierdoor is ook de fractie te bepalen van hernieuwbare energie (PV installatie en accu) die terug is geleverd aan het net. Deze fractie wordt gebruikt om de afschrijving van de PV installatie en de accu te verrekenen.

Zo is er een profiel geconstrueerd voor het jaar 2021 waarin per uur te zien is hoeveel energie er wordt teruggeleverd aan het net. Dit profiel, samen met hoeveel er in totaliteit is opgewekt, is te zien in Figuur 6.5.



Figuur 6.5 Opwekking- en terugleveringsprofiel per uur in het jaar, casus B

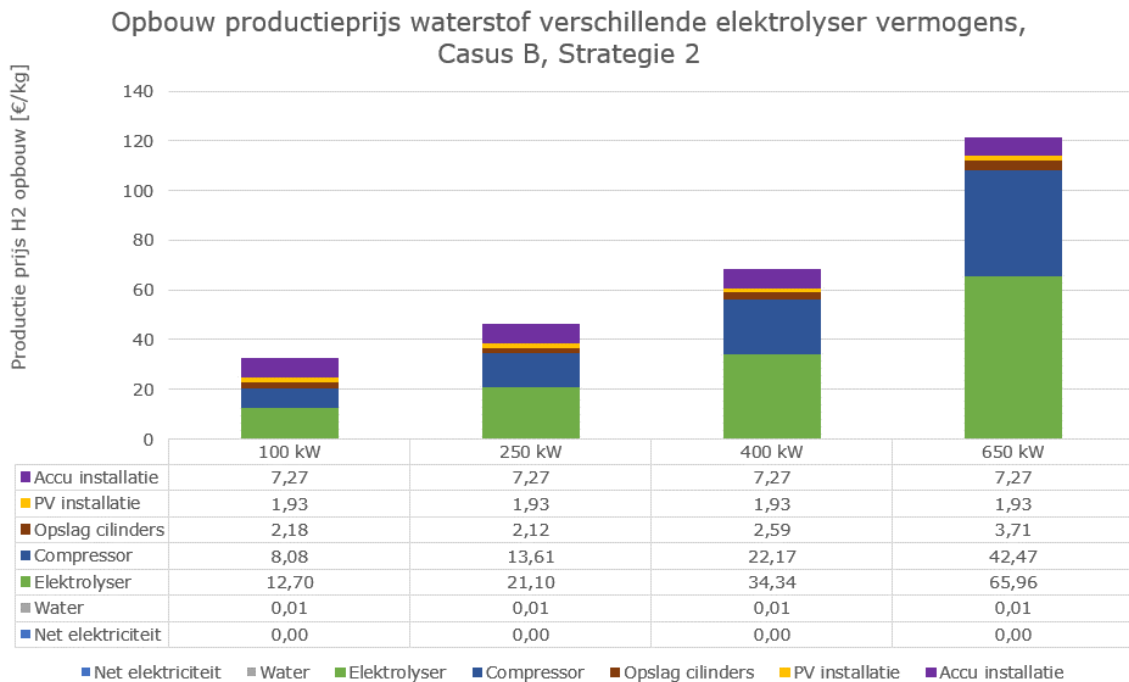
Door de accu kan er ook de wintermaanden meer elektriciteit worden teruggeleverd aan het net. Hierin onderscheidt dit profiel zich van casus A zonder accu.

Dit profiel is in het model ingevoerd. Alle energie die teruggeleverd zou worden aan het net wordt nu ter beschikking gesteld om waterstof mee op te wekken. Hierbij zijn er verschillende groottes van elektrolyser doorgerekend. In Tabel 6.5 zijn de resultaten van casus B te zien waarbij strategie 2 voor het aansturen van de elektrolyser is gebruikt en in Figuur 6.6 is de opbouw van de kostprijs te zien. Dezelfde berekeningen zijn gedaan met aansturingsstrategie 3 waarbij rekening wordt gehouden met de aansluiting van 100 kW. Deze resultaten zijn te zien in Tabel 6.6 en de opbouw van de productieprijs is te zien in Figuur 6.7.

Tabel 6.5 Resultaten berekeningen verschillende groottes elektrolyser, S2, Casus B.

Elektrolyser	100 kW	250 kW	400 kW	650 kW
Productieprijs waterstof	€32,17/kg	€46,04/kg	€68,33/kg	€121,36/kg
Waterstof geproduceerd	3.063 kg/jaar	3.160 kg/jaar	2.577 kg/jaar	1.804 kg/jaar
Vollasturen elektrolyser	1.815	749	382	164
Elektra uit PV+accu	181.478 kWh	187.216 kWh	152.656 kWh	106.843 kWh
Elektra uit Net	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh
Percentage elektra uit wind+accu	100%	100%	100%	100%
Opslag H2 op locatie	300 kg	300 kg	300 kg	300 kg
Opslag H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Strategie	2	2	2	2

Voor strategie 2 lopen de productiekosten op naarmate de elektrolyser groter wordt. De productieprijs wordt nagenoeg geheel opgebouwd door de afschrijvingskosten van de verschillende installaties. Doordat er minder vollasturen worden gedraaid (dan bij strategie 3), wordt er minder waterstof geproduceerd. De absolute afschrijvingskosten van de installaties blijven gelijk, dus de kosten per kg waterstof lopen dan op.



Figuur 6.6 Opbouw productieprijs H2 verschillende elektrolyser vermogens, Casus B, S2

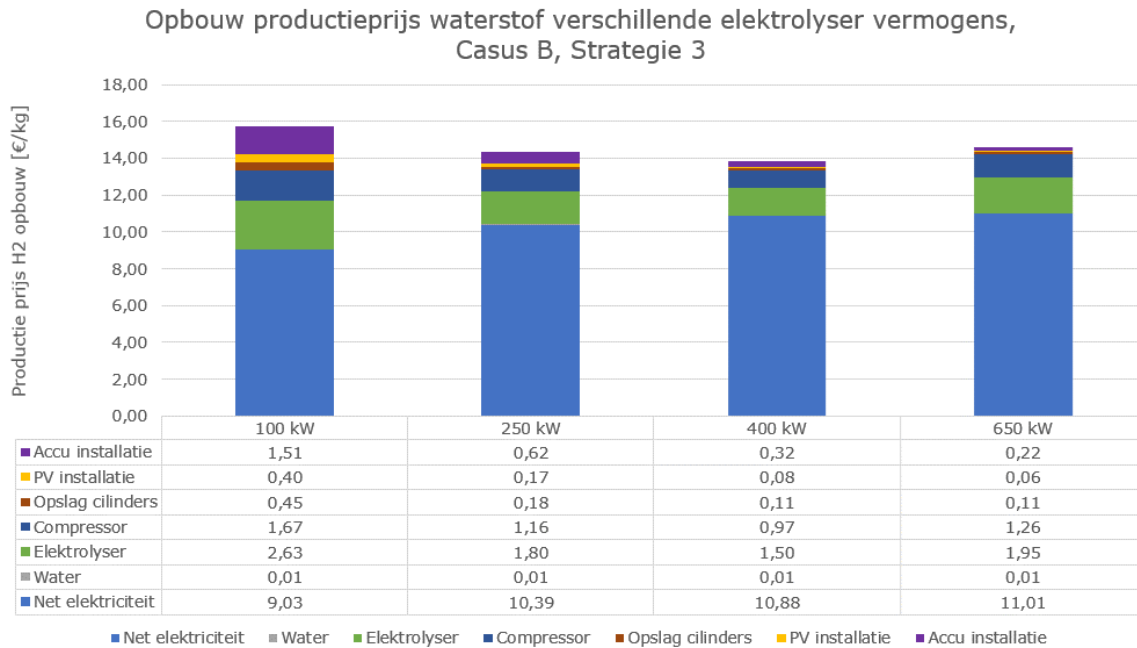
Tabel 6.6 Resultaten berekeningen verschillende groottes elektrolyser, S3, Casus B.

Elektrolyser	100 kW	250 kW	400 kW	650 kW
Productieprijs waterstof	€15,71/kg	€14,34/kg	€13,86/kg	€14,61/kg
Waterstof geproduceerd	14.787 kg	36.968 kg/jaar	59.148 kg/jaar	60.952 kg/jaar
Vollasturen elektrolyser	8.760	8.760	8.760	5.555
Elektra uit PV+accu	181.478 kWh	187.216 kWh	152.656 kWh	106.843 kWh
Elektra uit Net	694.522 kWh	2.002.784 kWh	3.351.344 kWh	3.504.000 kWh
Percentage elektra uit wind+accu	21%	9%	4%	3%
Opslag H2 op locatie	300 kg	300 kg	300 kg	300 kg
Opslag H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Strategie	3	3	3	3

Voor strategie 3 is de productieprijs het hoogst bij een elektrolyser van 100 kW en het laagst bij een elektrolyser van 400 kW. Bij strategie 3 is te zien dat de elektriciteit die uit het net wordt ingekocht de grootste kostenpost is.

Verder valt op dat er bij er minder elektriciteit uit de PV installatie en accu installatie naar de elektrolyser gaat naar mate de elektrolyser groter wordt gedimensioneerd. Dit komt doordat een grotere elektrolyser ook een grotere compressor vraagt. Het model is zo opgebouwd dat de elektriciteit van de wind en accu installatie in eerste instantie naar deze compressor gaat en het deel dat over is gaat naar de elektrolyser. Een grotere compressor zorgt ervoor dat er minder elektriciteit uit de wind en accu installatie over is voor de elektrolyser.

Voor casus B is een productieprijs van €13,86/kg te realiseren, maar dan wordt er nog wel voor zo'n 96% elektriciteit uit het net gebruikt. Als er helemaal geen elektriciteit uit het net wordt gehaald is een productieprijs van €32,17/kg mogelijk. Mogelijk dat de kosten nog iets naar beneden te brengen zijn met optimalisatie berekeningen.

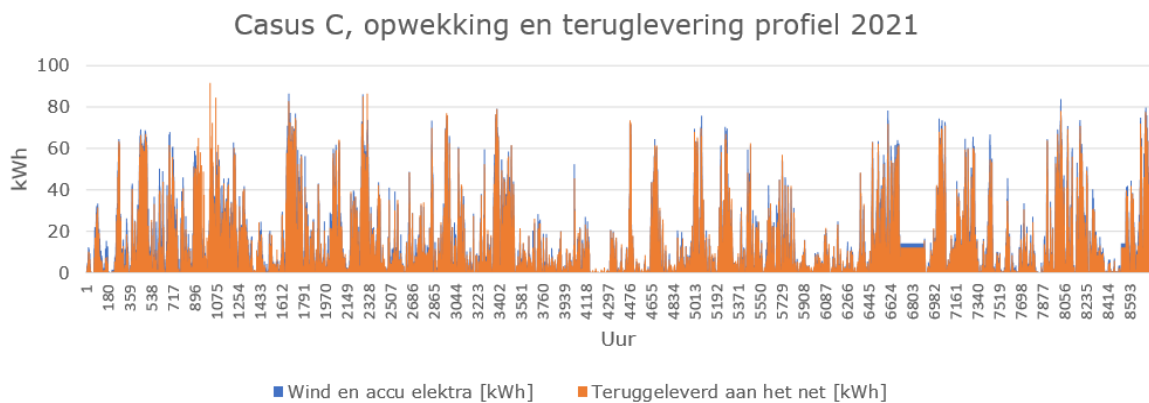


Figuur 6.7 Opbouw productieprijs H2 verschillende elektrolyser vermogens, Casus A, S3

6.1.3 Waterstofproductie praktijkcasus C

In deze paragraaf wordt praktijk casus C toegelicht. Het gaat hier om locatie waar een windmolen van 85 kW is geplaatst en een accu van 50 kW en 50 kWh. Er zijn kWh meters geplaatst bij de inkoop van het net, teruglevering aan het net, elektriciteit die van door de batterij is geleverd, elektriciteit die door de windmolen is opgewekt en hoeveelheid elektriciteit er op de locatie gebruikt is. Dit is per kwartier gemeten. Deze waarden zijn samengevoegd tot uurwaarden. De elektriciteit die terug op het net is gezet wordt gezien als hernieuwbare elektriciteit die beschikbaar zou zijn voor de elektrolyser. Deze elektriciteit is afkomstig van de windmolen en de accu. Uit de data is te herleiden hoeveel elektriciteit de windmolen in totaal heeft opgewekt en hoeveel elektriciteit er in totaal uit de accu is gekomen. Hierdoor is ook de fractie te bepalen van hernieuwbare energie (windmolen en accu) die terug is geleverd aan het net. Deze fractie wordt gebruikt om de afschrijving van de windmolen en de accu te verrekenen. Er ontbreekt van enkele uren data doordat de internetverbinding toen weg is gevallen. De data is niet aangevuld. Die data is aangevuld met de gemiddelde waarden van de overige data.

Zo is er een profiel geconstrueerd voor het jaar 2021 waarin per uur te zien is hoeveel energie er wordt teruggeleverd aan het net. Dit profiel, samen met hoeveel er in totaliteit is opgewekt, is te zien in Figuur 6.8.

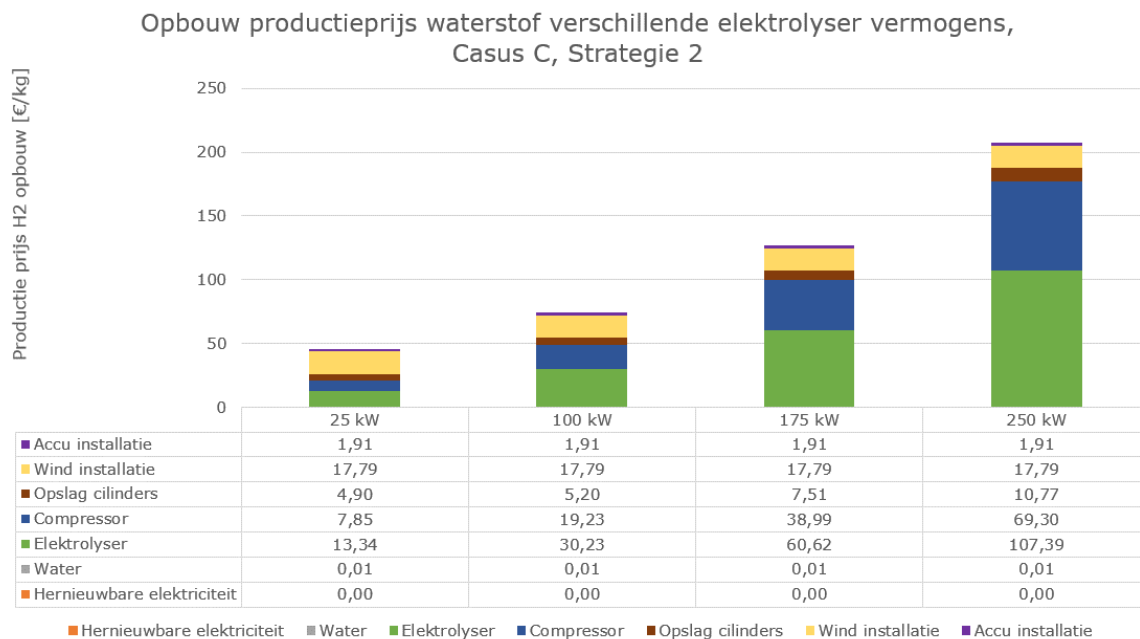


Figuur 6.8 Opwekking- en terugleveringsprofiel per uur in het jaar, casus C

Dit profiel is in het model ingevoerd. Alle energie die teruggeleverd zou worden aan het net wordt nu ter beschikking gesteld om waterstof mee op te wekken. Hierbij zijn er verschillende groottes van elektrolyser doorgerekend. In Tabel 6.7 zijn de resultaten van casus C te zien waarbij strategie 2 voor het aansturen van de elektrolyser is gebruikt en in Figuur 6.9 is de opbouw van de kostprijs te zien. Dezelfde berekeningen zijn gedaan met aansturingsstrategie 3 waarbij rekening wordt gehouden met de aansluiting van 100 kW. Deze resultaten zijn te zien in Tabel 6.8 en de opbouw van de productieprijs is te zien in Figuur 6.10.

Tabel 6.7 Resultaten berekeningen verschillende groottes elektrolyser, S2, Casus C.

Elektrolyser	25 kW	100 kW	175 kW	250 kW
Productieprijs waterstof	€45,79/kg	€74,35/kg	€126,83/kg	€207,16/kg
Waterstof geproduceerd	1.364 kg/jaar	1.287 kg/jaar	890 kg/jaar	621 kg/jaar
Vollasturen elektrolyser	3.233	1.287	301	147
Elektra uit wind+accu	80.818 kWh	76.237 kWh	52.702 kWh	36.778 kWh
Elektra uit Net	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh
Percentage elektra uit wind+accu	100%	100%	100%	100%
Opslag H2 op locatie	300 kg	300 kg	300 kg	300 kg
Opslag H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Strategie	2	2	2	2



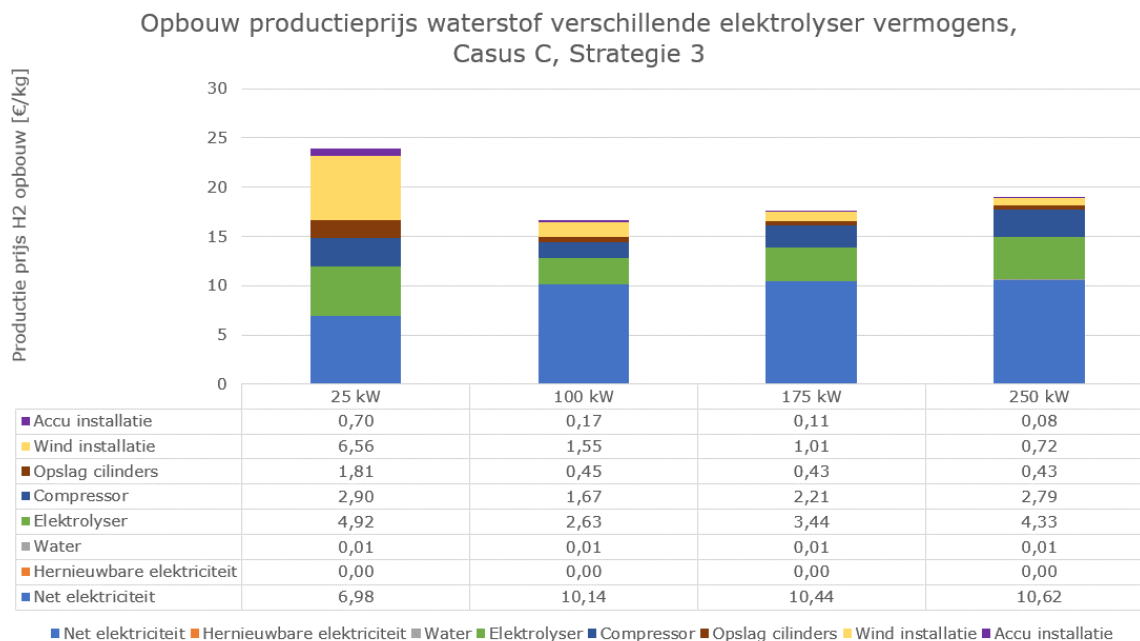
Figuur 6.9 Opbouw productieprijs H2 verschillende elektrolyser vermogens, Casus C, S2

Voor strategie 2 lopen de productiekosten op naarmate de elektrolyser groter wordt. De productieprijs wordt nagenoeg geheel opgebouwd door de afschrijvingskosten van de verschillende installaties. Doordat er minder vollasturen worden gedraaid (dan bij strategie 3), wordt er minder waterstof geproduceerd. De absolute afschrijvingskosten van de installaties blijven gelijk, dus de kosten per kg waterstof lopen dan op.

Voor strategie 3 is de productieprijs het hoogst bij een elektrolyser van 25 kW en het laagst bij een elektrolyser van 100 kW. Met uitzondering van de 25 kW elektrolyser is bij strategie 3 te zien dat de grootste kostenpost de elektriciteit die uit het net wordt ingekocht is.

Tabel 6.8 Resultaten berekeningen verschillende groottes elektrolyser, S3, Casus C.

Elektrolyser	25 kW	100 kW	175 kW	250 kW
Productieprijs waterstof	€23,89/kg	€16,62/kg	€17,64/kg	€18,97/kg
Waterstof geproduceerd	3.697 kg	14.787 kg/jaar	15.677 kg/jaar	15.408 kg/jaar
Vollasturen elektrolyser	8.760	8.760	5.307	3.651
Elektra uit wind+accu	80.818 kWh	76.237 kWh	52.702 kWh	36.778 kWh
Elektra uit Net	138.182 kWh	799.763 kWh	876.000 kWh	876.000 kWh
Percentage elektra uit wind+accu	37%	9%	6%	4%
Opslag H2 op locatie	300 kg	300 kg	300 kg	300 kg
Opslag H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Strategie	3	3	3	3



Figuur 6.10 Opbouw productieprijs H2 verschillende elektrolyser vermogens, Casus C, S3

Verder valt op dat er bij er minder elektriciteit uit de wind en accu installatie naar de elektrolyser gaat naar mate de elektrolyser groter wordt gedimensioneerd. Dit komt doordat een grotere elektrolyser ook een grotere compressor vraagt. Het model is zo opgebouwd dat de elektriciteit van de wind en accu installatie in eerste instantie naar deze compressor gaat en het deel dat over is gaat naar de elektrolyser. Een grotere compressor zorgt ervoor dat er minder elektriciteit uit de wind en accu installatie over is voor de elektrolyser.

Voor casus C is een productieprijs van €16,62/kg te realiseren, maar dan wordt er nog wel voor zo'n 91% elektriciteit uit het net gebruikt. Als er helemaal geen elektriciteit uit het net wordt gehaald is een productieprijs van €45,79/kg mogelijk. Mogelijk dat de kosten nog iets naar beneden te brengen zijn met optimalisatie berekeningen.

6.2 Praktijkcasussen waterstofgebruik, Casus A

In deze paragraaf wordt in gegaan op het produceren van waterstof om een waterstofwerktuig te kunnen voorzien van waterstof. Er wordt gekeken naar een trekker en naar een heftruck. Van beide werktuigen is bij vestiging van WUR-Open Teelten te Lelystad het dieselgebruik gemonitord. Deze data wordt gebruikt om de te verwachten waterstofbehoefte te berekenen. Voor het produceren van waterstof wordt hetzelfde opwekkingsprofiel gebruikt als in hoofdstuk 6.1.

Er wordt gekeken naar de variant waarbij er zelf waterstof wordt geproduceerd voor het eigen gebruik. Daarnaast kan overtollige waterstof worden verkocht. In deze casussen wordt ervan uitgegaan dat op het terrein van de ondernemer een waterstof vulpunt is geplaatst, waarbij een voorraad waterstof aanwezig is. Deze voorraad zou gemakkelijk aangevuld kunnen worden door inkoop van waterstof in druk cilinders.

Voor de aansturingsstrategie van de elektrolyser in deze casussen wordt uitgegaan van strategie 1 (elektrolyser draait jaarrond op vollast) omdat deze strategie resulteert in de laagste waterstofproductiekosten en dus de meest gunstige businesscase. Vandaaruit kan nuance aangebracht worden met andere strategieën.

De hoeveelheid waterstofopslag op locatie wordt zo gedimensioneerd dat de onderneming jaarrond kan worden voorzien van eigen geproduceerde waterstof. Dat betekent dat de piek in het oogstseizoen

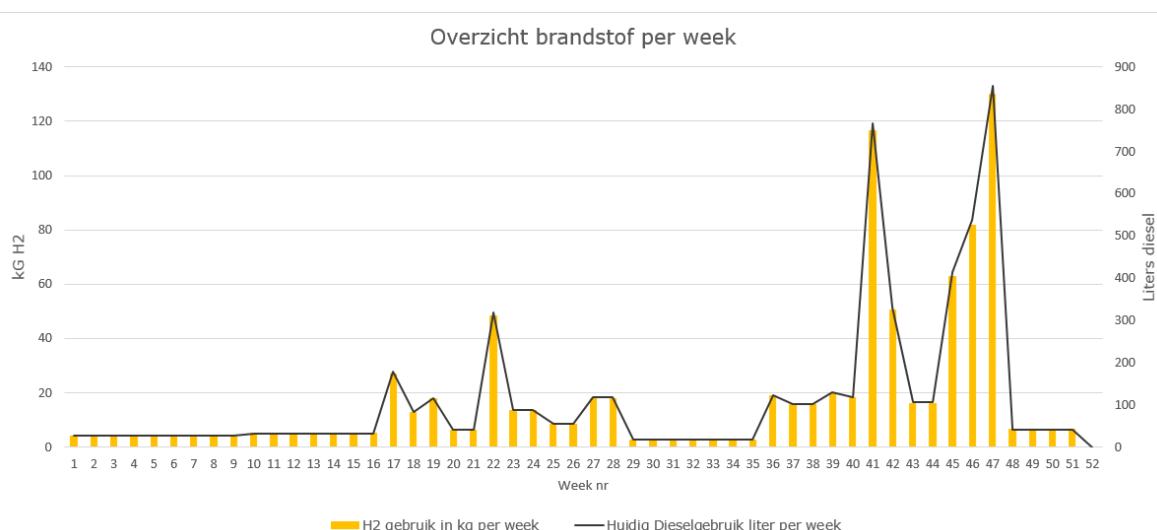
leidend is voor de grootte van de opslag en dat de rest van het jaar te veel waterstof wordt geproduceerd die aan een gashandelaar (of de H2Milkrun) kan worden verkocht.

Hoewel een waterstofftrekker en een waterstof heftruck doorgaans een tank heeft met 300 bar wordt er toch vanuit gegaan dat de waterstof lokaal op 500 bar wordt opgeslagen. Op die manier is uitwisseling met het H2Milkrun voertuig goed mogelijk. Daarnaast zijn waterstof dispensers die enkel op 300 bar vullen commercieel niet breed beschikbaar. Dikwijls zijn die in combinatie met 700 bar beschikbaar, waardoor de kosten erg oplopen. Een dispenser van 500 bar is beter beschikbaar tegen lagere kosten.

Voor het vaststellen van de waterstofbehoefte van een waterstofftrekker en een waterstofheftruck is het dieselgebruik gemonitord van de werktuigen die worden gebruikt voor landbouwwerkzaamheden bij WUR-Open Teelten in Lelystad. Het betreft een trekker van 155 pk (of 115 kW), die is ingezet voor werkzaamheden zoals het poten van aardappelen, rooien van aardappelen, frezen van rijen of het ploegen met een 4-schaar, en een 3,5 ton heftruck. Bij het monitoren worden alle tankbeurten bijgehouden. Het kan voorkomen dat er niet elke week wordt getankt. Indien het tijdsbestek langer is dan een week wordt het dieselgebruik evenredig over die langere periode verdeeld. Aan het dieselvebruik is een verwacht waterstofgebruik te koppelen door de conversiefactor toe te passen die in hoofdstuk 3 al benoemd is.

6.2.1 Waterstofftrekker, eigen waterstofproductie + verhandelen waterstof

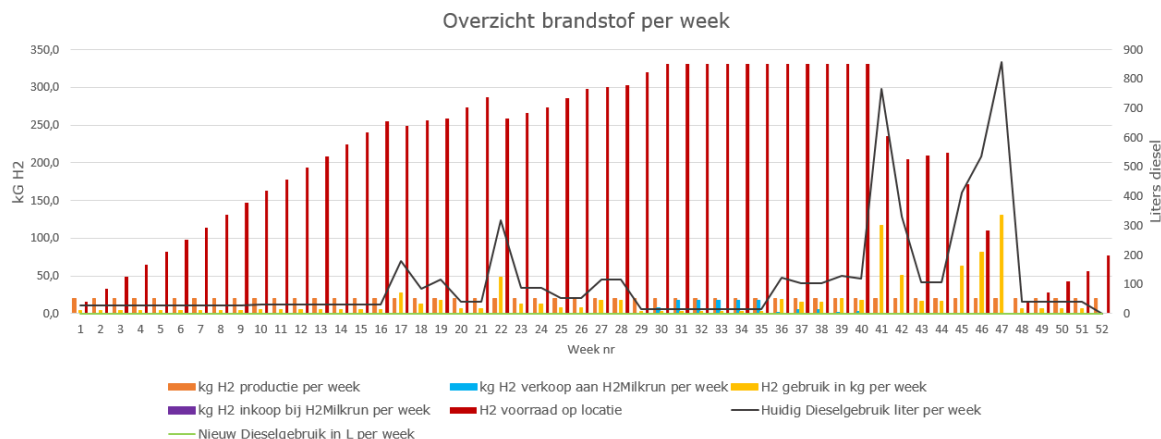
In Figuur 6.11 is het gemonitorde dieselvebruik en de verwachte waterstofbehoefte van de trekker te zien.



Figuur 6.11 Gemonitord dieselvebruik en verwachte waterstofgebruik tractor

Er is per week gemiddeld 17 kg waterstof nodig, en in totaal 874 kg. Een van de kleinste elektrolyzers die commercieel beschikbaar zijn is de 2,4 kW elektrolyser van Enapter. Deze elektrolyser heeft een productie capaciteit van 6,8 kg waterstof per week. De elektrolyser is groter te dimensioneren door meerdere modules van 2,4 kW op te nemen in de elektrolyser. In dit geval wordt dus uitgegaan van drie modules waarmee een totaal van 7,2 kW wordt geplaatst. Hiermee wordt 20,4 kg waterstof per week geproduceerd.

In het oogstseizoen is er maximaal 130 kg waterstof in één week nodig. Echter, over de oogstweken verspreid is er meer dan 130 kg nodig. Met het model is berekend dat er 331 kg waterstof opslag op locatie nodig is om de trekker jaarrond te voorzien van eigen geproduceerde waterstof. Indien de elektrolyser altijd op vollast draait (strategie 1) dan zien de waterstofstromen er uit als in Figuur 12 weergegeven.



Figuur 6.12 Diverse waterstofstromen bij waterstofftrekker, 331 kg opslag 7,2 kW elektrolyser, S1

In de eerste weken loopt de waterstofvoorraad op locatie op doordat er nauwelijks waterstofverbruik is. In week 30 tot en met 40 kan er een relatief kleine hoeveelheid waterstof worden verkocht aan een mobiel waterstoftankstation. In week 47 is de piek van het waterstofgebruik te zien. In deze week is de waterstofvoorraad ook op. Vanaf week 48 wordt de voorraad weer aangevuld.

Er is al gebleken dat de businesscases gunstiger worden met grotere elektrolyzers. De businesscases zijn met elektrolyzers van 7,2 kW, 100 kW, 300 kW en 500 kW doorgerekend. In principe zijn alle businesscases positief te krijgen als de waterstof die verkocht kan worden maar voor de juiste prijs wordt verkocht. In sommige gevallen zal die verkoopprijs alleen niet reëel zijn. Dit is wel doorgerekend om een beeld te krijgen van de prijzen bij bepaalde dimensies van de installaties. In Tabel 6.9 zijn de resultaten van de berekeningen te zien.

Tabel 6.9 Resultaten berekeningen waterstof trekker diverse elektrolyzers, Casus A, S1

Elektrolyser	7,2 kW	100 kW	300 kW	500 kW
PV installatie	1.400 kWp	1.400 kWp	1.400 kWp	1.400 kWp
Wind installatie	-	-	-	-
Accu installatie	-	-	-	-
Opslagdruk H2 op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Opslag H2 op locatie	331 kg	331 kg	331 kg	331 kg
Waterstofdispenser op locatie	500 bar	500 bar	500 bar	500 bar
Productiekosten H2	€29,13/kg	€13,30/kg	€12,07/kg	€11,97/kg
Percentage elektra uit PV	38%	32%	25%	20%
Waterstofbehoefte per jaar	874 kg	874 kg	874 kg	874 kg
Waterstof geproduceerd per jaar	1.065 kg	14.787 kg	44.361 kg	73.935 kg
Waterstof ingekocht per jaar	0 kg	0 kg	0 kg	0 kg
Waterstof verkocht per jaar	111 kg	13.582 kg	43.156 kg	72.730 kg
Meerkosten per jaar indien H2 verkocht voor productieprijs	€29.683/jaar	€17.935/jaar	€16.451/jaar	€16.330/jaar
Benodigde verkoopprijs H2 voor positieve businesscase	€296,17/kg	€14,62/kg	€12,45/kg	€12,19/kg

De resultaten van deze praktijkcasus zijn in lijn met de resultaten in hoofdstuk 5. Hierbij geldt dan wel dat hier strategie 1 is toegepast, waarbij de elektrolyser altijd aanstaat.

Ook hier wordt de situatie nogmaals doorgerekend met een elektrolyser die ten minste 7000 vollasturen maakt (strategie 4) omdat dat een reëler beeld geeft. Hierbij wordt alleen de situatie met een 500 kW elektrolyser doorgerekend omdat die de meeste gunstige businesscase heeft.

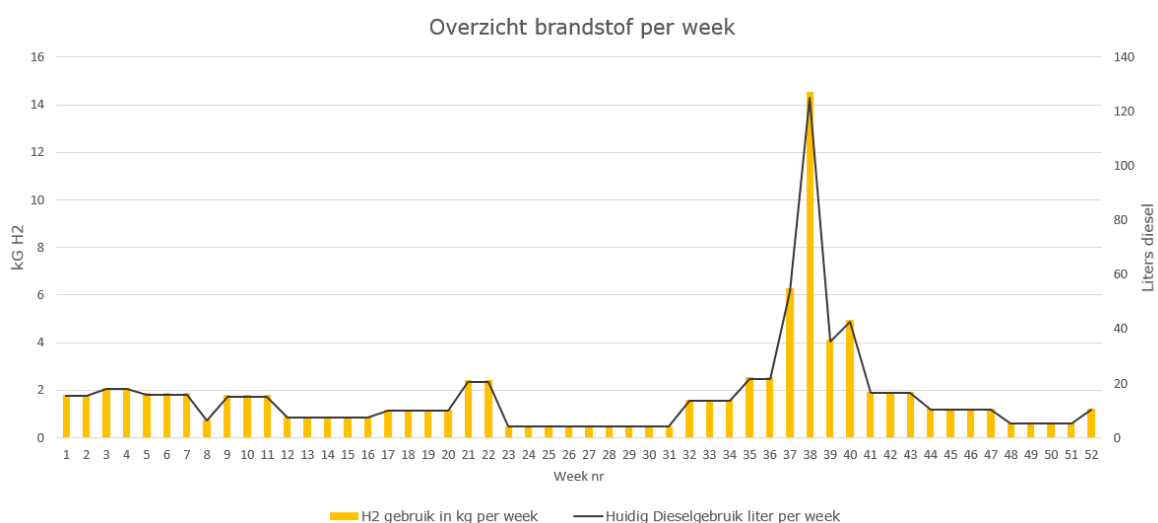
Tabel 6.10 Resultaten berekeningen waterstof trekker 500 kW elektrolyser, Casus A, S4 – 7000 vollasturen

Elektrolyser	500 kW
PV installatie	1.400 kWp
Wind installatie	-
Accu installatie	-
Opslagdruk H2 op locatie	500 bar
Opslag H2 op locatie	331 kg
Waterstofdispenser op locatie	500 bar
Productiekosten H2	€12,05/kg
Percentage elektra uit PV	25%
Waterstofbehoefte per jaar	874 kg
Waterstof geproduceerd per jaar	59.081 kg
Waterstof ingekocht per jaar	0 kg
Waterstof verkocht per jaar	57.876 kg
Meerkosten per jaar indien H2 verkocht voor productieprijs	€16.424/jaar
Benodigde verkoopprijs H2 voor positieve businesscase	€12,33/kg

Uit de resultaten blijkt dat er een positieve businesscase mogelijk is met waterstofverkoopprijs van €12,39/kg. Dit geldt voor casus A (WUR Open Teelten te Lelystad) met een waterstoftrekker, met een PV installatie van 1.400 kWp en een 500 kW elektrolyser.

6.2.2 Waterstofheftruck, eigen waterstofproductie + verhandelen waterstof

In Figuur 6.13 is het gemonitorde dieselverbruik en de verwachte waterstofbehoefte te zien van de heftruck.



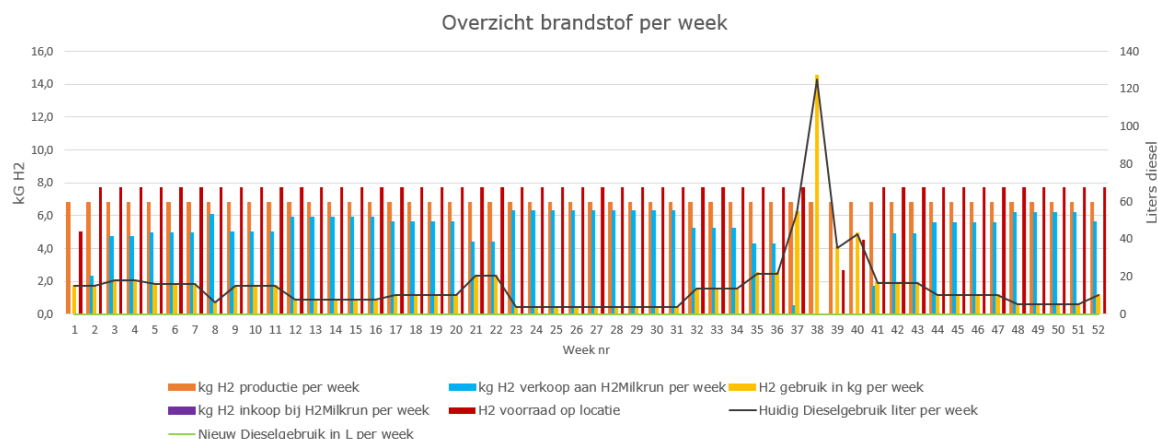
Figuur 6.13 Gemonitord dieselverbruik en verwachte waterstofgebruik heftruck

Er is per week gemiddeld 1,76 kg waterstof nodig, en in totaal 91,6 kg. Een van de kleinste elektrolyzers die commercieel beschikbaar zijn is een 2,4 kW elektrolyser van Enapter. Deze elektrolyser heeft een productie capaciteit van 6,8 kg waterstof per week.

Voor de hoeveelheid waterstof opslag op locatie zijn er, net als bij de waterstoftrekker, twee mogelijkheden. De eerste is dat de opslag zo groot wordt gedimensioneerd dat de heftruck jaarrond kan worden voorzien van eigen geproduceerde waterstof. Dat betekent dat de piek in het oogstseizoen leidend is voor de grootte van de opslag en dat de rest van het jaar te veel waterstof wordt geproduceerd die aan een mobiel tankstation kan worden verkocht. De andere mogelijkheid is dat de opslag zo groot wordt gedimensioneerd dat deze alleen tijdens het oogstseizoen niet toereikend is,

maar de rest van het jaar wel. In het oogstseizoen moet dan waterstof bij een mobiel tankstation worden ingekocht.

Er wordt ca. 6,8 kg waterstof per week geproduceerd. In het oogstseizoen is er maximaal 14,5 kg waterstof nodig. Gezien er in die piekweek ook 6,8 kg waterstof geproduceerd kan worden is er dan voor een opslag van $14,5 - 6,8 = 7,7$ kg nodig. Indien de elektrolyser altijd op vollast draait (strategie 1) dan zien de waterstofstromen er uit als in Figuur 6.14 weergegeven.



Figuur 6.14 Diverse waterstofstromen bij waterstofheftruck, 7,7 kg opslag 2,4 kW elektrolyser, S1

In week 38 is de piek van het gebruik te zien en is de waterstofvoorraad precies op. Vanaf week 39 wordt de waterstofvoorraad weer opgebouwd en kan er ook weer waterstof worden verkocht aan een mobiel tankstation of andere gashandelaar.

In de vorige paragraaf bleek dat voor een trekker een elektrolyser van minimaal 7,2 kW nodig is. Daarnaast zijn ook elektrolyser van 100 kW, 300 kW en 500 kW doorgerekend. De elektrolyser van 2,4 kW is wat dat betreft van vergelijkbare schaalgrootte als die van 7,2 kW. Daarmee zullen de nieuwe berekeningen ook niet tot nieuwe inzichten leiden. Voor deze casus wordt daarom alleen een 2,4 kW en 500 kW elektrolyser met minimaal 7000 vollasturen doorgerekend. In Tabel 6.11 zijn de resultaten van de berekeningen te zien.

Tabel 6.11 Resultaten berekeningen waterstof heftruck diverse elektrolyzers, Casus A, S4 – 7000 vollasturen

Elektrolyser	2,4 kW	500 kW
PV installatie	1.400 kWp	1.400 kWp
Wind installatie	-	-
Accu installatie	-	-
Opslagdruk H2 op locatie	500 bar	500 bar
Opslag H2 op locatie	7,7 kg	7,7 kg
Waterstofdispenser op locatie	500 bar	500 bar
Productiekosten H2	€41,87/kg	€11,92/kg
Percentage elektra uit PV	49%	25%
Waterstofbehoefte per jaar	92 kg	92 kg
Waterstof geproduceerd per jaar	284 kg	59.081 kg
Waterstof ingekocht per jaar	0 kg	0 kg
Waterstof verkocht per jaar	182 kg	58.979 kg
Meerkosten per jaar indien H2 verkocht voor productieprijs	€12.843/jaar	€10.048/jaar
Benodigde verkoopprijs H2 voor positieve businesscase	€109,47/kg	€12,09/kg

Uit de resultaten blijkt dat er een positieve businesscase mogelijk is met waterstofverkoopprijs van €12,09/kg. Dit geldt voor casus A (WUR Open Teelten te Lelystad) met een waterstofheftruck, met een PV installatie van 1.400 kWp en een 500 kW elektrolyser.

7 Conclusie

In dit onderzoek zijn diverse onderzoeksvragen opgesteld om antwoord te kunnen geven op de hoofdvraag:

Is het produceren en verhandelen van waterstof met het H2Milkrun voertuig, of het gebruiken van waterstof in de bedrijfsvoering van de land- en akkerbouw, technisch en economisch haalbaar?

Deze hoofdvraag wordt beantwoord door de verschillende deelvragen te beantwoorden:

- Hoe past het opwekken van waterstof in de energiemix van een landbouwbedrijf, wat is een passende dimensionering van de waterstofproductie installaties op een landbouwbedrijf en hoe sluit dat aan bij de behoefte van het mobiele waterstof tank voertuig?
- Hoe ziet de businesscase eruit voor een agrarisch ondernemer voor het opwekken en verkopen van waterstof?
- Hoe ziet de businesscase eruit voor een agrarisch ondernemer voor het opwekken en gebruiken van waterstof in de bedrijfsvoering?

De H2Milkrun is ontwikkeld zodat partijen kortstondig een waterstofvoertuig uit kunnen proberen zonder dat hiervoor ook een waterstofinfrastructuur op het eigen terrein gerealiseerd hoeft te worden. De H2Milkrun moet ruim met waterstof worden voorzien. Op het moment dat er verschillende boeren in eenzelfde omgeving waterstofvoertuigen uit willen proberen dan kunnen die gelijktijdig gebruik maken van de H2Milkrun service. Het H2Milkrun voertuig moet dan ook ergens worden voorzien van waterstof. Hier kan een agrarisch ondernemer een rol vervullen als waterstof producent middels elektrolyse. Ook als de H2Milkrun niet structureel in het gebied dienst doet kan de agrarisch ondernemer ook nog waterstof verhandelen met een gashandelaar.

Het blijkt dat een zo groot mogelijke elektrolyser, zo veel mogelijk vollasturen van een elektrolyser, zo veel mogelijk PV panelen, geen kleinschalige windmolens en geen accu zorgt voor de laagste productiekosten van waterstof. Doordat er het liefst zo veel mogelijk vollasturen worden gemaakt wordt hierbij veel elektriciteit uit het openbare net gebruikt voor de productie van waterstof. Hierbij is de grootte van de netaansluiting bepalend voor de grootte van de elektrolyser. Indien enkel gebruik gemaakt wordt van de (overtollige) hernieuwbaar opgewekte energie op het eigen terrein worden de productiekosten fors hoger doordat de afschrijving van apparatuur per kg geproduceerde waterstof dan toeneemt. Hierdoor blijft bij deze strategie (strategie 2) een sluitende business case nog buiten beeld, zeker indien voor deze groene waterstof geen aparte markt gevonden kan worden.

De insteek van de productie van waterstof kan op verschillende manieren worden benaderd. De productie van waterstof met elektriciteit uit het elektriciteitsnet is goedkoper dan wanneer het alleen met lokale hernieuwbare energiebronnen gebeurt. Echter, als aanspraak op de SDE++ subsidie (anno 2022) gemaakt wil worden dan mogen er maximaal 4200 vollasturen worden gemaakt als de installatie aan het elektriciteitsnet is gekoppeld, en maximaal 6154 vollasturen als het een installatie betreft met enkel lokale hernieuwbare energiebronnen (zoals met strategie 2) (Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, 2022). Door deze randvoorwaarden kan de insteek van waterstofproductie veranderen waardoor wellicht toch eerder wordt gekozen voor strategie 2, waarbij geen gebruik wordt gemaakt van het elektriciteitsnet en er sprake is van 100% groene waterstof.

Daarnaast kan het concept van CO₂-emissierechten en -handel ook het perspectief verschuiven. Als boeren hun eigen waterstof produceren en daarmee hun CO₂-emissieloze werktuigen aandrijven dan kunnen ze carbon credits verkopen waardoor er een extra inkomstenbron wordt gegenereerd. Gautam et al. (2020) hebben een soortgelijk principe onderzocht, maar dan in het geval dat dieselpompen worden vervangen met zon aangestuurde irrigatie pompen in India. In dit onderzoek wordt aangegeven dat door de besparing van 184,13 miljoen liter diesel 4.78.733,46 carbon credits kunnen worden verkocht voor ca. 19 tot 38 miljoen dollar. Dergelijke scenario's stimuleren om geen CO₂ uitstoot te veroorzaken. Indien het produceren van waterstof met elektriciteit van het net gebeurt, en

daar ook CO₂ uitstoot aan wordt toegerekend, dan stimuleert dit om eerder gebruik te maken van hernieuwbare energiebronnen.

De H2Milkrun heeft een inhoud van 259 kg. Om die 259 kg waterstof dagelijks te kunnen voorzien is een elektrolyser van ca. 800 kW nodig. Voor zo'n grote elektrolyser is een aansluiting van ca. 3x1200 Ampère nodig. Er zijn maar weinig, als niet geen, boerenbedrijven die zo'n aansluiting hebben. Een andere mogelijkheid is om met meerdere kleinere elektrolyzers bij verschillende partijen waterstof te produceren, bijvoorbeeld vier elektrolyzers van 200 kW. Hiervoor is een aansluiting van 3x300 Ampère nodig. Die aansluiting is fors, maar meer reëel. Met deze oplossing kan voor ca. €12,79/kg waterstof geproduceerd worden (met 300 kWp PV panelen, opslag op 500 bar en 7300 gewenst vollasturen). Er kan ook waterstof geproduceerd worden voor de reguliere gashandelaar. Daarvoor gelden dezelfde principes.

Verder kan een agrarisch ondernemer een deel van de opgewekte waterstof zelf ook gebruik in de bedrijfsvoering. Echter, als een elektrolyser zo gedimensioneerd wordt dat deze precies in de waterstofbehoefte van een trekker of heftruck voorziet, dan wordt deze dermate klein (7,2 kW en 2,4 kW respectievelijk) dat de investeringskosten van de elektrolyser en compressor relatief hoog worden. Derhalve lijkt het meer haalbaar om de focus te leggen op het produceren van waterstof en dit met een winstmarge verkopen om daarmee de meerkosten te dekken die gemaakt worden ten opzichte van een conventionele diesel situatie. Hierbij kan dan een klein deel van de waterstof niet worden verkocht om zelf te gebruiken in de agrarische werkzaamheden (voor een trekker of heftruck). Het is afhankelijk van een specifiek bedrijf hoe de verkoopprijs van waterstof zal uitvallen. In het geval van een 500 kW elektrolyser, 7000 vollasturen, 800 kWp PV panelen zal de verkoopprijs rond de €13/kg waterstof liggen bij een te vervangen dieselhoeveelheid van 15.493 liter per jaar. In het geval van een 500 kW elektrolyser, 7000 vollasturen, 1.400 kWp PV panelen zal de verkoopprijs rond de €11,60/kg waterstof liggen bij een te vervangen dieselhoeveelheid van 5.754 liter per jaar c.q. de hoeveelheid van een trekker. De kanttekening hierbij blijft dat de netaansluiting toereikend moet zijn voor de elektrolyser om een minimaal aantal vollasturen te maken. Andere onderzoeken vermelden vergelijkbare productiekosten van waterstof (Micena et al., 2020; Minutillo et al., 2021; Viktorsson et al., 2017).

In deze gevallen wordt er veel waterstof geproduceerd en verkocht. Een klein deel wordt voor eigen gebruik gereserveerd. Doordat het eigen gebruik slechts een klein deel is kan er ook makkelijk worden opgeschaald omdat er gemakkelijk een tweede waterstofwerktuig aangeschaft kan worden. Het tweede waterstofwerktuig zal nog steeds een klein deel van de waterstof gebruiken waardoor de focus blijft liggen op het produceren van waterstof en dit met een winstmarge verkopen. Alle apparatuur en componenten zijn dan al aanwezig op het terrein van de ondernemer. Mogelijk dat alleen de opslag van waterstof iets uitgebreid moet worden.

8 Discussie

8.1 Opbouw model

Dit onderzoek is hoofdzakelijk uitgevoerd met een model. Dit model is opgezet onder bepaalde aannames. Die aannames veroorzaken evident bepaalde uitkomsten. Zo kan de productieprijs van waterstof hoger worden als er een hogere elektriciteitsprijs wordt aangehouden. Anno 2022 variëren veel prijzen. De energiekosten zijn bijvoorbeeld erg veel gestegen in begin 2022 ten opzichte van 2021. Dat heeft ook zijn effect op de investeringskosten van componenten. Daar is immers ook energie nodig voor fabricage. In het model zijn de invoerparameters voor investeringskosten op basis van literatuur zo goed mogelijk ingeschat. De invoerparameters voor diesel- en elektriciteitsprijzen zijn variabel en kunnen gemakkelijk aangepast worden. In dit onderzoek is uitgegaan van de prijzen ten tijde van de berekeningen. De berekeningen zijn in mei en juni 2022 uitgevoerd. Ten tijde van publicatie kunnen die prijzen dus al verschillen.

In het model wordt alleen waterstof als waarde product doorgerekend. Echter, bij het elektrolyse proces komen ook zuurstof en warmte vrij. Als die twee componenten vermarkt worden dan zouden de productiekosten van waterstof lager uit vallen.

Uit berekeningen van het model blijkt dat een elektrolyser met meer vermogen de productiekosten voor waterstof naar beneden brengt. Voor een grotere elektrolyser is echter ook vaak een grotere net aansluiting nodig. De kosten voor een grotere net aansluiting zijn niet verrekend in de productieprijs. Indien dit nodig is kunnen de kosten hoger uitvallen.

Verder is in dit model geen onderscheid gemaakt tussen een AEM en PEM elektrolyser en de gepaarde investeringskosten. Over het algemeen worden AEM elektrolyzers goedkoper ingeschat dan PEM elektrolyzers. Echter, dit gebeurt dan vaak voor grotere elektrolyzers. Golling et al. (2019) geven bijvoorbeeld een range van €800-€1500/kW voor AEM elektrolyzers en €900-€1850/kW voor PEM elektrolyser, waar de elektrolyse projecten die worden aangehaald hebben een schaal van 1MW tot 10 MW. Verder is de spreiding van de data die in veel onderzoeken wordt aangehaald erg groot. In het onderzoek van Thema et al. (2019) bijvoorbeeld is de maximale CAPEX data punt van een elektrolyser ca. €3000/kW en de minimale CAPEX data punt ca. €300/kW. Daarmee kan de CAPEX van een elektrolyser ook nog sterk variëren. In dit onderzoek is zo goed mogelijk de schaal van de elektrolyser verwerkt in de CAPEX. Daarbij is er geen onderscheid gemaakt tussen AEM en PEM elektrolyzers. Dat versimpelt het model en het extra inzicht bij een onderscheid in dit model zou beperkt zijn.

De positieve businesscases met betrekking waterstofgebruik op een agrarisch bedrijf die uit dit rapport vloeien staan met een productieprijs van waterstof rond de €13/kg en een verkoopprijs die iets hoger ligt dan dat. Deze waarde is vergelijkbaar met andere onderzoeken. Minutillo et al. (2021) hebben een onderzoek waarin ze een prijs tussen de €9,29/kg en €12,48/kg waterstof uit komen. Hierbij is een elektrolyser van 236 kW en 472 kW onderzocht. Voor deze elektrolyser kosten zijn vervolgens €1100/kW investeringskosten gerekend. Hierin is niet meegenomen dat kleinere schaal elektrolyzers naar verhouding duurder worden. Verder is in het onderzoek van Minutillo et al. (2021) gerekend met 12,9 cent per kWh voor elektriciteit uit het net, of minder. Daardoor liggen de kosten lager dan in dit onderzoek.

Viktorsson et al. (2017) hebben een productieprijs van €13,9/kg berekend. Deze prijs is berekend bij een 156 kW elektrolyser, 450 bar en 50 kg opslag. Verder blijkt ook uit het onderzoek van Viktorsson et al. (2017) dat net elektriciteit de grootste kostenpost is en is er gerekend met 9 cent per kWh voor elektriciteit uit het net. Deze productiekosten liggen in dezelfde ordegrootte als de productiekosten van waterstof die in dit onderzoek zijn berekend. Micena et al. (2020) hebben een productieprijs van \$13,55 berekend bij een elektrolyser van 59 kW en een productieprijs van \$8,96/kg bij een elektrolyser van 554 kW. In het onderzoek van Micena et al. (2020) is het niet geheel duidelijk met welke stroomprijs er is gerekend, maar er wordt een gemiddelde stroomprijs van 10 dollarcent aangehaald. Daardoor kunnen de productiekosten wat lager liggen dan in dit onderzoek.

Gallardo et al. (2021) hebben een productieprijs tussen de \$2,20/kg en \$4,97/kg voor waterstof in het jaar 2018 berekend in Chili. Hierbij zijn er verschillende scenario's doorgerekend met PV installaties. Er is gekeken naar directe voeding door de PV installaties en naar indirecte voeding door PV installaties. Bij indirecte voeding is er sprake van een netaansluiting voor de elektrolyser en een energie contract waarmee de aanvoer van energie met een bepaald vermogen voor een bepaalde periode met een bepaalde elektriciteitsprijs wordt verzekerd. In het onderzoek is zo'n contract gekoppeld aan een PV installatie door de elektriciteitstoevoer gedurende zonuren te verzekeren (tussen 08:00 en 18:00 uur). In deze scenario's variëren de elektriciteitsprijzen tussen de 2,1 dollar cent per kWh en 6,3 dollar cent per kWh. Daarnaast wordt er met een grote schaal gewerkt (>105 MW elektrolyser). De grote schaal en lage elektriciteitsprijzen veroorzaken evident een lagere productieprijs. Als in het model van dit onderzoek een elektrolyser van 100 MW, een stroomprijs van 2,1 dollar cent (dus 1,7 eurocent) wordt ingevoerd dan wordt er een productieprijs van €1,72/kg berekend.

Vergelijking met andere literatuur laat de validiteit van het opgebouwde rekenmodel zien. De resultaten die met het model worden berekend lijken betrouwbaar omdat er vergelijkbare resultaten in andere literatuur is gevonden.

De opbouw van het model voorspelt productieprijzen van waterstof vergelijkbaar met andere literatuur. De grootste kostenpost in de productieprijzen is ingekochte netstroom.

8.2 CO₂ beprijzing

In het model is ook de mogelijkheid opgenomen om CO₂ te beprijzen. Dat zal de businesscases ook beïnvloeden. In dit onderzoek is daar niet veel op ingegaan doordat deze optie ook tal van mogelijkheden biedt. Een elektrolyser die elektriciteit uit het net gebruikt veroorzaakt in het model ook CO₂ uitstoot doordat er wordt gerekend met 0,475 kg CO₂ emissie per kWh uit het net. Bij de overstap van diesel naar waterstof wordt er minder CO₂ uitgestoten. De grootte van de elektrolyser en de hoeveelheid elektriciteit die uit het net wordt gehaald beïnvloedt de businesscase weer op eigen manier. Zo wordt er bij het vervangen van een dieseltrekker ca. 15 ton CO₂ bespaard, maar met de elektrolyser van 500 kW en 7000 vollasturen wordt er ca. 1.200 ton CO₂ uitgestoten (praktijkcasus A). Deze uitstoot hangt sterk samen met de bronnen van elektriciteit opwekking en allocatie van de CO₂ uitstoot.

In het model wordt de CO₂ uitstoot berekend ten gevolge van de waterstofproductie. Dit komt door elektriciteit uit het net. Er wordt in het model vanuit gegaan dat de energiemix van onbekende afkomst is. Hier wordt een CO₂ emissie factor aan gekoppeld. Ook voor het gebruik van werktuigen wordt de CO₂ uitstoot berekend. Als er meer waterstof wordt toegepast i.p.v. diesel gaat deze CO₂ uitstoot naar beneden.

Er zijn ook studies die CO₂ emissie toerekenen aan de productie van de opwekkingsfaciliteiten. Zo wordt in onderzoek van Schlömer et.al. (2014) een CO₂ emissie van 0,042 kg/kWh toegerekend aan elektriciteit uit PV panelen, vanwege de CO₂ emissie tijdens de productie van de PV panelen zelf. Dit zou ook voor diesel gedaan kunnen worden. Dan zouden de CO₂ emissies voor de productie van olieplatformen, olieschepen, vrachtwagens voor transport etc. ook berekend moeten worden. Op deze manier is de CO₂ uitstoot te vergelijken volgen het well-to-wheel principe. Er is bewust voor gekozen om niet volgens dit principe te vergelijken. In dit onderzoek wordt namelijk ook een kostprijs aan CO₂ emissie onderzocht. De eindgebruiker van de diesel zal in dat geval niet betalen voor de CO₂ emissie kosten die bij de productie van brandstof zijn gemaakt. Het zou wel kunnen dat de leverancier van brandstof de brandstofkosten verhoogd doordat de productiekosten verhoogd worden, maar in dat geval worden in het model de brandstofkosten zelf verhoogd.

In het geval dat de CO₂ uitstoot wordt toegekend aan de waterstofproducent dan kan het interessanter worden om alleen met eigen opgewekte hernieuwbare energie te rekenen, maar daarmee gaat het aantal vollasturen wel naar beneden. Dat veroorzaakt weer een hogere

productieprijzen van waterstof. In dit onderzoek is er niet ingegaan op deze dynamiek in het model omdat het onderzoek al vrij veelomvattend is. Dit kan een interessant onderwerp zijn voor toekomstig onderzoek.

8.3 Toepassing H2Milkrun voertuig

In dit onderzoek zijn verschillende businesscases doorgerekend. Hierbij is er hoofdzakelijk uitgegaan van het opwekken en verkopen van waterstof aan het H2Milkrun voertuig. Hierbij kan een klein deel van de opgewekte waterstof op het eigen terrein van de agrarisch ondernemer worden behouden voor het aandrijven van landbouwwerktuigen. Er is in dit onderzoek niet gekeken naar de mogelijkheid van de agrarisch ondernemer om enkel een waterstofwerktuig aan te schaffen en gebruik te maken van de H2Milkrun service om het werktuig te tanken. Dit is bewust gedaan omdat het H2Milkrun voertuig niet bedacht is om langdurig bedrijven van waterstof te voorzien. Het H2Milkrun voertuig is bedacht als transitie voertuig. Bedrijven kunnen voor een kortere periode een waterstofvoertuig uitproberen waarbij ze niet een langdurig en kostenintensief traject aan hoeven te gaan om de waterstof zelf op te wekken of een waterstof tankstation op eigen terrein te realiseren. Als de bedrijfsvoering op waterstof goed bevalt kan de ondernemer zelf bedenken hoe de waterstof infrastructuur eruit gaat zien. In theorie is het ook mogelijk om met de H2Milkrun de waterstof te blijven voorzien, maar waarschijnlijk zijn de kosten per kg waterstof dan hoger dan wanneer een ondernemer zelf de waterstof produceert (vanwege de afschrijving van de H2Milkrun vrachtwagen en leveringsdiensten).

Referenties

- Agrimatie, 2021. Arable Farms. Wageningen University and Research.
<https://www.agrimatie.nl/binternet.aspx?ID=11&bedrijfstype=11>
- Berenschot, 2018. "Elektronen en/of Moleculen: Twee transitiepaden voor een CO₂-neutrale toekomst."
- Bhandari, R., R.R. Shah, 2021. "Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany." *Renewable Energy*, no. 177: pp. 915-931.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.149>
- Blazquez-Diaz, C., 2019. "Techno-economic modelling and analysis of hydrogen fuelling stations." *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 44 (2): pp. 495-510.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.001>
- Camara, S., A.R. Bunsell, A. Thionnet, D.H. Allen, 2011. "Determination of lifetime probabilities of carbon fibre composite plates and pressure vessels for hydrogen storage." *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 36 (10): pp. 6031-6038. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.12.069>
- Carmo, M., D.L. Fritz, J. Mergel, D. Stolten, 2013. "A comprehensive review on PEM water electrolysis." *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 38 (12): pp. 4901-4934.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>
- CE Delft, 2018. "Waterstofroutes Nederland: Blauw, groen en import." Publicatienummer: 18.3K37.075
- CE Delft, 2021. "STREAM Goederenvervoer 2020: Emissies van modaliteiten in het goederenvervoer" Publicatienummer: 21.190235.011
- CE Delft, 2022. "Ketenemissies elektriciteit: Actualisatie elektriciteitsmix 2019". Publicatienummer: 22.210436.002
- Chang, C.C., P.C. Huang, J.S. Tu, 2019. "Life cycle assessment of yard tractors using hydrogen fuel at the Port of Kaohsiung, Taiwan." *Energy*, no. 189: 116222.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116222>
- Chowdhury, Md.S., K.S. Rahman, T. Chowdhury, N. Nuthammachot, K. Techato, Md. Akhtaruzzaman, S.K. Tiong, K. Sopian, N. Amin, 2020. "An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling." *Energy Strategy Reviews*, no. 27: 100431.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100431>
- Du, J., R. Noguchi, T. Ahamed, 2018. "Feasibility study of motor powered agricultural tractors based on physical and mechanical properties of energy sources". *Agricultural Information Research* no. 27 (2): pp. 14-27.
- Europese Commissie, 2006. "Mededeling van de commissie aan de raad, het Europees parlement, het Europees economisch en sociaal comité en het comité van de regio's: Thematische strategie voor bodembescherming."
- FCH JU, 2015. "Commercialisation of energy storage in Europe."
- Ferrero, D., M. Gamba, A. Lanzini, M. Santarelli, 2016. "Power-to-Gas Hydrogen: techno-economic assessment of processes towards a multi-purpose energy carrier." *Energy Procedia*, no. 101: pp. 50-57. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.007>
- Fleer, J., S. Zurmühlen, J. Badedda, P. Stenzel, J.F. Hake, D.U. Sauer, 2016. "Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve." *Energy Procedia*, no. 99: pp. 11-24. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.093>
- FME & TNO, 2020. "Elektrolyzers: Kansen voor de Nederlandse Maakindustrie. Regionale kansenkaart en aanbevelingen voor de ontwikkeling van een Nederlandse productieketen voor elektrolyzers."
- Gallardo, F.I., A.M. Ferrario, M. Lamagna, E. Bocci, D.A. Garcia, T. E. Baeza-Jeria, 2021. "A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan." *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 46 (26): pp. 13709-13728. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050>
- Gautam, Y., O.P. Singh, and P.K. Singh, 2020. "Economic and Environmental Benefits of Replacing Diesel Pumps with Solar Irrigation Pumps In Jaipur, Rajasthan." *International journal of agriculture*

- environment & biotechnology, no. 13 (4): pp. 469-474. <https://doi.org/10.30954/0974-1712.04.2020.12>
- Golling, C., R. Heuke, H. Seidl, J. Uhlig, 2019. "Roadmap Power to Gas - Component of an Integrated Energy Transition". Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), German Energy Agency. Berlin.
- Graves, A.R., J. Morris, L.K. Deeks, R.J. Rickson, M.G. Kibblewhite, J.A. Harris, T.S. Farewell, I. Truckle, 2015. "The total costs of soil degradation in England and Wales." *Ecological Economics* no. 119: pp. 399-413. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2015.07.026>
- Grisso, R., J. Perumpral, F. Zoz, 2007. "Spreadsheet for Matching Tractors and Drawn Implements." *Applied Engineering in Agriculture*, no. 23(3): pp. 259-265. DOI: 10.13031/2013.22678
- Hinkley, J., J. Hayward, R. McNaughton, R. Gillespie, A. Matsumoto, M. Watt, K. Lovegrove, 2016. "Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis." CSIRO, Australia.
- Hodges, A., A.L. Hoang, G. Tsekouras, K. Wagner, C.Y. Lee, G.F. Swiegers, G.G. Wallace, 2022. "A high-performance capillary-fed electrolysis cell promises more cost-competitive renewable hydrogen." *Nature communications*, no. 13: 1304. <https://doi.org/10.1038/s41467-022-28953-x>
- Instituut Fysieke Veiligheid, 2021. "Kennisbundel waterstof in de gebouwde omgeving". Arnhem.
- Keller, T., M. Sandin, T. Colombi, R. Horn, D. Or, 2019. "Historical increase in agricultural machinery weights enhanced soil stress levels and adversely affected soil functioning" *Soil & Tillage Research* no. 194 (2019): 104293. <https://doi.org/10.1016/j.still.2019.104293>
- Kovač, A., M. Paranos, D. Marciuš, 2021. "Hydrogen in energy transition: A review." *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 46 (16): pp. 10016-10035. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.256>
- Klimaatakkoord, 2019. Den Haag.
- KWIN-AGV, 2018. "Kwantitatieve Informatie Akkerbouw en Vollegrondsgroenteteelt", Wageningen University & Research, Business unit Open Teelten, PPO-publicatienummer 776, ISSN: 1571-3059
- Larson, G., 2021. "System concept for small-scale biological methanation using electrolysis and trickle bed reactor - with the aim of upgrading biogas to vehicle fuel quality". *Afstudeerscriptie Master of Science in Energy Systems*, Departement Energie en Technologie, Sveriges lantbruksuniversitet.
- Leeuwen, van, L.B., 2020. "Hydrogen or battery tractors: what potential for sustainable grape growing?" *IVES Technical Reviews, vine & wine*. <https://doi.org/10.20870/IVES-TR.2020.4381>
- Li, Q., H. Duan, M. Xie, P. Kang, Y. Ma, R. Zhong, T. Gao, W. Zhong, B. Wen, F. Bai, A.K. Vuppalladadiyam, 2021. "Life cycle assessment and life cycle cost analysis of a 40 MW wind farm with consideration of the infrastructure." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 138: 110499, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110499>
- Matute, G., J.M. Yusta, J. Beyza, L.C. Correias, 2021. "Multi-state techno-economic model for optimal dispatch of grid connected hydrogen electrolysis systems operating under dynamic conditions." *International Journal of Hydrogen Energy*, no 46 (2): pp. 1449-1460. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.019>
- Mauler, L., F. Duffner, W.G. Zeier, J. Leker, 2021. "Battery cost forecasting: a review of methods and results with an outlook to 2050." *Energy & Environmental science*, no. 14 (9): pp. 4712-4739. <https://doi.org/10.1039/D1EE01530C>
- Martínez, E., J.I. Latorre-Biel, E. Jiménez, F. Sanz, J. Blanco, 2018. "Life cycle assessment of a wind farm repowering process." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 93: pp. 260-271, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.044>
- Micena, R.P., O.R. Llerena-Pizarro, T.M. Souza de, J.L. Silveira, 2020. "Solar-powered Hydrogen Refueling Stations: A techno-economic analysis." *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 45 (3): pp. 2308-2318. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.092>
- Ministerie van VROM, 2002. "Het begrip 'inrichting' in de wet milieubeheer: Een onderzoek naar het begrip 'inrichting' als aangrijpingspunt voor milieuregeling". Distributienummer 17842/189. ISBN 90-76512-07-8
- Minutillo, M, A. Perna, A. Forcina, S. Di Micco, E. Jannelli, 2021. "Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario." *International Journal of Hydrogen Energy*, no.46 (26): pp. 13667-13677. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.110>
- Nationaal programma RES, 01-02-2021. "Overzicht elektriciteitsproductie uit wind op land & grootschalige zon-PV."
- NIST Chemistry Webbook. Beschikbaar via internet: <http://webbook.nist.gov/chemistry/>
Waterstof 30 bar:

https://webbook.nist.gov/cgi/fluid.cgi?Action=Data&Wide=on&ID=C1333740&Type=IsoBar&Digits=5&P=30&THigh=673&TLow=273&TInc=1&RefState=DEF&TUnit=K&PUnit=bar&DUnit=kg%2Fm3&HUnit=kJ%2Fkg&WUnit=m%2Fs&VisUnit=uPa*s&STUnit=N%2Fm

Waterstof 350 bar:

https://webbook.nist.gov/cgi/fluid.cgi?Action=Data&Wide=on&ID=C1333740&Type=IsoBar&Digits=5&P=350&THigh=673&TLow=273&TInc=1&RefState=DEF&TUnit=K&PUnit=bar&DUnit=kg%2Fm3&HUnit=kJ%2Fkg&WUnit=m%2Fs&VisUnit=uPa*s&STUnit=N%2Fm

Waterstof 500 bar:

https://webbook.nist.gov/cgi/fluid.cgi?Action=Data&Wide=on&ID=C1333740&Type=IsoBar&Digits=5&P=500&THigh=673&TLow=273&TInc=1&RefState=DEF&TUnit=K&PUnit=bar&DUnit=kg%2Fm3&HUnit=kJ%2Fkg&WUnit=m%2Fs&VisUnit=uPa*s&STUnit=N%2Fm

Waterstof 700 bar:

https://webbook.nist.gov/cgi/fluid.cgi?Action=Data&Wide=on&ID=C1333740&Type=IsoBar&Digits=5&P=700&THigh=673&TLow=273&TInc=1&RefState=DEF&TUnit=K&PUnit=bar&DUnit=kg%2Fm3&HUnit=kJ%2Fkg&WUnit=m%2Fs&VisUnit=uPa*s&STUnit=N%2Fm

- Ordaz, G., C. Houchins, T. Hua, 2015. "Onboard Type IV Compressed Hydrogen Storage System - Cost and Performance Status 2015". Department of Energy, DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record 15013.
- Parks, G., R. Boyd, J. Cornish, and R. Remick, 2014. "Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs Independent Review." Technical Report NREL/BK-6A10-58564. Contract No.DE-AC36-08GO28308 DOI:[10.13140/RG.2.2.23768.34562](https://doi.org/10.13140/RG.2.2.23768.34562)
- Proost, J., 2019. "State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings." International Journal of Hydrogen Energy, no 44 (9): pp 4406-4413. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>
- Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, 2022. "SDE ++ 2022 Stimulerings Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie" Publicatienummer: RVO-003-2022/BR-DUZA
- Schimpe, M., N. Becker, T. Lahlou, H.C. Hesse, H.G. Herzog, A. Jossen, 2018. "Energy efficiency evaluation of grid connection scenarios for stationary battery energy storage systems." Energy Procedia, no. 155: pp 77-101. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.065>
- Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, 2014: Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Sdanghi G., G. Maranzana, A. Celzard, V. Fierro, 2020. "Towards Non-Mechanical Hybrid Hydrogen Compression for Decentralized Hydrogen Facilities". Energies, no. 13 (12): 3145. <https://doi.org/10.3390/en13123145>
- Sens, L., U. Neuling, M. Kaltschmitt, 2022. "Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050." Renewable Energy, no. 185: pp. 525-537. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.042>
- Thema, M., F. Bauer, M. Sterner, 2019. "Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review." Renewable and Sustainable Energy Reviews, No. 112: pp. 775-787. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>
- Vartiainen, E, G. Masson, C. Breyer, D. Moser, E. Román Medina, 2020. "Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity". Prog Photovolt Res Appl. no 28 (6): pp. 439– 453. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>
- Vermeulen, G.D., B.R. Verwijs, J.J.H. van den Akker, 2013. "Vergelijking van de bodembelasting bij agrarisch veldwerk in 1980 en 2010". Wageningen Research, PRI Rapport 501.
- Viktorsson L., J.T. Heinonen, J.B. Skulason, R. Unnthorsson, 2017. "A Step towards the Hydrogen Economy—A Life Cycle Cost Analysis of A Hydrogen Refueling Station." Energies, no. 10 (6):763. <https://doi.org/10.3390/en10060763>
- Vital Earth Resources, 2018: The vital earth news resources: agricultural edition. No. 24(2). Gladewater, Texas.

-
- Voort, van der M.P.J., M. Timmerman, 2019. "Energie & Landbouw: Modelbedrijven." Wageningen Research, WPR rapport 784. <https://doi.org/10.18174/498921>
- Zhang, Y., Q.S. Hua, L. Sun, Q. Liu, 2020. "Life Cycle Optimization of Renewable Energy Systems Configuration with Hybrid Battery/Hydrogen Storage: A Comparative Study." *Journal of Energy Storage*, no. 30: 101470. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101470>
- Zheng, J., X. Zhang, P. Xu, C. Gu, B. Wu, Y. Hou, 2016. "Standardized equation for hydrogen gas compressibility factor for fuel consumption applications." *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 41 (15): pp. 6610-6617. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.03.004>
- Zhou, T., B. Francois, 2009. "Modeling and control design of hydrogen production process for an active hydrogen/wind hybrid power system." *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 34 (1): pp. 21-30. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.10.030>

Correspondentie adres voor dit rapport:

Postbus 430
8200 AA Lelystad
T 0320 29 11 11
www.wur.nl/plant-research

Rapport WPR-OT 943

De missie van Wageningen University & Research is 'To explore the potential of nature to improve the quality of life'. Binnen Wageningen University & Research bundelen Wageningen University en gespecialiseerde onderzoeksinstituten van Stichting Wageningen Research hun krachten om bij te dragen aan de oplossing van belangrijke vragen in het domein van gezonde voeding en leefomgeving. Met ongeveer 30 vestigingen, 6.800 medewerkers (6.000 fte) en 12.900 studenten behoort Wageningen University & Research wereldwijd tot de aansprekende kennisinstellingen binnen haar domein. De integrale benadering van de vraagstukken en de samenwerking tussen verschillende disciplines vormen het hart van de unieke Wageningen aanpak.

