

Wind-to-Hydrogen (W2H2)

TKI systeemintegratiestudie TES1216101



HYGRO

Openbaar eindrapport



Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	2
1 Samenvatting en Conclusie	4
2 Rapport	7
2.1 Inleiding	7
2.2 Doelstelling	8
2.3 Waterstof productie en transport	9
2.3.1 Grip op waterstof	9
2.3.1.1 Waterstof: de hoogste en de laagste energiedichtheid.....	9
2.3.1.2 Waterstof en druk.....	9
2.3.1.3 Waterstof en temperatuur	10
2.3.1.4 Waterstof, hoge en lage calorische waarde & impact op efficiency.....	10
2.3.1.5 Elektrolyse & brandstofcellen en “de” efficiency	11
2.3.2 Elektrolyse integratie in windturbine	11
2.3.2.1 Elektrolyse technologie keuze	12
2.3.2.2 Kostprijs elektrolyse systeem	13
2.3.2.3 Compressie & Balance of Plant (BOP).....	14
2.3.2.3.1 Waterzuivering en opslag.....	14
2.3.2.3.2 Scheiden zuurstof en water van waterstof.....	15
2.3.2.3.3 Waterstof compressie	15
2.3.2.4 PEM-elektrolyse en systeem efficiency & windturbine integratie.....	16
2.3.3 Offshore park-ontwerp, curtailment en waterstof.....	16
2.3.4 Composiet pijpleiding/ transport	17
2.3.5 Korte en lange termijnopslag	19
2.3.6 Systeemanalyse wind-waterstof-tankstation.	20
2.4 Het perspectief van de toepassing van waterstof	22
2.4.1 In welke sector heeft waterstof de hoogste toegevoegd waarde?	22
2.4.2 Waterstof uit aardgas en de rol van zuiverheid bij waterstofgas.....	24
2.4.2.1 De impact van kwaliteit van waterstof	24
2.4.2.2 Aardgas vs. watelektrolyse	25
2.4.3 Mogelijke omvang waterstofvraag voor mobiliteit	26
2.4.4 Wanneer is er voldoende waterstofvraag voor een offshore windpark?.....	27
2.5 Voorspelling van omslagpunt naar diesel.....	28
2.5.1 De factor onzekerheid als versneller	28
2.5.2 De kostprijs van een waterstofvoertuig	29
2.5.3 Onderhoud & levensduur	32
2.5.4 Brandstofverbruik: voertuigefficiency.....	32
2.5.5 Kostprijs belastingen en accijnzen.....	33
2.5.6 Voorspelling kantelpunt in de tijd rijden op Waterstof.....	33
2.5.6.1 Overheidssteun en inkomsten bij het maken van de omslag	35
2.6 Batterij versus waterstof-voertuigen.....	36
2.6.1 Voertuig vs. aandrijflijn efficiency	36
2.6.1.1 Kanttekeningen bij round-trip efficiency berekeningen.	36
2.6.1.2 Voertuig-efficiency en de impact van voertuiggewicht	37
2.6.1.3 Gewicht analyse batterij vs. waterstof	38
2.6.2 Kostprijs & levensduur batterij vs. waterstof	38
2.6.3 Tijd, energieprijis & infrastructuur	39



HYGRO

2.6.3.1	Vulsnelheid en laadsnelheid	39
2.6.3.2	Kostprijs van de infrastructuur	40
2.6.3.3	Kostprijs van energie, batterij vs. waterstof	40
2.6.4	Conclusie batterij vs. waterstof	40
2.7	Spin off	41
2.7.1	High Pressure solution	42
2.7.2	Duwaal	42
3	Contact informatie	44



1 Samenvatting en Conclusie

Waterstof geproduceerd middels water-elektrolyse geïntegreerd in een offshore windturbine, waarbij de waterstof in de turbine op hogedruk (350 tot 700 bar) wordt gebracht om het vervolgens met flexibele composiet pijpleidingen naar land te transporteren kan tegen een kostprijs worden gerealiseerd waarmee het kan concurreren met brandstoffen zoals diesel bij mobiliteit.

De zogenaamde levelized cost of energy (LCOE) per GJ van het waterstof kunnen vergelijkbaar worden met de kosten van het aan land brengen van elektriciteit uit een offshore windturbine. Tegenover de hogere opwekkosten van waterstof staat dat het transport van gas per eenheid van energie veel goedkoper is dan dat van elektriciteit, o.a. door het ontbreken van kostbare stopcontacten op zee. Het inherente voordeel van de waterstofpijpleiding infrastructuur is de opslagfunctie ten opzichte van elektriciteit. Hoe verder weg op zee of hoe groter het transport en distributienetwerk op land, hoe lager de behoefte tot extra opslag naast de pijpcapaciteit om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen door wisselend aanbod en vraag.

Het integreren van de elektrolyse in een windturbine vermijdt elektrische conversie- en transportverliezen tussen de windturbine generator en het aanlandingspunt op land. Daarbij biedt de integratie een verbeterde optimalisatie van de elektrolyse met een hogere efficiency tot gevolg. Door de integratie ontstaan er nieuwe uitgangspunten voor de optimalisatie van de windturbine en het windpark als geheel. Dit alles leidt er niet alleen toe dat de kostprijs per GJ-vergelijkbaar kan zijn met het elektrisch equivalent, maar ook dat de hoeveelheid energie (GJ) die aan land kan worden gebracht vergelijkbaar is. De productie van waterstof op deze wijze zal daarom per definitie veel goedkoper zijn dan in een scenario waarbij de elektrolyse niet geïntegreerd en dus additioneel plaats vindt aan de elektrische infrastructuur.

Brandstofcel technologie in combinatie met elektromotor kan, mits in serie geproduceerd, in kostprijs en levensduur concurreren met verbrandingsmotoren. Door de inherent hogere efficiency van een elektrisch voertuig en brandstofcel ten opzichte van een voertuig met een interne verbrandingsmotor kan op afzienbare termijn het geproduceerde waterstof daardoor in principe zonder subsidie of vrijstelling van accijnzen toegepast worden. Het kan zelfs tot lagere kosten per km ten opzichte van dieselveertuigen leiden, rekening houdend met vergelijkbare accijnzen en belastingen per dieselveertuig.

Discussies over het elektrisch rijden op batterijen of op waterstof neigen vaak op basis van eenvoudige overwegingen in het voordeel van de ene of de andere technologie uitgelegd te worden. Helaas doet vrijwel geen enkele eenvoudige uitleg recht aan de enorme complexiteit die achter dit vraagstuk zit. In de praktijk zullen beide technologieën een rol spelen, waarbij de context bepaald wanneer welke techniek de voorkeur geniet. In algemene zin kan gesteld worden dat vanuit voertuig perspectief:

- naarmate het voertuig zwaarder wordt en/of
- de af te leggen afstand groter wordt en/of
- de snelheid hoger en/of
- de voertuigbeschikbaarheid belangrijker is

waterstof de voorkeur heeft.

Vanuit energiesysteem perspectief kan daaraan worden toegevoegd dat

- naarmate de schaal (aantallen elektrische voertuigen) en/of
- hoe sneller getankt / geladen moet worden en/of
- hoe groter de afstand tussen het voertuig en de energiebron (bijv offshore wind) en/of



- hoe dieper de waterstofproductie geïntegreerd is bij de bron en/of
- hoe meer noodzaak tot opslag in het totale energie systeem

De voorkeur voor waterstof verder versterkt wordt en hoe groter het voordeel ten opzichte van rijden op batterijen. Er is dus geen exacte overweging te geven tussen rijden op batterijen of waterstof, uit de context kan echter wel een richting worden afgeleid, namelijk dat bij het bedrijfsmatige vervoer waterstof beter voldoet dan batterijen. Daaruit volgt overigens direct dat waterstof vooral moet kunnen concurreren met diesel.

Het moment dat de keten “wind-waterstof-wiel” daadwerkelijk kan concurreren met diesel, voelt mogelijk, door o.a. de complexiteit van het vraagstuk, ver weg. Daar zijn echter verschillende kanttekeningen bij te plaatsen

- Alle technologische componenten noodzakelijk in de keten wind-waterstof-wiel zijn in principe ver genoeg ontwikkeld om in serie productie genomen te worden. Door serie productie zal de kostprijs ten opzichte van het huidige prijspeil stevig dalen. Serie productie komt pas op gang bij voldoende vraag bij zowel de waterstofproductiezijde als aan de waterstofafname zijde. Als de vraag en aanbod gelijktijdig over de drempel heen getild worden, zal er een grote versnelling plaatsvinden. Het potentieel noodzakelijk overheidsbudget om over de drempel heen te komen is lijkt relatief beperkt
 - 1,5 miljard euro voor de gehele omslag in 10 jaar; Het budget voor de stimulering van duurzame energie is 12 miljard Euro voor projecten in 2017.
 - Deze 1,5 miljard euro kan potentieel “terugverdient” worden door mogelijke besparingen op de SDE en extra inkomsten uit accijnzen zodra rijden op waterstof goedkoper wordt dan rijden op diesel.
- Ondanks dat de verschillende technologische componenten klaar zijn voor serie productie is er nog veel technologische verbetering mogelijk. Een drempel tot die ontwikkeling is dat aan de productiezijde testen zeer kostbaar zijn zolang de grote hoeveelheden vrijkomende waterstof niet tegen een redelijke prijs kan worden afgezet. Voornamelijk in de mobiliteit heeft waterstof voldoende hoge economische waarde. Door het beperkte aanbod van waterstof is de kostprijs momenteel hoog waardoor testen aan de brandstofceltechnologie ook kostbaar zijn. Onderzoeksbudgetten blijven achter zolang onduidelijk is hoe snel en hoe groot de marktvraag zal worden. Last but not least systeemintegratie blijkt uit deze studie, biedt ook een grote potentie tot kostenreductie. Echter pas als de markt opgang komt mag er een snelle door-ontwikkeling verwacht worden die de kostprijs nog verder zal verlagen.
- Vanuit het huidige perspectief op energieketens zoals elektriciteit, aardgas en oliebrandstoffen en de discussies over “batterij elektrisch rijden”, (bio)-LNG etc valt waterstof, in de Nederlandse context, tussen het wal en het schip. Het ontbreekt aan een coherente visie. Dit veroorzaakt harde en zachte barrières die het opgang brengen van de keten tegenwerkt. Zoals echter te zien in landen als Korea, China, Japan en Californië en enkele landen om ons heen kan een dergelijke visie ook versnellend werken.

De ontwikkeling van de waterstofmarkt kan het beste in een internationale context worden gezien. Op basis van die ontwikkeling kunnen, geprojecteerd op de huidige Nederlandse context, tegen 2021 waterstofvrachtwagens voor dezelfde kostprijs per kilometer rijden als dieselveertuigen. Tegen 2025 kan er net zoveel accijnzen en wegenbelasting geheven worden per vrachtwagen als bij diesel en daalt de kostprijs van rijden op waterstof verder ten opzichte van diesel.

Stel de Nederlandse overheid helpt de markt over de drempel heen, hoe snel kan de vraag en aanbod in Nederland groeien? Wanneer is er voldoende vraag voor een offshore waterstof-windpark van 1 GW opgesteld vermogen? Een dergelijk park zal voldoende waterstof kunnen produceren voor ongeveer 18.000 vrachtwagens (of 380.000 personenvoertuigen). Nederland heeft ongeveer 136.000

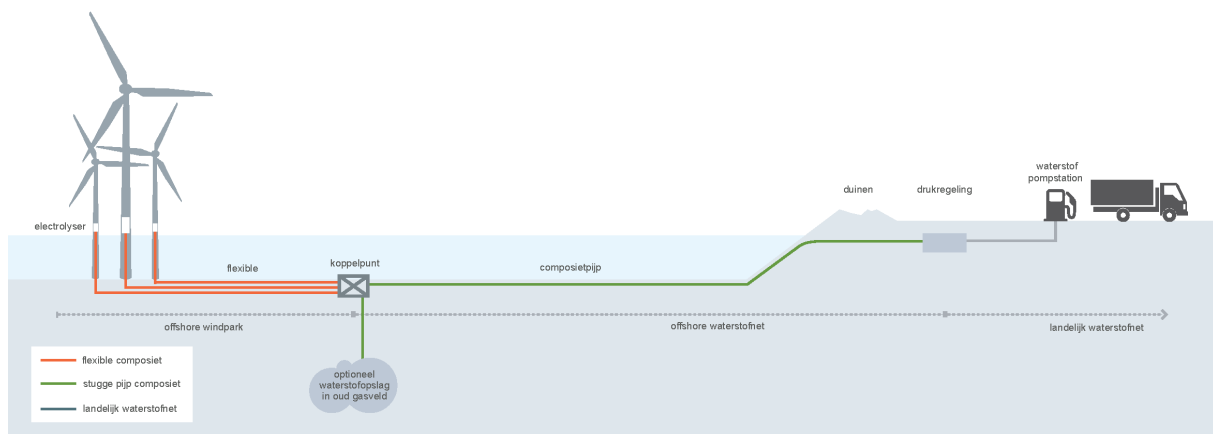


vrachtvoertuigen met een vervangingsmarkt van ongeveer 10.000 per jaar. Dat betekent dat, uitgaande van een ontwikkeltijd van 10 jaar voor een waterstof-offshore windpark, gezien het omslagpunt rond 2021 en gezien de natuurlijke vervangingsvraag er tegen 2028 voldoende vraag naar waterstof zou kunnen zijn.

De potentie van een lagere kostprijs per kilometer maakt dat de omslag naar waterstof niet alleen een grote milieu-impact zal hebben, maar ook economisch gezien waarde kan toevoegen ten opzichte van de huidige situatie. Met een sterke vrachtwagenindustrie, verschillende koplopers met betrekking tot waterstoftechnologie en zeer veel kennis en kunde voor (offshore) (composiet) gasinfrastructuur zou Nederland een vooraanstaande rol kunnen spelen in de omslag naar rijden op duurzame waterstof.

Voor deze studie is er een technisch-economisch model opzet dat gerekend vanaf de generator in de windturbine alle technische stappen volgt tot aan het leveren van de waterstof aan land op 500 bar. Voor het model is gebruik gemaakt van 1 jaar wind data en een aanname dat overdag op werkdagen de waterstof wordt afgenomen door vrachtverkeer op 350 bar. Vrijwel alle componenten noodzakelijk voor de onderzochte keten bestaan vandaag de dag, maar worden (nog) niet op industriële schaal gemaakt. Voor alle componenten is een prijsniveau aangenomen op basis van serieproductie. Verder is de huidige stand van techniek voor offshore windturbine en offshore windpark ontwerp gebruikt als uitgangspunt. Met waterstof ontstaan er nieuwe technische-economische optimalisatie mogelijkheden waardoor toekomstig turbine en parkontwerp zullen wijzigen. Die optimalisatie leidt in potentie tot nog lagere kosten en een hogere energieopbrengst waardoor, in vergelijking met offshore wind elektriciteit, de relevantie voor het Nederlandse energiesysteem verder toeneemt.

Uit de studie komt duidelijk de kans voor waterstof naar boven in vergelijking met offshore wind elektriciteit en laat zien dat deze niet zo zeer ligt bij “het opslaan van elektriciteit als het hard waait”, maar in een integrale eigen infrastructuur van wind tot wiel. De grootste uitdaging daarbij is de gehele keten nieuw is en slechts beperkt gebruik kan maken van reeds bestaande (infra-)structuren. Op vrijwel elke interface tussen twee componenten in de keten, en vanuit een hoog systeem perspectief, is veel synergie mogelijk en onderzoek wenselijk. Tegelijk is door het bestaan van alle componenten het reeds mogelijk en raadzaam om grote demonstratieprojecten op te gaan zetten.





2 Rapport

2.1 Inleiding

De kosten van de netaansluiting van een windturbine (op zee) kan oplopen van 10% naar potentieel 30% van de kostprijs van windenergie, o.a. afhankelijk van de afstand tot de kust. De plannen voor de verdere uitbreiding van offshore windenergie in Nederland na de tenders van 2019 richten zich o.a. op de Doggersbank, een gebied relatief ver van de kust ten opzichte van de huidige beoogde parken. Tegelijkertijd wordt de beschikbare transportcapaciteit slechts gedeeltelijk (ca. 50%) benut en is de marktprijs voor de elektriciteit bij hoge productieniveaus (harde wind) laag, waardoor sprake is van een relatief lage (marginale) toegevoegde waarde. Een snelle analyse leert dat de omzetting van de windenergie via elektrolyse naar waterstof op zee in potentie tot lagere infrastructurele kosten zou kunnen leiden terwijl de hoge kwaliteit waterstof een hogere waarde kan vertegenwoordigen in de mobiliteitssector (waarbij diesel geldt als referentie) dan de windenergie in de huidige normale praktijk had kunnen behalen op de elektriciteitsmarkt. Waterstof kan bovendien goed gebufferd worden, met zout cavernen is er al ervaring, en tegelijk biedt een pijpleiding op zichzelf ook buffercapaciteit. De cross-over van wind (op zee) via waterstof naar de mobiliteit kan dus in potentie veel (maatschappelijke) kosten besparen door zowel uit te sparen op kosten van “elektrische opslag” en kosten van infrastructuur als door een hogere toegevoegde waarde van de opgewekte windenergie te leveren. Ten opzichte van andere power-to-gas studies is deze dus niet gericht op inpassing en aanpassing aan bestaande infrastructuur omdat het veronderstelt dat de kosten lager zullen uitpakken van een volledig nieuwe ingerichte en geïntegreerde infrastructuur die ook meteen leidt tot de hoogste toegevoegde waarde. Bovendien wordt de verkregen waterstof ook niet gemethaniseerd of terug geconverteerd naar elektriciteit, aangezien waterstof zelf met afstand de hoogste marktwaarde heeft in de mobiliteit.

In de keten is mogelijk veel synergievoordelen te behalen. Zo hebben moderne windturbines vrijwel allemaal dure power elektronica waarmee de elektriciteit in verschillende stappen (AC/DC/AC/AC) naar de beoogde netspanning en frequentie wordt omgezet. In deze AC/DC/AC omzetting gaat er energie verloren. Elektrolyse apparatuur heeft ook power elektronica en werkt op gelijkstroom (DC). Integratie vermindert het aantal conversiestappen en biedt kostprijsvoordelen en zal daarbij leiden tot minder energieverlies. Daarnaast nemen de kosten van het offshore elektriciteitsnet toe met de capaciteit. Doordat gastransport infrastructuur significant lagere kosten heeft dan elektrische infrastructuur levert extra capaciteit weinig extra kosten mee, terwijl het tegelijk ook buffer capaciteit toevoegt. De toepassing van hoogwaardige composieten voor opslag en flexibele pijpleidingen biedt daarbovenop ook grote kansen en synergievoordeel. Hoge druk tot over de 700 bar is mogelijk waardoor de relatieve kosten van de capaciteit nog verder omlaag gaan. Daarbij zijn significant lagere onderhoudskosten te verwachten ten opzichte van “standaard” stalen pijpleidingen. Turbine en/of parkontwerp zal mogelijk wijzigen door veranderende aansluit strategie met als gevolg meer en/of goedkopere energie. Het op druk brengen van waterstof vraagt elektriciteit; maar elektrolyse systemen zijn in staat om zelf efficiënt waterstof op hoge(re) druk te brengen en elektriciteit bij de bron is goedkoper dan aan het eind van de lijn. Het werken op hoge druk op zee leidt dus tot lagere kosten van opslag en transport, maar ook tot kosten reductie aan de andere kant, bij de pomp op land. Tot slot heeft waterstof uit elektrolyse (op water basis) een hoge zuiverheidsgraad. Dit komt de levensduur en efficiency van de brandstofcel ten goede en verhoogd daarmee de waarde van het waterstofgas. Kortom diverse elementen in de keten hebben effect op de andere.



HYGRO

De ontwikkeling van de keten kenmerkt zich door kip-ei dilemma's. Zo kan kostprijs van elektrolyse systemen (en ook brandstofcellen) fors omlaag bij serieproductie, maar zal de vraag naar waterstof alleen toenemen als de er voldoende betaalbaar aanbod is.

De hele keten zal moeten samenwerken. De Nederlandse overheid speelt een cruciale rol in de te ontwikkelen keten. Accijnzen hebben impact op de prijs van waterstof en BPM-vrijstellingen hebben invloed op de kostprijs per kilometer. In de jaren dat duurzame energie zich nog ontwikkelt, zal de SDE+ subsidie impact hebben op de marktprijs van elektriciteit en daarmee op de waterstofprijs. Mocht de Nederlandse overheid ook overtuigd raken dat conversie van energie opgewekt met wind op zee naar waterstof een betere optie is dan rechtstreeks transport van kWh, dan zal zij mogelijk N.V. Nederlandse Gas Unie moeten vragen om de aan te leggen toekomstige infrastructuur op te zetten in plaats van zoals nu TenneT.

2.2 Doelstelling

Doel van het W2H2 project is te toetsen of de directe conversie van elektriciteit opgewekt door middel van windenergie op zee naar waterstof met toepassing in de mobiliteitssector, daadwerkelijk tot lagere kosten en een hogere waarde (euro/MWh) kan leiden. Hiertoe wordt per onderdeel in de keten een verdiepingsslag gemaakt om zowel de kosten als de mogelijke opbrengsten met elkaar te toetsen. Uit het project volgt welk vervolgonderzoek nodig is voor verdere optimalisatie & integratie en welk overheidsbeleid noodzakelijk is voor de ontwikkeling van deze keten.

Het project onderbouwt de veronderstelling dat conversie van elektriciteit opgewekt door wind naar waterstof een betere business case oplevert dan alleen van wind naar elektriciteit. Dit door lagere infrastructuur kosten en een hogere toegevoegde waarde. Hiertoe zal per stap in de keten de kostprijs worden uitgedrukt in investering plus operationele kosten, inclusief (mogelijk) impact van overheid beleid. Dit wordt voor zowel de aanbod- als de vraagkant uitgewerkt. Daarbij wordt gekeken hoe de gegevens er uitzien anno 2016 en hoe deze er mogelijk uitzien in 2035. De uitwerking zal zoveel mogelijk uitgaan van de Total Cost of Ownership over de hele keten. Hierdoor ontstaat een goed inzicht in potentiële verdienmodellen en in de wijze van samenwerking binnen de keten. Tevens kan inzichtelijk worden gemaakt hoe verschillend overheidsbeleid elkaar beïnvloedt. Het project maakt duidelijk welke technische en of beleidsmatige kansen en uitdagingen er zijn. Resultaten worden gepresenteerd aan stakeholders en vormen de basis voor nieuwe consortia en (onderzoek)projecten voor vervolg stappen in de keten.

Bij dit project zijn verschillende partijen betrokken die de keten willen ontwikkelen.

- ECN vanuit haar positie als kennisinstituut kan op verschillende plekken in de keten haar kennis inbrengen (van wind op zee, elektrolyse, infrastructuur, beleid en marktkennis);
- Stichting Energy Valley als aanjager van de verduurzaming van de energiesector;
- Stichting Energy Expo als aanjager van duurzame mobiliteit; Beide stichtingen hebben nauwe banden met N.V. Nederlandse Gas Unie.
- TechMaCon (penvoerder) wenst komende jaren te investeren in het opzetten van de serieproductie en exploitatie van elektrolyse systemen bij windenergie via start-up HYGRO.
- Composite-Agency ziet goede mogelijkheden om haar expertise in te zetten om de transport en opslag van waterstof sterk te verlagen.



2.3 Waterstof productie en transport

2.3.1 Grip op waterstof

In deze paragraaf worden enkele karaktereigenschappen van waterstof en daaraan gekoppelde elektrochemie besproken. Gedurende de studie is gebleken dat een goed begrip van verschillende kenmerken helpt voor alle verschillende actoren om te begrijpen hoe de keten van wind tot wiel optimaal ingericht kan worden. De waterstofketen zou je kunnen vergelijken met een waterbed, het veranderen van een deel van de keten heeft vrijwel altijd impact op de overige delen.

2.3.1.1 Waterstof: de hoogste en de laagste energiedichtheid.

Waterstof heeft ten opzichte van veel andere vormen van energie een zeer hoge energiedichtheid per gewichtseenheid. Alleen energievormen zoals kernenergie en kernfusie kennen een hogere dichtheid. Omdat gewicht zeer relevant is bij energievraag ten behoeve van transport, zie ook hoofdstuk over voertuig efficiency, is de hoge dichtheid per kg van waterstof een groot voordeel bij die toepassing.

Tegelijkertijd is waterstof het kleinste en lichtste molecuul dat we kennen. Waterstof in lucht stijgt dan ook met grote snelheid omhoog. Voordeel van dat snel te stijgen is dat bij lekkages, zolang het niet opgesloten raakt, vaak al weg is voordat het een gevaar kan betekenen voor de omgeving. Echter het grote nadeel is dat het onder normale atmosferische omstandigheden (1 bar) het ook de lichtste energiedichtheid heeft per volume-eenheid. Concreet betekent dat waterstof onder zeer hogedruk (350 tot 700 bar) meegenomen dient te worden bij bijvoorbeeld voertuigen om niet te veel ruimte in te nemen.

2.3.1.2 Waterstof en druk

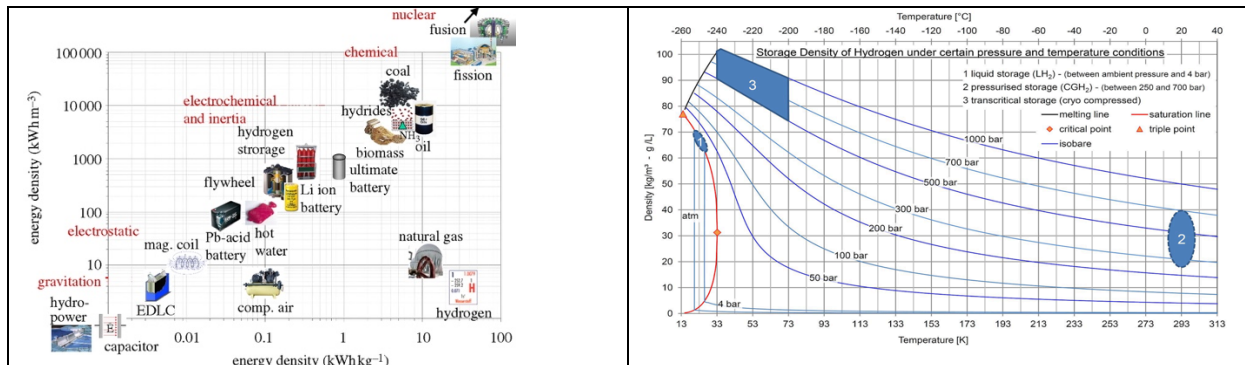
Het voordeel van waterstof op hogedruk maakt dat het toepasbaar wordt voor mobiliteit. Aan dat voordeel kleven wel verschillende uitdagingen die in potentie als sterk (economisch) nadeel van waterstof kan werken. Doordat waterstof een zeer klein molecuul is het lastig om het te mechanisch te comprimeren zoals bij “gewone” gassen. In algemene zin is of de compressor relatief duur met een hoge compressie efficiency, of de compressor is relatief goedkoop maar heeft een lage efficiency en lage betrouwbaarheid.

Druk is echter ook een factor bij het elektrochemische proces bij elektrolyse, waarbij water in gas wordt omgezet, of omgekeerd in een brandstofcel van gas naar water. Omdat het elektrochemische proces in principe omkeerbaar is, en energie gekoppeld is, kan extra druk ook weer meer elektriciteit opleveren. Er is een gevorderde ontwikkeling gaande waarin het elektrochemisch proces, dat aan de basis van zowel elektrolyse als de brandstofcel staat, als compressor kan worden ingezet: zogenaamde Electrochemische Waterstof Compressie Het gebruik voor de-decompressie van diezelfde techniek ligt voor de hand,

Een hogedruk waterstoftank (of pijplijn) neemt vanaf een zekere capaciteit lineair toe in de kostprijs per kg waterstof in relatie tot de druk. Bij het leggen van een waterstofpijplijn zijn tot op zekere hoogte de legkosten overheersend. Dat betekent dat een hogere druk leiding in potentie nauwelijks meer hoeft te kosten terwijl de capaciteit wel toeneemt. Complicerende factor, bij toenemende druk, neemt het aantal kg per m³ minder snel toe door de niet-ideale eigenschappen van het waterstofgas zelf. Met andere woorden meer druk levert steeds minder extra transport of opslagcapaciteit.



Samenvattend, waterstofdruk is een belangrijke factor voor de optimalisatie in de gehele keten. In het algemeen geldt de grootste kostenbesparing als eerder in de keten waterstof op druk gebracht wordt; namelijk: hoe lager de compressie kosten door schaal en benuttingsgraad en hoe meer de voordelen van druk als buffer en bij transport en distributie benut kunnen worden.



Figuur 2.1 energiedichtheid verschillende opslagsystemen en energiedichtheid waterstof bij verschillende druk en temperatuur

2.3.1.3 Waterstof en temperatuur

Waterstof is een gas met een zgn. omgekeerd Joule-Thomson effect. Dat betekent dat, in tegenstelling de meeste andere gassen, bij kamertemperatuur de temperatuur stijgt zodra het gas expandeert door een ventiel zonder werk te verrichten. Concreet betekent dat indien een lege tank van bijvoorbeeld een auto, wordt gevuld met 700 bar, het waterstofgas warm wordt. Om te voorkomen dat de temperatuur van de te vullen tank te sterk zal stijgen, door het expanderende waterstofgas in de lege tank, wordt voor gekoeld waterstof van -40 Celsius getankt in drie minuten tijd (standaard voor personenauto's). Hoe lager de vuldruk (bijv. 350 Bar) of hoe langzamer de vulsnelheid of hoe beter de tankmaterialen bestand tegen de mogelijke temperaturen (typisch <80C), hoe minder belangrijk het is om voor gekoeld gas te tanken.

Hoe kouder waterstof, hoe hoger de energiedichtheid (kg/m³) is. Koude verhoogd dus de capaciteit van pijpleidingen en of waterstoftanks. Daar aan het eind van de keten de waterstof koud wordt aangeboden aan voertuigen is het dus een overweging om reeds zo vroeg mogelijk in de keten de waterstof te koelen. In het extreme geval wordt vloeibaar waterstof (T< -250C bij minimaal 40 bar) gebruikt als logistieke oplossing met behoud van hoge energiedichtheid.

2.3.1.4 Waterstof, hoge en lage calorische waarde & impact op efficiency

In de wereld van elektrolyse en brandstofcellen worden vaak verschillende definities of benamingen voor efficiency gebruikt. Dat kan leiden tot verwarring. Een van de verwarringen kan ontstaan door het verwisselen van de lage (LHV) en hoge calorische (HHV) waarde; het verschil tussen die twee is de verdampingswarmte van water die door condensatie vrijkomt. Het verschil tussen deze twee calorische waarden is bij waterstof hoger dan bijvoorbeeld bij het beter bekende aardgas, zie tabel hieronder.

Onbewust wordt de impact van het verschil in LHV en HHV mogelijk daardoor over het hoofd gezien. Het verschil verklaart ten dele de vaak genoemde lage efficiency van de omzetting van elektriciteit naar waterstofgas. Indien er sprake is van 70% efficiency bij LHV dan is er in feite sprake van 83%



efficiency op basis van HHV. Vanuit een thermodynamisch oogpunt (HHV) hoeft de efficiency van waterstofproductie niet per se laag te zijn, zie daarvoor ook de volgende paragraaf.

Tabel 1 Tabel calorische waarde waterstof en aardgas

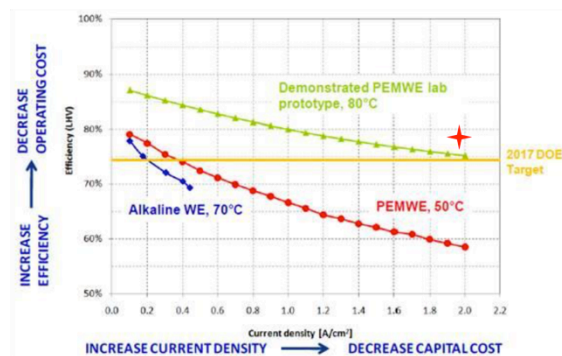
	Waterstof (MJ/kg)	Aardgas (MJ/Nm ³)
Lage calorische waarde	120,0	31,7
Hoge calorische waarde	141,8	35,1
Verschil	118,2%	110,7%

Om aan te geven hoe verwarrend het kan zijn, bij een brandstofcel is het verschil net andersom. Onder standaard(!) condities ("de" efficiency is ook afhankelijk van de temperatuur) is de maximale efficiency op basis van HHV daar namelijk 83,1% maar op LHV 94,5%.

Samengevat rondom waterstof & efficiency, ook tussen experts, kan snel verwarring ontstaan. In dit rapport wordt steeds uitgegaan van efficiency op basis van lage calorische waarde tenzij expliciet anders gemeld.

2.3.1.5 Elektrolyse & brandstofcellen en "de" efficiency

Elektrolyse en een brandstofcel zijn in de basis hetzelfde elektrochemische proces, het verschil zit hem met name in de richting waarin het proces verloopt. Bij het elektrolyse proces moet water aangevoerd worden en zuurstof en waterstof afgevoerd, bij een brandstofcel net andersom. Voor analyse zoals in deze studie is het relevant om te weten wat de capaciteit en efficiëntie is van beide systemen. Het bijgevoegde plaatje laat een efficiency curve zien van een elektrolyse systeem t.o.v. de capaciteit (ingand vermogen). "De" capaciteit & efficiency is met name een keuze van het "werkpunt" dat door de gebruiker moet worden vastgesteld. Deze keuze speelt een belangrijke rol in de optimalisatie van elektrolyse, (elektrochemische) compressie en bij de brandstofcel.



Figuur 2.2 Efficiency powercurve elektrolyse, operationele kosten vs investering

2.3.2 Elektrolyse integratie in windturbine

In de volgende paragraaf wordt stap voor stap ingezoomd op de overwegingen voor het integreren van waterstofproductie in een windturbine waarbij deze windturbine vervolgens niet meer aangesloten wordt op het elektriciteitsnet.



2.3.2.1 Elektrolyse technologie keuze

In principe zijn er verschillende elektrolyse technologieën beschikbaar om uit elektriciteit en water waterstof te maken. In onderstaande tabel zijn verschillende technieken samengevat. In de praktijk is de alkaline technologie al zeer lang commercieel beschikbaar op de markt en is vrijwel uitontwikkeld. Door de omvang (in m^2 en m^3) van de techniek en de relatief langzame responsetijd lijkt deze techniek minder geschikt om in windturbine op zee te plaatsen. PEM-technologie is ten opzichte van alkaline relatief nieuw en werd met name ingezet voor heel specifieke toepassingen. De ontwikkeling van PEM-technologie was bijvoorbeeld ooit gericht op de zuurstofproductie in onderzeeërs. Deze techniek wordt reeds 40 jaar toegepast en heeft daar haar betrouwbaarheid reeds bewezen. De responsetijd en voetprint van deze techniek is vele malen beter dan bij alkaline en past zonder meer in de beschikbare ruimte bij de voet van een windturbine. Op dit moment vindt er een sterke ontwikkeling plaats in de PEM-technologie om de stack grote (het vermogen) te vergroten. Stacks van 3 MW zijn inmiddels op de markt en er wordt gewerkt aan stacks van 5 MW. Stack vermogen kan op twee manieren toenemen:

1. Het vergroten van stapel membranen
2. Het vergroten van het vermogen per membraan (uitgedrukt in ampère per vierkante centimeter)

De kostprijs van de techniek zal significant kunnen dalen door verschillende effecten

1. Meer vermogen per membraan, betekent meer capaciteit voor dezelfde kostprijs
2. Stackomvang (grotere stapel), leidt tot schaal voordelen
3. Serieproductie
4. Een lager verbruik van zogenaamde platinum group metals

De volgorde van de effecten geeft voor het moment de veronderstelde hoogste impact op de prijsontwikkeling aan. De technologieontwikkeling lijkt te versnellen, maar gaat in feite nog relatief langzaam. Dit komt met name omdat het testen van systemen erg duur is. Grote stacks verbruiken veel stroom en produceren veel waterstof. De afzetwaarde van de waterstof is nu nog beperkt. Gevolg daarvan is alleen al het aanzetten van het systeem veel geld kost waardoor veel onderzoek en testen langzamer verloopt dan zou kunnen. (NB aan de brandstofcel kant is er hetzelfde probleem, waterstof is nu nog relatief duur waardoor het testen van systemen ook daar kostbaar is)

Anion exchange technologie (AEM) is nog in een beperkt ontwikkel stadium, al komen de eerste kleine systemen reeds op de markt. AEM is tot op zekere hoogte vergelijkbaar met PEM-technologie maar heeft als grootste voordeel dat het geen gebruik maakt van de relatief kostbare platina metalen. Het lijkt aannemelijk dat deze technologie op een bepaald moment het over kan nemen van PEM waardoor met name kostprijs van het systeem verder zal dalen. Voor het moment is de technologie echter niet voldoende ontwikkeld om meegenomen te worden in deze studie. Gezien het lage ontwikkelstadium (TRL-technology readiness level) is om die reden ook SOC technologie verder buiten beschouwing gelaten.



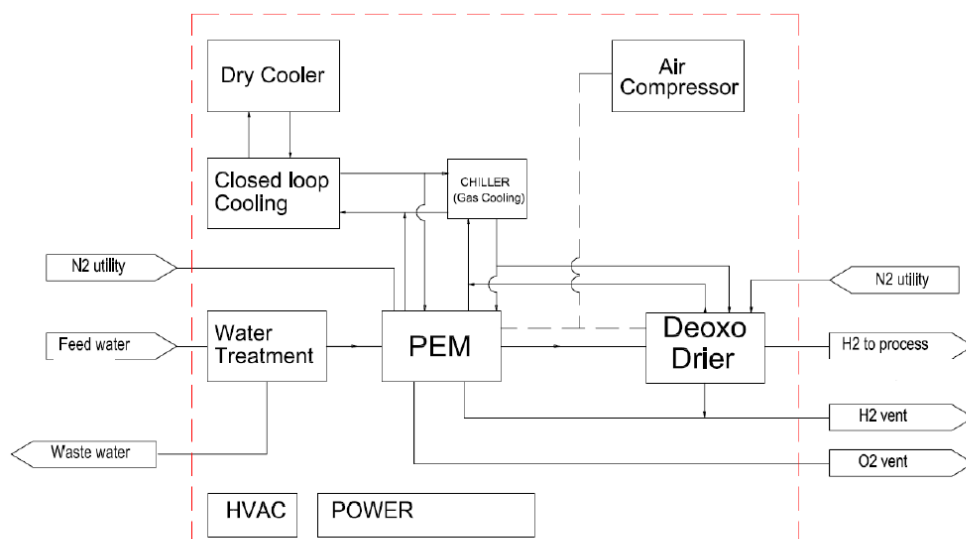
Tabel 2 Overzicht van elektrolyse apparatuur karakteristieken

Technologie	Response tijd		Vermogensrange		TRL niveau	Max. druk [bar]	Stroom dichtheid [A/cm ²]
			Minimum	Maximum			
	Ramp up	Ramp down					
Alkaline	17% per sec	25% per sec	10%	100%	9	30	0.2-0.4
PEM	40% per sec	40% per sec	0%	100%	9 (max. size 1.25 MW)	35	1-2
AEM	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	6	30	< 0.5
SOEC	4% per min	4% per min	50%	125%	2-4	1	0.75-1

2.3.2.2 Kostprijs elektrolyse systeem

De kostprijs van PEM technologie zal de komende jaren sterk kunnen dalen. In verschillende studies worden prijsniveaus ingeschat. Lastige van de indicatieve prijsniveaus is dat stack-prijzen en systeemprijzen met elkaar verwisseld kunnen worden. Systeemprijzen nemen de zogenaamde kosten van de Balance of Plant mee. Lastige daar weer van is dat de systeemaafbakening niet altijd gelijk gekozen is. De balance of plant bestaat uit min of meer drie delen, zie ook figuur 3.3

- Vermogenselektronica om de netspanning om te zetten naar het gewenste gelijkspanningsniveau voor de stack
- Randapparatuur voor de “voorkant” van het proces, watercirculatie, zuurstof afvoer
- Randapparatuur voor de “achterkant” van het proces, het waterstof nabehandelen



Figuur 2.3 Balance of plant of a PEM elektrolyse



In algemene zin kan gesteld worden dat hoe groter het systeem hoe minder de energieverliezen door de randapparatuur en hoe relatief goedkoper het gehele systeem wordt. Schaal speelt ook om die redenen rol, met name bij systemen onder de 1 a 2 MW.

Als straks de stacks in kosten zullen dalen zal de impact op de systeemkosten van de BOP weer in significantie toenemen.

Voor deze studie zijn in de analyse de volgende stack-prijzen aangenomen. De laagste kostprijs in deze analyse is gebaseerd op een referentie uit een studie van de FCJHU waarbij uitgegaan wordt van een systeemprijs van 250 euro/kW. Omdat onbekend is welk aandeel de BOP nog heeft in die schatting is die prijs als onder waarde voor de stack hier gebruikt.

Tabel 3 Veronderstelde stack-prijzen voor elektrolyse in studie

Cost of electrolysis stack €/kW			
	2020	2030	2035
PEM Low	€700	€250	€250
PEM Average	€1.000	€550	€550
PEM High	€1.270	€760	€760

2.3.2.3 Compressie & Balance of Plant (BOP)

2.3.2.3.1 Waterzuivering en opslag

Het waterzuiveringssysteem moet de elektrolyse apparatuur voorzien van zuiver, gedistilleerd water. Terwijl de elektrolyse apparatuur zelf zijn uitgerust met zuiveringsapparatuur (Reverse Osmose modules), zijn ze niet ontworpen voor ontzilting. De drie belangrijkste opties voor elektrisch gestuurd water ontzilting zijn: omgekeerde osmose, elektrodialyse en mechanische damp compressie. De definiërende eigenschappen van de drie processen worden getoond in tabel 2.

Tabel 4 Karakteristiek van verschillende elektrische ontziltingsprocessen

Proces	Mechanisch vermogens input [kWh/m ³ van product]	Aanvoer waterzuiverheid [PPM TDS]	Waterzuiverheid [PPM TDS]
Mechanische dampcompressie (MDC)	8-16	Geen limitatie	<20
Omgekeerde osmose	5-13	Geen limitatie	250-700
Electrodialyse	12	3.000 – 11.000	20 -700

Ten eerste, de zoutconcentratie van zeewater is gemiddeld 35.000 PPM TDS. Hierdoor wordt elektrodialyse onmiddellijk geëlimineerd omdat het voornamelijk wordt gebruikt voor het ontzilten van brakwater. De overige twee ontziltingstechnologieën - omgekeerde osmose en mechanische dampcompressie - accepteren elk type voedingswater. De productzuiverheidsbehoefte voor een elektrolyse apparatuur is ongeveer 10 PPM TDS, die in hoofdzaak gedistilleerd water is. Daarom kan omgekeerde osmose de waterzuiverheid die door de elektrolyse apparatuur vereist is, niet bieden. Dus is er gekozen voor mechanische dampcompressietechnologie. Het veronderstelde gebruik van elektriciteit van MVR is 16 kWh / m³ (conservatieve waarde van) en de kosten van 2.500 \$ / (m³ / dag) werden gebruikt. Om problemen met opstart / uitschakeling van de MDC compressor te voorkomen,



wordt een continue werking van de waterzuiveringsinstallatie over het jaar aangenomen. In periodes zonder stroomproductie door windturbine zal de elektriciteit naar de compressor worden voorzien van een brandstofcel. In het toekomstige werk wanneer gedetailleerde modellering van de plant wordt uitgevoerd, moet de mogelijke deelbelastingen van een compressor worden geëvalueerd. Om onderhoudsredenen is een demi wateropslag van 8 uur nodig. Voor nu is er aangenomen dat er met mechanische dampcompressie gewerkt wordt. Vanuit onderhoudsperspectief op zee heeft mechanische compressie een nadeel. Het lijkt interessant om ook andere technologieën verder te onderzoeken. Mogelijk is bijvoorbeeld vacuüm-damp membraan destillatie op basis van de restwarmte van elektrolyse een interessante optie, zowel energetisch als van oogpunt van minder bewegende onderdelen. Overall is echter de impact van de waterzuivering op de totale kostprijs laag en verder niet nader onderzocht.

2.3.2.3.2 Scheiden zuurstof en water van waterstof

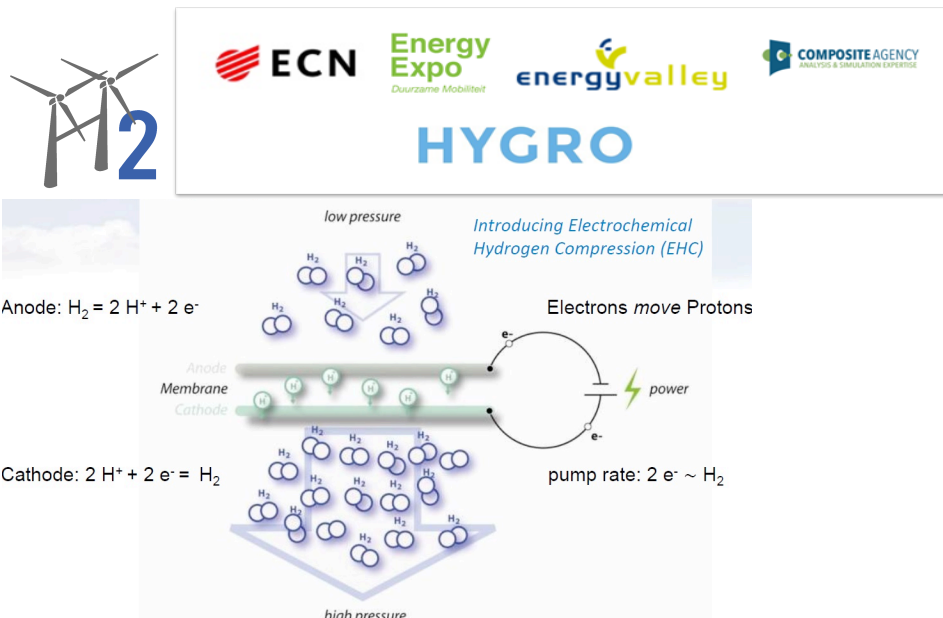
Het waterstof uit de elektrolyse bevat kleine hoeveelheden water en zuurstof die toch door het membraan heen zijn gekomen. Om een hoge zuiverheid te krijgen en/of om waterstof mechanisch te comprimeren dient dit verwijderd te worden. Dit vindt plaats bij de zgn chiller en DEOXO dryer (zie schema hierboven). In deze studie is ervanuit gegaan dat dit systeem aanwezig is. Echter de studie is ook uitgegaan van elektrochemische compressie, kenmerkend voor die vorm van compressie is dat het zuurstof filtert en water in het gas zal reguleren. De potentiële synergie tussen elektrochemische compressie en elektrolyse is niet verder meegenomen in de studie.

2.3.2.3.3 Waterstof compressie

De waterstofstroom uit het elektrolyse apparaat kan afhankelijk van het compressiesysteem direct of eerst na behandeling worden toegevoerd, zie daarvoor ook de vorige paragraaf. In deze studie is uitgegaan van elektrochemische compressie en zijn de gebruikte gegevens aangeleverd door het Nederlandse HyET Deze technologie is nog relatief onderontwikkeld ten opzichte van alle overige componenten in de keten, de potentie heeft zich echter al op kleine schaal bewezen. Er zijn verschillende inherente voordelen van de techniek waardoor toepassing ervan in de context van deze studie logisch is.

- Ten opzichte van mechanische compressie is het veel betrouwbaarder en heeft het minder onderhoud nodig door de afwezigheid van bewegende delen. Dit is voor offshore toepassing een groot voordeel.
- Voor elektrochemische compressie kan op dezelfde wijze gedimensioneerd en geoptimaliseerd worden als voor elektrolyse zoals eerder beschreven. Met andere woorden het kan goed overweg met fluctuerende stroom. De techniek kan daardoor ook goed omgaan met een wisselend waterstof aanbod.
- Elektrochemische compressie kan verschillende nabewerkingsstappen bij waterstofproductie vervangen cq door integratie met de elektrolyse synergievoordelen creëren in de totale balance of plant.

Met elektrochemische compressie vindt alleen waterstof → waterstof transport plaats en kunnen de (zuurstof) verontreinigingen uit de waterstofstroom worden verwijderd. Vochtige waterstof is vereist voor normale werking van het compressormembraan, en de hoeveelheid water is o.a. afhankelijk van het dauwpunt en het drukverschil over de enige compressiestap. Daarom zal de BOP van de compressor worden uitgerust met een systeem dat water kan toevoegen of juist verwijderen om de optimale membraan condities te creëren. Het watermanagement systeem is volledig vergelijkbaar met de reeds aanwezige componenten in een elektrolyse systemen.



Figuur 2.4 Werkingsprincipe van Electro Chemische Compressie (CCC)

2.3.2.4 PEM-elektrolyse en systeem efficiency & windturbine integratie

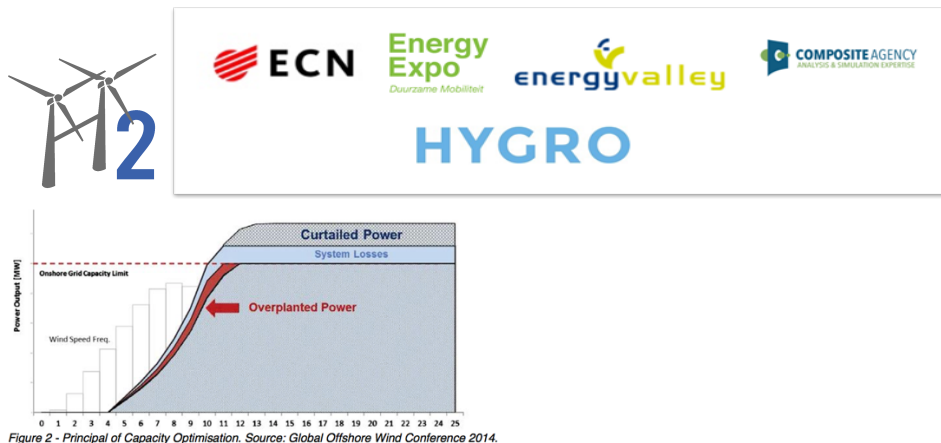
PEM-elektrolyse heeft een fysieke omvang die goed is in te passen in een windturbine en kan daarbij de fluctuaties in vermogen door een windturbine makkelijk volgen. In deze studie is onderzocht op welke wijze elektrolyse het beste in een offshore windturbine kan worden geïntegreerd. Daaruit kwamen enkele interessante conclusies

1. Door integratie van elektrolyse in de offshore turbine en het niet langer koppelen van de turbine aan het elektriciteitsnet kunnen grote kostenbesparingen worden gerealiseerd aan zowel de elektrolyse als de windturbine zijde.
2. Door de besparing op de technische componenten wordt tevens een relevante hoeveelheid energieverliezen vermeden ten opzichte van de situatie dat elektrolyse op de klassieke manier wordt gekoppeld.
3. Door de integratie kan de elektrolyse nog beter afgestemd worden op het (fluctuerend) windvermogen wat leidt tot een hoger gemiddelde omzettingsefficiency.
4. Een windturbine volledig gericht op waterstof kan door een sterk gewijzigde set van technisch economische parameters zwaarder worden gedimensioneerd wat leidt tot een geschatte 20% hogere energieopbrengst t.o.v. van een windturbine voor elektriciteitsproductie.

2.3.3 Offshore park-ontwerp, curtailment en waterstof

Een windpark-ontwerp is net als het turbine-ontwerp een complexe afweging tussen verschillende technische en economische parameters. In de volgende paragraaf zal dieper worden ingegaan op de kosten van waterstof-infrastructuur. Op dit moment wordt bij elk windpark op zee door TenneT exact dezelfde capaciteit van het stopcontact aangeboden. Het beschikbare zeeoppervlak is echter per locatie verschillend van vorm en omvang. Dit stopcontact is daarmee een sterk bepalende factor voor het park-ontwerp, waar komen de turbines, hoe de kabels tussen de turbines het en stopcontact te leggen, hoeveel turbines etc.

In de praktijk is het windpark vermogen groter dan het vermogen van het stopcontact ('overplanting') omdat er rekening mee wordt gehouden dat er altijd wel turbines buiten gebruik zijn, niet alle turbines altijd tegelijk vol vermogen leveren en afhankelijk van de kabel temperatuur het vermogen van het stopcontact tijdelijk hoger mag zijn dan ontworpen.



Figuur 2.5 Systeemverliezen, overplanting en curtailed power bij offshore park ontwerp

Bij gasinfrastructuur zal er geen centraal stopcontact nodig zijn wat op zich zelf reeds een significante kostbesparing oplevert. Nu neemt, net als bij elektriciteit, de kostprijs van de pijpleiding toe met de beoogde capaciteit. Er is echter een groot verschil, bij elektriciteit zal de maximale capaciteit alleen benut worden bij maximale productie, bij gas levert extra capaciteit vooral ook extra buffer waardoor vraag en aanbod beter op elkaar afgestemd kan worden wat de waarde van het gas vergroot. Omwille van eenvoud is in de analyse bij deze studie in de vergelijking van alle bovengenoemde effecten niet meegenomen, het is echter redelijk te veronderstellen dat

- Een offshore-wind-park lay-out optimalisatie anders is voor waterstof dan voor elektriciteit, er zal sowieso geen sprake zijn van overplanting.
- Er geen sprake zijn van curtailment waardoor er effectief meer energie benut kan worden
- De inherente buffer van gas de waarde van de energie verhoogt.

2.3.4 Composiet pijpleiding/ transport

Bij de configuratie van het pijpleidingsysteem om de waterstof van de windturbine aan land te brengen speelt een grote en complexe verscheidenheid aan factoren een rol. Uitgangspunt voor de analyse was een offshore-windpark op 90 km afstand van de kust met 100 turbines van 10 MW. Tevens was de veronderstelling dat de waterstof in de mobiliteit gebruikt zou gaan worden. Dat is relevant omdat om waterstof te tanken deze op hogedruk aan het voertuig aangeboden dient te worden (350 bar bij zwaar vervoer, 700 bar bij personenauto's). Hoe hoger de druk van het aangevoerde waterstofgas, hoe (significant) lager de kosten om het op het juiste hogedruk niveau te brengen bij het overdrachtspunt.

De studie is verder expliciet uitgegaan van volledig composiet pijpleidingen en niet van stalen/metalen leidingen. De reden hiervoor is

- In tegenstelling tot stalen/metalen leidingen zijn composiet leidingen chemisch resistent tegen hoge druk waterstof.
- Hierdoor zijn de faalkansen en onderhoudskosten van composiet over een duur van 20-30 jaar verwaarloosbaar.
- De superieure sterkte/gewicht verhouding van composiet maakt het mogelijk om waterstof op hoge druk te transporteren zonder noemenswaardig in te leveren op de lange duur robuustheid (mechanische eigenschappen).
- Flexibele composiet pijpleidingen, welke in lengtes van maximaal 10 km op een rol worden geleverd, geven ontwerpvrijheid en een buitengewoon significante reductie in benodigde koppelingen (reductie in componentkosten, faalcomplexiteit en faalkansen).
- Een punt van aandacht bij composiet is permeatie van moleculen (waterstof van binnenuit) door de wanden van de pijpleiding en de koppelstukken. Bij een interne druk van 700 bar zal een HDPE gebaseerd composiet over 100 km lengte ongeveer 0.1% van de maximale productie van 10 MW turbine in 24 uur verliezen door permeatie. Dit verlies is



verwaarloosbaar ten opzichte van andere effecten, zoals drukverlies (door frictie aan de wand, koppelingen, bochten en hoogteverschillen).

- Bij het intern lineren of coating van stalen leidingen, is de permeatie van waterstof een **structureel issue** door accumulatie van waterstof in microvoids op de lining/coating-metaal interface. Indien mogelijk kan een stalen Oil & Gas infrastructuur wel gebruikt worden om composietleidingen "doorheen te trekken".

In het project hebben we een analyse gemaakt, bestaande uit een aantal stappen:

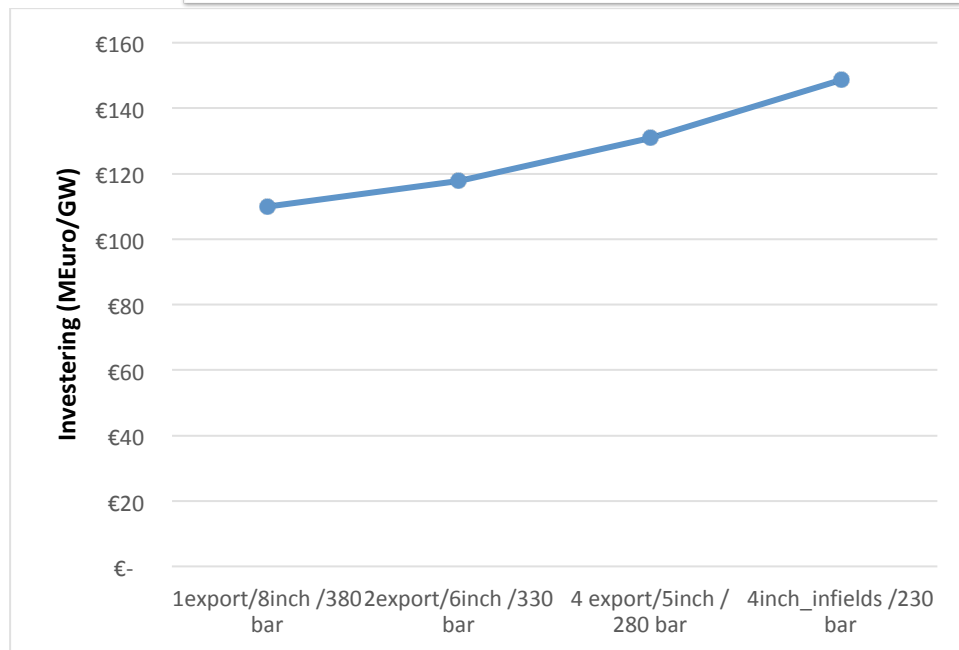
1. We hebben bij verschillende drukken en binnendiameters bepaald hoeveel pijpen nodig zijn om de drukverlies onder de 10% te houden. Dit is zowel gedaan voor een directe pijpverbinding (een pijp tussen turbine en land) als een "spoke-and-hub" systeem.
2. Vervolgens is de benodigde manteldikte bepaald voor zowel glasvezel- als carbonvezelpijpen. Als laatste is gekeken of deze manteldikte flexibel kan worden gemaakt.

Vervolgens is per onderdeel gekeken naar de kosten. Er zijn op dit moment enkele composietpijpleidingen beschikbaar op de markt die tot 1.000 bar druk aankunnen. De prijsstelling voor die pijpen is o.a. vanwege het beperkte aanbod en afzet nog hoog; deze pijpen zijn ontwikkeld voor de offshore gasindustrie, door de neergang van deze sector afgelopen jaren stagneert de toepassing van deze technologie op dit moment. Bij het toepassen van de technologie bij de waterstofinfrastructuur zal het volume dusdanig toenemen dat verondersteld mag worden dat de kostprijs daalt naar prijzen die een afgeleide zijn van het productieproces.

Voor deze studie zijn verschillende pijpdiameters en verschillende drukken met elkaar vergeleken. Om tot een kostprijs te komen voor de verschillende type pijpen zijn is gekozen voor een aanpak waarbij de grondstofprijs als basis is genomen. Op basis van vuistregels uit de serieproductie is vervolgens een schatting gemaakt van de kosten van arbeid, variabele productiekosten, R&D, afschrijving machines, SGA-kosten en een winstmarge.

Uit de analyse blijken de volgende zaken:

1. Carbon versterkte composieten zijn minder kosten efficiënt dan glasvezel. Belangrijkste reden daarvoor is het grote verschil in grondstofprijs tussen carbon- en glasvezel. Alhoewel bij carbonvezel grotere pijpdiameters en/of hogere druk mogelijk zijn, waarbij de pijp nog steeds flexibel genoeg is om deze op eenvoudige wijze aan te leggen, weegt dit voordeel niet op tegen de hogere materiaalkosten. Gegeven het feit dat legkosten overheersen is een zo groot mogelijke diameter voor de infield pijpen is het voordeligst. Boven de ~4 inch bij ongeveer 400 bar is neemt de flexibiliteit van glasvezel versterkt composiet sterk af waardoor het de rollen waarvan ze afgewikkeld worden onhandelbaar worden. In deze studie was uiteindelijk een infieldpijp van 4 inch het meest kosten efficiënt.
2. Om het drukverlies niet te hoog te laten worden, is het maximale aantal windturbines dat aangesloten kan worden op 1 infieldpijp ongeveer 6,7, afgerond 7
3. Tenslotte is bepaald hoeveel exportkabels financieel het meest optimaal is en bij welke druk. Zie onderstaande grafiek.



Figuur 2.6 exportkabels kostprijs optimalisatie op basis van druk & diameter

Op basis van alle veronderstellingen in deze studie is het volgende systeem het meest kosten efficiënt:

- Gemiddeld 14 turbines op 1 infield flexibele glasvezelversterkt composiet pijp van 4 inch; 7 infield pijpen voor het totaal van 100 turbines.
- De 7 infield pijpen worden aangesloten op 1 export glasvezelversterkt composiet pijpleiding naar land. Deze leiding heeft een diameter van 8 inch en is niet flexibel.
- Op een werkdruk van 380 bar

Er lijken nog meer optimalisaties mogelijk

1. De recente prijsontwikkeling van carbon versterkte pijpen en het feit dat ze onderhoudsvrij zijn, kan de keuze voor het beste pijpmateriaal beïnvloeden. Dit heeft echter beperkte invloed op de totaalkosten van het systeem.
2. Alternatieve manieren van het koppelen van infield pijpen kan tot een efficiënter gebruik van infrastructuur zorgen (zog-effecten meenemend)

2.3.5 Korte en lange termijnopslag

De totale opslagcapaciteit van het veronderstelde transportsysteem zoals in de vorige paragraaf beschreven is ongeveer 92 ton waterstof. Dat betekent dat indien het windpark op volvermogen aan het produceren is de capaciteit van de pijpleidingen al binnen 4 uur aan zijn maximale capaciteit zou zitten (zonder afname van enige waterstof en uitgaande van een bij aanvang leeg systeem).

In de studie is gebruik gemaakt van een windprofiel van slechts 1 jaar om de productie te simuleren en is enkel uitgegaan van vrachtwagens die 6 dagen week, 12 uur per het waterstof afnemen. In de studie valt op dat “kleine” wijziging in die aannames de noodzakelijke buffer sterk beïnvloeden. Zo daalt de buffer al aanzienlijk bij een afname van 7 dagen per week en/of met een waterstofpijpleijn van 180 km.



Op de gekozen schaal lijkt er veel opslagbehoefte te zijn, deze is echter in zijn omvang een stuk kleiner omdat het veel tijdelijke opslag betreft van slechtst enkele uren of dagen. Onder de huidige aannames bleek dat een opslag van 9% van de totale jaarproductie groot genoeg te zijn. Deze omvang wordt met name bepaald doordat er seizoenverschillen zijn in de hoeveelheid wind en in deze studie de vraag naar waterstof zeer continue door het gehele jaar.

Doordat het model relatief simpel gehouden is, is er verder niet onderzocht in welke mate de kostprijs van de opslag zich verhoudt tot verkoop aan een andere sector. In algemene zin is het raadzaam om een veel breder en gedetailleerder systeemanalyse te maken omdat aangenomen mag worden dat daarmee de opslagbehoefte sterk zal dalen.

Er is in de studie meegenomen dat voor de nodige extra waterstofbuffer dit zal plaatsvinden in lege zoutkoepels. De kosten hiervan zijn ruw geschat op basis van de studies van Hyunder. Zowel op land in Twente als op verschillende plekken op de Noordzee zitten zoutkoepels. Opslag van waterstof in zoutkoepels is een bestaande technologie die op enkele plaatsen in de wereld al wordt toegepast. Daarnaast lijken lege aardgasvelden ook interessant voor opslag, het verschil met zoutkoepels lijkt vooral de snelheid waarmee waterstof in en uit het reservoir gehaald kan worden. Opslag in koepels lijkt vooralsnog goedkoper dan het creëren van extra-pijplijn capaciteit door bijvoorbeeld grotere diameters te gebruiken. Deze optimalisatie vraag is echter verder niet meegenomen in de studie. De impact van de opslag is met zo'n 8 % op de kg prijs van waterstof beperkt; ter referentie de kosten van transport slechts 2%.

2.3.6 Systeemanalyse wind-waterstof-tankstation.

Op basis van alle in eerdere paragrafen besproken aspecten is een systeemanalyse uitgevoerd om te onderzoeken voor welke kostprijs het waterstof aan land kan worden gebracht. In de analyse is slechts zeer beperkt ingegaan op de mogelijke kosten om de waterstof vanaf het aanlandingspunt ergens op land bij een tankstation te krijgen. Dat lijkt op het eerste gezicht risicovol omdat van waterstof distributie en tankstations verondersteld wordt aanzienlijk bij te dragen aan de kostprijs van waterstof. Het lijkt voor deze studie echter aannemelijk dat als ervan uit gegaan wordt dat het waterstof per offshore pijplijn naar land gebracht wordt, deze ook op land via een pijplijn gedistribueerd zal gaan worden. Daarbij bestaan de huidige kosten van een waterstoftankstation voor een zeer groot deel uit opslag- en compressiesystemen. Onder de aanname dat het pijpleidingennet op land een vergelijkbare capaciteit en hagedruk krijgt als die offshore (wat betreft diameter van de pijpen aannemelijk is), dan zal in de praktijk de kostprijs van een waterstoftankstation zeer beperkt blijven. Tegelijkertijd zal met een landelijk netwerk de totale capaciteit van het systeem groter worden wat vervolgens de noodzaak voor de eerder besproken tijdelijke opslag zou kunnen verlagen. In de studie is de impact van het offshore leidingnet slechts 2% op de kg prijs. Al met al lijkt het redelijk om te veronderstellen dat de kostprijs van de distributie en tankinfrastructuur geen significante impact zal hebben op de kostprijs van waterstof die de algemene conclusies uit deze studie te niet zal doen.

In de studie zijn verschillende scenario's van mogelijke aannames doorgerekend. In de tabel hieronder staat de kostenopbouw van de basis casus met de volgende uitgangspunten

- Gemiddelde energieverliezen,
- Gemiddelde elektrolyse kosten & inclusief vervangingskosten stack binnen exploitatie periode
- Elektrolyse efficiëntie op basis van de 2017 target van de DOE
- Gemiddelde transportkosten
- Geen H₂-distributie en tankinfra-structuurkosten.

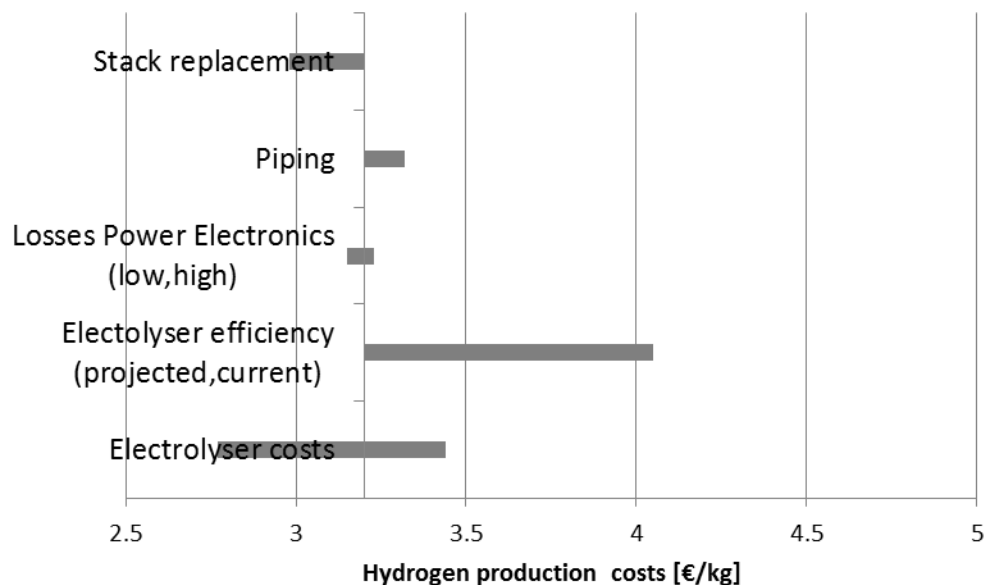


• Tabel 5 opbouw kostprijs waterstof

Wind turbine	73%
Productie	17%
Hoge druk infrastructuur	2%
Ondergrondse opslag	8%
Totale prijs per kg /H2	100%

Veronderstelling in de gehele analyse is een kostprijs ontwikkeling die tendeert naar serieproductie. Nu is bij de omvang van 1 GW windpark voor veel componenten er op zich zelf al sprake van grootschalige serie productie. Uitgangspunt is de kostprijs rond 2030. Verder is een exploitatie periode van 25 jaar verondersteld en vereist project rendement van 4%. De kapitaalslasten zijn als annuïteit in het model meegenomen.

Uit het Tornado-diagram in Figuur 4.3 blijkt dat de waterstofproductiekosten zeer gevoelig zijn voor de veronderstelde efficiëntie van de elektrolyse. Door het ontbreken van een target curve voor 2030 is als ondergrens de target voor 2017 genomen. Er zijn op dit moment inmiddels systemen op de markt met de door de DOE gestelde target voor 2017. In de praktijk van 2030 lijkt een hogere efficiency dan verondersteld in de basis case ook mogelijk. Dit zal de kostprijs, gezien de impact van de efficiency, nog verder kunnen verlagen.



Figuur 2.7 Gevoeligheidsanalyse kostprijs waterstof uit offshore wind

De vervanging van de elektrolyse-stack heeft ook een sterke impact op de veronderstelde business case. Indien door de fabrikanten opgegeven levensduur in uren wordt berekend op gebruiksuren, dan zal inderdaad de stack binnen de veronderstelde exploitatie periode moeten worden vervangen. Door de fluctuerende wind zal het systeem slechts beperkt op vollast draaien. Alhoewel onbekend is wat deze wijze van toepassing exact voor effect heeft op de levensduur worden is de verwachting van experts dat door de lagere belasting de levensduur hoger zal uitvallen dan in de analyse verondersteld.



De kosten van de stack hebben als laatste een grote impact op de kostprijs van de waterstof. De voor de basis case veronderstelde gemiddelde prijs van 550 euro/kW lijkt mogelijk al rond 2020 gehaald te kunnen worden. De eerder gerefereerde 250 euro/kW voor het gehele systeem wordt door een leverancier als haalbaar geacht, dit kan mede bereikt worden door o.a. het vermogen (de zgn current density/cm²) te verhogen. NB de DOE target 2017 zit op max 2 A/cm², 3 A/cm² lijkt volgens experts goed haalbaar, dat leidt direct tot een kostenreductie per kW van 33%. Conclusie, het lijkt waarschijnlijk dat de kostprijs in de praktijk lager zal uitvallen dan in de basis case verondersteld.

In vergelijking met een vergelijkbaar elektriciteit offshore windpark is de (bij de basis case) hoeveelheid aan land gebrachte waterstofenergie met 84% (LHV) ten opzichte van de hoeveelheid elektrische energie duidelijk lager. Op basis van HHV is het echter gelijk(!).

Het vermijden van energieverliezen ten opzichte van offshore elektriciteit is de impact van curtailment beperkt, max 0,3% van de totale mogelijke productie.

Een van de conclusies uit de studie is dat er een ander economisch optimum in het windturbine en windparkontwerp zal gaan ontstaan. Gevolg daarvan zal zijn dat bij waterstof er potentieel 20% meer energie gewonnen kan worden tegen een nog lagere kostprijs dan berekend in het basis scenario. Ten opzichte van een vergelijkbaar aantal windturbine als bij elektriciteit betekend dat de hoeveelheid aan land gebrachte energie praktisch gelijk zal zijn op basis van LHV en zelfs meer dan dat op basis van HHV.

Wat betreft transport infrastructuur zijn de verschillen groot. Waterstof is een factor 7,5 goedkoper dan elektriciteit bij de huidige gekozen afstand van 90 km. Wat betreft kostprijs per MWh ontlopen beide elkaar ook niet veel. Uitgaande van 2,9 euro/kg waterstof op hoge druk (en de ondergrondse opslag niet meegenomen, die heeft elektriciteit ook niet) is de kostprijs 87,0 euro/MWh. De wind elektriciteit komt op 76,5 euro/MWh. Indien de lagere kostprijs van de stack werkelijkheid wordt zoals in figuur 3.10 dan zakt deze reeds onder de kostprijs van elektriciteit. Ook de windturbine optimalisatie zou kunnen leiden tot een significant lagere euro/MWh prijs.

Conclusie,

- 1) op basis van kostprijs per MWh zijn waterstof en elektriciteit vergelijkbaar
- 2) op basis van LHV energieopbrengst kan waterstof elektriciteit benaderen
- 3) op basis van HHV zal de energieopbrengst van waterstof hoger zijn dan bij elektriciteit

2.4 Het perspectief van de toepassing van waterstof

Deze studie onderzoekt waar het waterstof kan worden toegepast, naast de vraag tegen welke kostprijs waterstof uit offshore windenergie geproduceerd kan worden en hoe zich dat verhoudt tot elektriciteit uit offshore windenergie. Hoe groot zou de marktvraag kunnen zijn, welke kostprijs mag de waterstof hebben en in welke mate er "concurrentie" is van andere waterstofbronnen dan windenergie. Het volgende hoofdstuk zoomt stap voor stap dieper in op deze vragen.

2.4.1 In welke sector heeft waterstof de hoogste toegevoegde waarde?

In de nationale energieverkenning 2016 is een opdeling te vinden naar het primair energie verbruik in NL. Uit die opdeling blijkt dat het aandeel hernieuwbare energie nog relatief beperkt is en met huidige



beleid ook blijft. Wat opvalt is dat er verondersteld wordt dat het aandeel olie zal toenemen en dat aardgas zal afnemen.

Tabel 6 Overzicht primair energieverbruik

Tabel 4a: Energieverbruik (vastgesteld beleid)				
(PJ)	Projecties			
	2017		2035	
Primair energieverbruik ¹				
Totaal	3074		2983	
Aardgas	1133	37%	943	32%
Kolen	398	13%	283	9%
Olie	1199	39%	1288	43%
Overig fossiel	48	2%	35	1%
Nucleair	43		0	0
Hernieuwbaar	166	5%	398	13%
Importsaldo elektriciteit ²	86		36	
Bruto eindverbruik ³ totaal	2070		2058	

Van het totale primaire energieverbruik wordt 325 PJ omgezet naar elektriciteit consumptie. Ten opzichte van de elektriciteitssector is het aandeel van zon- en windenergie een stuk hoger dan ten opzichte van het totale energieverbruik. In de nationale verkenning voorspelt men dat de gemiddelde waarde van met name zon- en wind-elektriciteit zal dalen ten opzichte van gemiddelde elektriciteits-marktwaarde vanwege de ongelijktijdigheid van vraag en aanbod. Het onderwerp elektriciteitsopslag is een inmiddels een belangrijk thema aan het worden.

Deze studie beschouwd de situatie dat er op grote schaal waterstof geproduceerd gaat worden op de Noordzee en deze naar land wordt gebracht met pijpleidingen. Er is geen sprake van een directe koppeling aan het elektriciteitsnet.

Waar kan het geproduceerde waterstof het beste (hoogste toegevoegde waarde) toegepast worden? In deze paragraaf worden 3 verschillende manieren ingezet vergeleken.

- 1) Door het bij te mengen met aardgas of door het vervangen van aardgas, de waarde van het waterstofgas is dan te berekenen op basis van de veronderstelde waarde van het aardgas per Nm³.
- 2) Door de waterstof op land om te zetten naar elektriciteit die op het elektriciteitsnet wordt ingevoegd. De waarde van de waterstof is dan te berekenen op basis van de veronderstelde elektriciteitsprijs (gemiddelde marktwaarde), de veronderstelde efficiency van een stationaire brandstofcel en de kostprijs van de brandstofcel.
- 3) Door de waterstof in te zetten bij brandstofcellen ter vervanging van olie en de verbrandingsmotor, merendeels in de mobiliteit. De achterliggende analyse voor het vaststellen van de toegevoegde waarde van de waterstof is redelijk complex. In principe is de waarde te bepalen in vergelijking met het alternatief (olie) en dan met name op basis van het "eindproduct", in de mobiliteit de kostprijs euro/km. Die kostprijs is afhankelijk van een grootaantal factoren.

In de onderstaande tabel is berekend wat de waterstof kostprijs mag zijn bij bovengenoemde drie vormen van waterstof inzet.



Tabel 7 Overzicht waarde waterstof ten opzichte van elektriciteit, olie en gas

		2017	2020	2025	2030	2035
Electricity base-load	euro/MWh	€ 42,00	€ 32,00	€ 52,00	€ 63,00	€ 65,00
Waterstof equivalent prijs	Euro/kg	€ 0,55	€ 0,35	€ 0,75	€ 0,97	€ 1,01
TTF-gas	euro/Nm3	€ 0,15	€ 0,14	€ 0,22	€ 0,28	€ 0,30
Waterstof equivalent prijs	Euro/kg	€ 0,55	€ 0,52	€ 0,82	€ 1,06	€ 1,14
North Sea Brent	euro/vat	€ 58,00	€ 76,25	€ 86,09	€ 99,58	€ 115,43
Waterstof equivalent prijs	Euro/kg	€ 1,73	€ 2,27	€ 2,56	€ 2,96	€ 3,44

Voor de berekening van toegevoegde waarde van waterstof ten opzichte van olie is gebruik gemaakt van de veronderstelde waardeontwikkeling van North Sea Brent-olie en dat 1 kg waterstof 4 liter diesel zal vervangen. Op energetische basis zou dat slechts 1 kg op 3,3 liter diesel zijn. In de praktijk behalen waterstof-elektrische voertuigen echter een hogere efficiency waardoor er meer bespaard wordt dan op basis van alleen de energie-inhoud.

De 4:1 verhouding is, zoals later verder toegelicht, een conservatieve inschatting. Door verbeteringen in brandstofcel en elektrische aandrijvingen zal deze waarschijnlijk door-ontwikkelen naar 5:1 of nog hoger. Dat betekent dat de waarde van waterstof ten opzichte van olie in de praktijk hoger zal uitvallen dan hier aangenomen.

De vergelijking veronderstelt dat voor alle drie de toepassingen (gas vervangen, elektriciteit voor het net of olie vervangen) er een transport en distributie infrastructuur aanwezig is vanaf het moment dat het waterstof aan land komt. Voor aardgas en elektriciteit is deze er inderdaad al, echter voor het toepassen in de mobiliteit bestaat deze (nog) niet. Indien het waterstofgas in speciale leidingen getransporteerd en distribueert zou worden via pijpleidingen zoals nu ook bij aardgas dan zou de kostprijs daarvan per eenheid energie (of per kg waterstof) beperkt blijven.

Uit deze analyse blijkt duidelijk dat waterstof een significant hogere toegevoegde waarde heeft als vervanger van olie en niet als vervanger van aardgas of om als opslag te dienen bij de elektriciteitssector. NB het merendeel van de waterstof in de Nederlandse industrie wordt gemaakt voor de chemische industrie en wordt gemaakt uit aardgas en heeft een lagere zuiverheid dan de waterstof uit water-elektrolyse. Met andere woorden, voorlopig kan duurzaam waterstof beter ingezet worden voor mobiliteit dan voor de industrie.

2.4.2 Waterstof uit aardgas en de rol van zuiverheid bij waterstofgas

Op basis van het zogenaamde Steam Methane Reform proces (SMR) is relatief makkelijk waterstof uit aardgas te maken. In welke mate kan offshore waterstof, geproduceerd uit water-elektrolyse, hier mee concurreren? Een antwoord op die vraag vereist eerst meer kennis van de impact van de kwaliteit van waterstof.

2.4.2.1 De impact van kwaliteit van waterstof

Om waterstof uit verschillende bronnen met elkaar te vergelijken is het belangrijk om te weten dat er internationale standaards zijn waaraan de waterstof in geval bij toepassing in mobiliteit aan moet voldoen. De reden hiervoor is dat de efficiency en levensduur van een brandstofcel sterk afhankelijk zijn van de zuiverheid van de te gebruiken waterstof. Een brandstofcel is te vergelijken met een filter



dat alleen waterstof doorlaat. Alle onzuiverheden die met de waterstof naar het filter gebracht worden hebben daar de potentie:

- 1) het “filter” fysiek te blokkeren of een ‘deken’ van inert gas te leggen wat leidt tot tijdelijk en reversibel efficiency verlies en/of
- 2) het “filter” te beschadigen door chemische reacties en binding met het membraan en katalysator, afhankelijk van de aard van de vervuiling, leidend tot prestatieverlies en zelfs een kortere levensduur.

Hoe zuiverder de waterstof, hoe beter de prestatie van de brandstofcel. De mate van vervuiling aanwezig in waterstof wordt bepaald door de bron waaruit het gehaald wordt en de mate van vervuiling die er nog (onbedoeld) tussen bron en brandstofcel bijkomt. Van nature is er relatief weinig vervuiling aanwezig bij waterstof productie uit PEM-water-elektrolyse, mits men zuiver water gebruikt. Ook waterstof dat verpompt is met elektrochemische compressie op basis van PEM-membranen, is zeer zuiver waterstof en het risico van onbedoelde vervuiling (e.g. olie, rubber resten, pakking materiaal) zoals bij mechanische compressie is afwezig.

De zuiverheid van waterstof wordt op twee manieren aangegeven, per specifieke vervuiling uitgedrukt in PPM en per totale zuiverheid. Klasse 5 refereert aan een zuiverheid van vijf negens, 99,999%. Wat de exacte impact op de efficiency en levensduur is, verschilt met de aanwezige vervuiling.

Een belangrijke maatstaaf is de aanwezigheid van CO, ook omdat deze ook fungeert als indicator voor overige C-vervuiling, een type vervuiling dat met name bij SMR uit aardgas aanwezig kan zijn. Volgens de internationale standaard mag er maximaal 0,2 PPM CO (koolstofmonoxide) aanwezig zijn in het gas. Dat is een beperkte vervuiling ten opzichte van de class V norm. Per 0,1 PPM daalt de efficiency van een brandstofcel met ongeveer 0,56%. Een concentratie van 0,2 PPM CO vertaalt zich, los van de impact op de levensduur van de brandstofcel, door de lagere efficiency in een hogere waarde van ongeveer 3% per kg waterstof. Ten opzichte van een waterstofprijs van 5 euro/kg leidt dat tot een waardeverschil van 0,14 euro/kg. In principe is het met zuiveringsstappen goed mogelijk CO tot een laag niveau te verwijderen. Het vergt tegelijkertijd een adequate monitoring, de kostprijs daarvan wordt geschat op 0,04 euro/kg.

Samenvattend, de verschillen in kwaliteit binnen de internationale norm kunnen leiden tot een verschil in waarde van enkele procenten per kg waterstof. Indien de waterstofketen van bron tot brandstofcel is op basis van elektrochemische omzetting is er inherent weinig (kans op) vervuiling.

2.4.2.2 Aardgas vs. waterelektrolyse

Het SMR proces om uit aardgas waterstof te maken is, op grote schaal, een relatief goedkoop proces. Gegeven de in de vorige paragraaf beschreven noodzaak tot hoge zuiverheid zijn er voor toepassing bij mobiliteit extra zuiveringsstappen nodig. Het is die noodzaak tot zuiverheid die de waterstof uit SMR duurder maken, doordat Pressure Swing Adsorptie batch processen anders moeten worden bedreven.

Omdat bij de productie van waterstof uit water-elektrolyse in feite het omgekeerde proces plaats vindt als in een brandstofcel is het daar relatief simpel om zelfs direct class 6 waterstofgas te maken.

In onderstaande tabel zijn de resultaten gegeven van een vereenvoudigde analyse waarin de productieprijs van waterstof uit twee bronnen met elkaar wordt vergeleken. In dit voorbeeld gaat het om een water-elektrolyse systeem dat op land staat en aan het elektriciteitsnet is gekoppeld. Daarvoor zijn twee variaties berekend,



- Maximale waterstof productie door continue te produceren en met een gemiddelde marktprijs (de prijs is inclusief investering, onderhoud en stroomprijs).
- 25% lagere productie per jaar, door het stilzetten van de elektrolyse kan er gereageerd kan worden op prijsfluctuaties op de elektriciteitsmarkt waardoor er een gemiddeld lagere stroomprijs gerekend mag worden.

Niet meegenomen is het marktprijsverschil dat kan ontstaan door verschil in kwaliteit. Uitgangspunt voor gas- en APX prijs is de NEV 2016.

Conclusie uit deze tabel is dat voor de productie van waterstof de kostprijs van beide bronnen relatief dichtbij elkaar in de buurt ligt. In het geval dat de elektriciteitsprijs veel schommelt is elektrolyse in potentie veel goedkoper. Voor waterstof uit offshore wind was eerder een schatting afgegeven voor 3,2 euro/kg. In die 3,2 euro/kg zit tevens het op druk brengen naar 500 bar en (seizoens) opslag.

Tabel 8 vergelijking kostprijs waterstof elektrolyse en SMR

			2017	2020	2025	2030	2035
Waterstof-aardgas	H2, class 5 uit SMR	euro/kg	€ 2,11	€ 2,00	€ 2,85	€ 3,52	€ 3,72
Wind -Waterstof-elektrolyse	APX => ELX max vollast	euro/kg	€ 2,47	€ 1,96	€ 2,98	€ 3,54	€ 3,64
Wind -Waterstof-elektrolyse	APX x 75% => 75% vollast	euro/kg	€ 2,15	€ 1,74	€ 2,56	€ 3,01	€ 3,09

2.4.3 Mogelijke omvang waterstofvraag voor mobiliteit

Met 516 PJ is de mobiliteitssector goed voor ongeveer 50% van de vraag naar olie. Uit rapportages van het CBS en het PBL is het energieverbruik per voertuigcategorie te herleiden.

In het volgende hoofdstuk rijden op waterstof versus rijden op batterijen wordt dieper ingegaan op welke vorm van vervoer zich het beste leent voor het rijden op waterstof. In algemene zin zal gelden hoe zwaarder het voertuig, hoe groter de af te leggen weg en hoe belangrijker de beschikbaarheid van het voertuig (laadtijd) hoe gunstiger het rijden op waterstof.

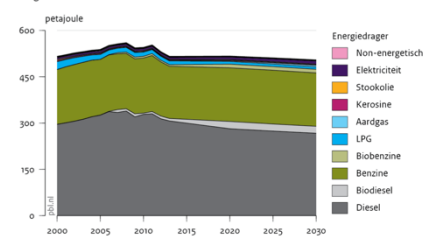
Meer dan de helft van de Nederlandse brandstofvraag voor mobiliteit wordt ingevuld met diesel. Daar benzine met name bij het autoverkeer wordt gebruikt, kan verondersteld worden dat al het bedrijfs- en busvervoer grotendeels op diesel rijdt. Logischerwijs zal waterstof dus vooral met diesel moeten kunnen concurreren.

Tabel 9 Overzicht energieverbruik per voertuig categorie en brandstof

	PJ	%	kton H2	GW wind
Brommer/motor	7	1%		
Bussen	9	2%	63	0,7
Licht bedrijfsvervoer	65	13%	451	4,9
Zwaar: trekker	74	14%	514	5,6
Zwaar: vrachtwagen	26	5%	181	2,0
Auto's	262	51%		
Overig	73	14%		
Totaal	516	100%	1.208	13

Binnenlands energiegebruik sector verkeer en vervoer

Vastgesteld beleid



Bron: CBS (tot en met 2013), PBL (vanaf 2014)

Door het relatief grote aandeel van bijna 20% in de totale energievraag richt de analyse zich verder alleen op zwaar transport. In een later hoofdstuk wordt dieper ingegaan hoe het brandstofverbruik van diesel zich verhoudt tot waterstof. Aanname is dat 1 kg waterstof 4 liter diesel zal vervangen. Omwille van eenvoud wordt hier verder aangenomen dat deze verhouding ook geldt voor al het



beroepsmatig vervoer om op die manier een inschatting te kunnen maken hoeveel wind-waterstof energie op zee er nodig is om die sectoren op waterstof over te laten schakelen.

Eerder in dit rapport is gesteld dat een windpark van 1 GW ongeveer 92 kton waterstof per jaar produceert. Daarmee zijn 13 windparken van 1 GW voldoende om deze categorieën op windenergie te laten rijden. Ter indicatie, onlangs is vastgesteld dat alleen al boven de Groningse wadden een potentiële capaciteit van 10 GW geplaatst kan worden.

Indien de verhouding 1:4 voor alle brandstofvormen wordt aangenomen is 3 keer zoveel windvermogen nodig om de totale mobiliteit op waterstof te laten rijden.

Later in dit rapport wordt dieper ingegaan op de 1:4 verhouding, het is waarschijnlijk dat deze in komende jaren een stuk gunstiger zal worden waardoor in de praktijk 25% minder windparken nodig zijn dan hier aangenomen.

2.4.4 Wanneer is er voldoende waterstofvraag voor een offshore windpark?

Het inschatten van de groeisnelheid van de vraag naar waterstof is zeer lastig. Een referentie is die op basis van de natuurlijke vervangingsvraag bij voertuigen. De volgende analyse richt op de vervangingsvraag bij het zwaar vervoer en de vraag wanneer er voldoende voertuigen zijn voor een waterstof vraag gelijk aan het aanbod van een windpark op zee op waterstof van 1 GW.

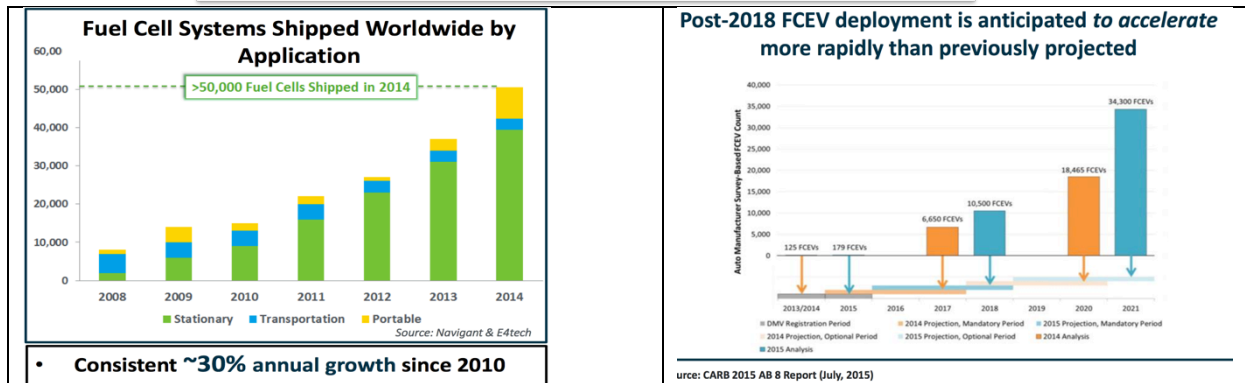
Er zijn in Nederland ongeveer 136.000 vrachtwagens, waarvan 52% trekkers en 42% bakwagen en 6% overige varianten. Een trekker gaat 2 tot 3 jaar mee bij intensief gebruik en wordt gemiddeld om de 7 jaar vervangen. Voor een bakwagen is dat 10 jaar, voor bussen vaak 12 jaar of meer. De totale vrachtwagen vervangingsmarkt ligt rond de 10.000 voertuigen per jaar ($\pm 7\%$ van de markt).



Het gemiddelde verbruik van een vrachtwagen in NL (in de praktijk zijn de verschillen zeer groot) is ongeveer 20.000 liter diesel per jaar. Met een omreken factor van 1 kg waterstof op 4 liter diesel is dat dus ongeveer 5.000 kg waterstof vraag per jaar. Om een windpark op zee 100% waterstof te laten produceren dienen er dus gemiddeld 18.000 vrachtwagens ($\pm 14\%$ van de markt) op waterstof te gaan rijden.

Figuur 2.8 Voertuigen en gemiddelde afstand in NL (CBS)

Onder aanname dat tussen de idee fase (2018) tot en de realisatiefase van een windpark van 1 GW al snel 10 jaar zit, dan zouden er rond 2028 dus minstens 18.000 waterstofvrachtwagens op de weg moeten rijden. Uitgaande van een start met 50 waterstofwagens in 2018 is vervolgens een groei van 70% per jaar nodig omdat aantal te bereiken. Dat lijkt vanuit van 30% per jaar, de historische groei naar brandstofcellen, hoog. Tegelijk is er de verwachting dat na 2018 er een versnelling in de groei van de vraag naar brandstofcellen zal plaatsvinden.



Figuur 2.9 Verkoopcijfers brandstofcellen per jaar en verwachte groei

Hoe snel de groei daadwerkelijk zal gaan is waarschijnlijk het sterkst afhankelijk van de kostprijs per km in vergelijking met diesel. In een volgende paragraaf wordt daar dieper op ingegaan. Voor die kostprijs speelt seriematige productie een belangrijke rol. Gegeven het feit dat een waterstof-elektrische aandrijving relatief gemakkelijk binnen de bestaande vrachtwagenmodellen ingepast zouden kunnen worden, zouden bestaande productielijnen ook relatief simpel aangepast moeten kunnen worden. In Nederland wordt een zeer groot aandeel van alle Europese trekkers gefabriceerd, Scania in Zwolle en DAF in Eindhoven produceren per dag tezamen ruim 400 trekkers. Dat is in theorie voldoende om binnen een jaar alle trekkers in Nederland te vervangen.

Samengevat, op de vraag of er voldoende waterstofvraag kan zijn voor 1 windpark dat waterstof produceert over 10 jaar vanaf nu, dan is dat in principe mogelijk. Het zal vooral afhangen of er een economisch kantelpunt tussen diesel en waterstof bereikt kan worden die voldoende snelheid in de vraag kan generen.

2.5 Voorspelling van omslagpunt naar diesel

Het lijkt logisch om te veronderstellen dat zodra het rijden op waterstof net zo duur is als het rijden op diesel, de omslag snel kan en zal gaan. In dit hoofdstuk worden verschillende harde en zachte aspecten daarin besproken. Het hoofdstuk sluit af met een ruw opgesteld scenario waaruit het economisch omslagpunt uit afgeleid kan worden.

2.5.1 De factor onzekerheid als versneller

De beste manier om tot een prijsvergelijking te komen tussen diesel en waterstof is door te kijken naar de totale kosten per kilometer. Aanschaf, onderhoud, afschrijving/levensduur, (voertuig)-efficiency, accijnzen belasting en brandstofkosten spelen allemaal een rol. Deze factoren zijn allemaal analytisch redelijk goed te vatten in een model. Er is echter een factor die lastig te bepalen is maar wel zeer duidelijk aanwezig is; onzekerheid. Onzekerheid niet alleen wanneer waterstof rendabel wordt, maar ook onzekerheid over investeringen komende jaren in het wagenpark voor conventionele voertuigen.

Verschillende wagenparkbeheerders beginnen zich reeds af te vragen wat het beleid om diesellootjes uit de binnensteden te weren betekent voor de nog aan te schaffen voertuigen. Is de wagen straks nog wel inzetbaar en wat is de impact van dit soort regelgeving op de veronderstelde restwaarde van het voertuig? Enkele gemeenten waaronder Amsterdam wil bijvoorbeeld in al 2025 emissie-vrij zijn. Dat betekent dat wagens die veel gebruikt worden in



binnensteden, nog binnen hun normale afschrijvingstermijn, niet meer inzetbaar en moeilijk verkoopbaar zouden kunnen worden.

In de referentie op basis van kostprijs kan de onzekerheid over de restwaarde en gebruikswaarde van de huidige technologie significante impact hebben. Deze onzekerheid, vanaf wanneer versneld af te schrijven, is tegelijk zeer lastig mee te nemen in de analyse en is daarom verder buiten beschouwing gelaten. Zodra de onzekerheid van diesel vanuit restwaarde en gebruikswaarde groter wordt dan zal dat de omslag versnellen.

Het is belangrijk om te beseffen dat de verdere analyse uitgaat van een geleidelijke ontwikkeling, maar zoals blijkt uit het voorbeeld hierboven en nog enkele voorbeelden later, het lijkt aannemelijk dat de ontwikkeling op een bepaald moment niet geleidelijk meer gaat maar sterk zal versnellen. In de gehele analyse wordt echter verder wel uitgegaan van een geleidelijke ontwikkeling na 2018.

2.5.2 De kostprijs van een waterstofvoertuig

De meeste vrachtwagens die momenteel geschikt zijn gemaakt voor waterstof vervangen de gehele diesel aandrijflijn tot aan de versnellingsbak. Het vergelijken van de aanschafprijs kan daarom geschieden op basis “de diesel aandrijflijn” (inclusief uitlaatgassen behandeling, opslagtanks etc.) eruit en een waterstof-elektrisch aandrijving er in (elektromotor, managementsysteem, batterij, brandstofcel systeem en waterstof tank).

De kostprijs van een diesel aandrijflijn is lastig vast te stellen, er is vrijwel geen goede referentie en voor marktpartijen betreft het gevoelige informatie. Voor deze analyse wordt de inkoopprijs door een fabrikant van de volledige aandrijflijn voor Euro6 motor geschat op 50 tot 70 euro/kW motorvermogen waarbij de fabrikant er vervolgens in de verkoop er ongeveer 45% tot 80% bij optelt.

Tabel 10 Overzicht (publieke bekend) partijen werkend aan waterstofvrachtwagens

						
Nikola	Toyota	ESORO => MAN-conversie	E-trucks Europe (DAF conversion)	Scania	Kenworth	VDL (DAF conversion)

In de verdere analyse zal worden uitgegaan een standaard voertuig die tot 30 ton kan vervoeren en ongeveer 210 kW aan diesel equivalent motorvermogen heeft.

Een elektrische aandrijving kan met een lager vermogen toe. Ten opzichte van een verbrandingsmotor met 210 kW volstaat ongeveer 150 kW aan elektrisch motorvermogen. Dit vanwege de andere koppel toeren relatie van een elektromotor ten opzichte van een dieselmotor. Het vermogen voor de elektromotor wordt vervolgens rechtstreeks uit een brandstofcel geleverd of ten dele uit een brandstofcel in combinatie met een batterij. De exacte verhoudingen tussen die componenten is een ontwikkeling die in de vrachtwagenombouw nog niet is uitgekristalliseerd.

Bij de meeste huidige omgebouwde vrachtwagens is er in feite sprake van een waterstof range extender bij een elektrisch voertuig met een batterij. De redenen hiervoor zijn divers. Het is door een gebrekkige waterstofinfrastructuur lastig om waterstof te tanken, het laden van een batterij is

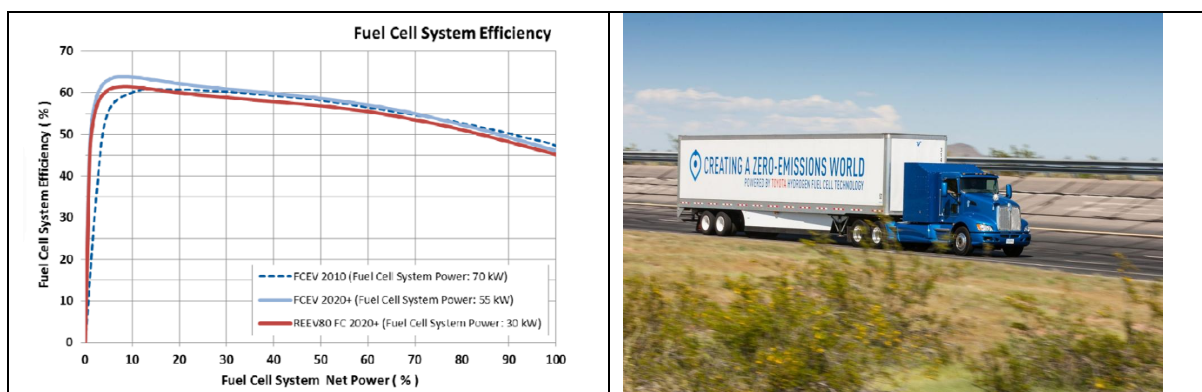


relatief gemakkelijk te organiseren waardoor de ontwikkeling zich initieel vooral op de elektrische aandrijving op batterijen gericht is geweest. De kostprijs per kW brandstofcel vermogen is (nog) hoog (± 1.500 euro/kW) en met een klein brandstofcel vermogen kan genoeg energie opgewekt worden voor het gemiddelde energieverbruik van een vrachtwagen. Een batterij is dan nodig voor de piekvraag. Voordeel van deze configuratie is dat de brandstofcel op een continu vermogen kan draaien, dat bevordert de levensduur sterk. Vaak hebben deze stationaire brandstofcellen ook een relatief sterk membraan en kunnen de systemen 30.000 uur mee (dat is bij 2.000 operationele uren per jaar genoeg voor 15 jaar, garanties zijn echter vaak maar 5 jaar). Nadeel van deze configuratie is dat de batterij groot is en een belangrijk deel van de totale kosten en gewicht mee brengt.

Een andere configuratie zien we vooral op dit moment bij personenauto's. Toyota en Hyundai hebben hun eigen brandstofcellen ontwikkeld. Deze zijn aanzienlijk goedkoper (geschat op ± 175 euro/kW in 2017), maar hebben een lagere veronderstelde levensduur (onduidelijk door gebrek aan informatie van de fabrikanten zelf, vermoedelijk al minstens 6.000 uur). De Amerikaanse overheid geeft de industrie als target een levensduur van minstens 8.000 uur. De kortere levensduur lijkt makkelijk op te wegen tegen de significant lagere kostprijs. Deze brandstofcellen zijn echter (nog) niet algemeen beschikbaar.

Conclusie voor dit moment lijkt dat vanwege de relatief hoge kostprijs van de "stationaire" brandstofcel het nog even loont om de brandstofcel relatief klein ten opzichte van de batterij te houden. De vraag is hoe lang dat zal blijven omdat er naast deze relatief simpele aanschaffkosten overweging nog een extra overweging bij komt, efficiency. Die afweging, bestaat drie componenten;

- 1) de "mobile" brandstofcel heeft dunnere membranen waardoor er minder weerstand optreedt en dus een iets hogere efficiency.
- 2) Bij een groter maximaal brandstofcel vermogen ten opzichte van de gemiddelde vermogensvraag stijgt de gemiddelde efficiency van de brandstofcel, zie daarvoor ook het figuur hieronder.
- 3) Voertuig efficiency, hoe meer gewicht meegenomen wordt (in de vorm van batterijen), hoe hoger het brandstofverbruik per km.



Figuur 2.10 brandstofcel efficiency range extender en full FC

Het lijkt daarom logisch te veronderstellen dat vrachtwagens uiteindelijk ook een grote brandstofcel krijgen met een klein ondersteunend batterij pakket. Onduidelijk is te zeggen wanneer en op welke schaal dat zal gaan gebeuren. Met name in Californië nemen het aantal demonstraties met waterstofvrachtwagens sterk toe afgelopen jaar. Toyota heeft daar o.a. een bestaande class 8 (zwaarste klasse) vrachtwagen omgebouwd op basis van de brandstofcel technologie uit haar Mirai personenauto en doelbewust de batterij capaciteit klein gehouden.



Het interessante van het Toyota initiatief is dat het duidelijk zichtbaar maakt dat de brandstofceltechnologie voor personenauto's uitwisselbaar is met vrachtwagens. Dit betekent dat marktontwikkeling van beide type voertuigen elkaar zullen kunnen versterken. Ter indicatie, de aandrijfvermogens van 30 ton vrachtwagens verschillen niet significant van waterstof- of batterij-elektrische voertuigen. De Toyota Mirai heeft 113 kW elektromotorvermogen, een 114 kW brandstofcel en een 1,6 kWh batterij. De firma E-truck Europe BV levert een omgebouwde DAF, met een 150 kW elektromotor, 30 kW brandstofcel en 136 kWh (groot) batterij pakket. E-truck heeft sinds 2010 succesvolle ervaring met elektrische aandrijflijnen en sinds 2013 met toevoeging van een brandstofcel.

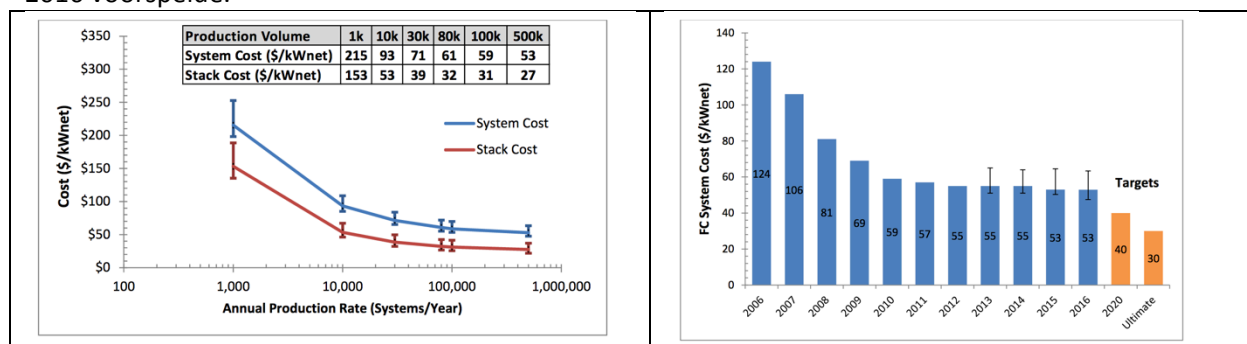
Om te komen tot een kostprijs (ontwikkeling) voor waterstofvrachtwagens kan door de vergelijking met personenauto's deze min of meer worden afgeleid uit de beter beschikbare analyses en prijzen voor waterstofauto's.

In tabel 11 staat de kostprijsberekening in 2015 op basis van serieproductie van 500.000 of meer stuks.

Tabel 11 Overzicht kosten opbouw waterstof aandrijflijn

	component grote	prijs per eenheid	prijs per component
Fuel cell	80 kW	€ 55 euro/kW	€ 4.400
Power electronics	120 kW	€ 7 euro/kW	€ 840
traction motor	120 kW	€ 10 euro/kW	€ 1.200
battery	1,6 kWh	€ 563 euro/kWh	€ 901
H2 tank	5,6 kg	€ 624 euro/kg	€ 3.494
Mark-up	46%		€ 4.984
Totaal	€ 132 Euro/kW traction		€ 15.819

In 2016 gaf het Amerikaanse Energie departement een voorspelling van de kostprijs ontwikkeling van een brandstofcel, zie figuur hieronder. Zowel Toyota als Hyundai hebben voor 2018/2019 een nieuw model met een significant groter vermogen (en hogere efficiency) aangekondigd. Ruwe schatting leert de kostprijs van het brandstofcel systeem ongeveer 80 euro/kW zal gaan kosten. Gezien de nog relatief beperkte productie (minder dan 10k per jaar) lijkt de kostprijs sterker te dalen dan de DOE in 2016 voorspelde.



Figuur 2.11 Kostprijsontwikkeling brandstofcellen

Met een analyse van de brandstofcel zijn we er echter helaas nog niet. Merk op dat in de aandrijflijn de waterstoftank een van de duurste componenten is. Ook bij de (ombouw) van een vrachtwagen is de waterstoftank een van de duurste componenten. Een goedkoper brandstofcel systeem per kW zal er in potentie toe leiden dat er een groter vermogen in het voertuig wordt geplaatst omwille van de verbeterde efficiency. Een betere efficiency zal bijdragen aan een lager verbruik. Dat geeft weer de mogelijkheid om een kleinere brandstoftank te plaatsen. Indien de gemiddelde efficiency van een brandstofcel stijgt van 50% nu naar bijvoorbeeld 60% over enkele jaren (DOE target 2020 65% en



ultimate target is 70% efficiency), dan kan de tank ook 20% (40% bij 70%) kleiner. Dat heeft, gezien de kostprijs van de tank, een duidelijk impact op de kostprijs van de aandrijflijn. NB. Een kleinere tank betekent ook een lager voertuig gewicht waardoor de voertuigefficiency toeneemt.

Voor zwaar vervoer lijkt de standaard voor waterstof-opslagdruk uit te gaan komen op 350 bar, dit in plaats van de 700 bar bij personenauto's. Gevolg daarvan is dat er de helft minder verstevigingsmateriaal nodig is voor een tank. Dat heeft tot gevolg dat de kostprijs ook praktisch zal kunnen halveren (een 350 bar tank is ongeveer de helft in gewicht t.o.v. een 700 bar tank). Gewicht is een factor van belang bij voertuig efficiency maar ook vanuit oogpunt van maximaal te transporteren gewicht.

Tenslotte kan er nog veel systeemintegratie binnen een aandrijflijn bereikt worden in de komende jaren. Met systeemintegratie wordt bedoeld het slimmer op elkaar laten aansluiten van verschillende componenten en beter ontwerpen voor de beoogde toepassing. Die integratie maakt het niet alleen lichter en goedkoper maar leidt ook tot minder energieverliezen. Ter illustratie, de elektromotor zal nog van een veronderstelde 90% efficiency kunnen verbeteren naar 94%. Brandstofcel en opslagtank kunnen daardoor weer kleiner uitgevoerd worden.

Er spelen dus veel factoren mee in de ontwikkeling van de prijs voor een aandrijflijn. Veruit het belangrijkste op dit moment is echter de mate waarin er sprake is van serieproductie.

2.5.3 Onderhoud & levensduur

Omdat een waterstofvoertuig net zoals een elektrisch voertuig op batterijen significant minder draaiende onderdelen heeft (20 i.p.v. 2000) is het onderhoud en slijtage significant lager. Dat heeft tot gevolg dat de levensduur van de aandrijflijn zal toenemen ten opzichte van het diesel equivalent. De kosten per km voor het onderhoud zullen ook significant dalen.

Ten opzichte van de overige componenten in de aandrijflijn is de levensduur van de brandstofcel beperkt, maar ook gemakkelijk te vervangen. De levensduur van een brandstofcel is op te splitsen naar "randvoorzieningen" (Balance of plant) en een van de duurste componenten de zgn. Stack (de "stapel" brandstofcellen). De levensduur gaat meestal uit van de veronderstelde levensduur van de stack. De levensduur wordt uitgedrukt in het aantal draaiuren, maar is in feite een afgeleide van het teruglopen van de capaciteit/efficiency door de degeneratie van de membranen.

Het verloopt van de degradatie is min of meer lineair, dat betekent dat een levensduur van 30.000 uur op 80% gelijk is aan een levensduur van 15.000 op 90%. Zonder duidelijke indicatie van de gehanteerde definitie is het lastig levensduren van verschillende leveranciers te vergelijken.

"De" levensduur zal daarbij in de praktijk een economische afweging worden tussen het vervangen van de oude brandstofcel en de kostprijs en efficiency van een nieuwe ten opzichte van de kosten van de waterstof.

Een sterke daling van de kostprijs van brandstofcelssystemen door serieproductie in de nabije toekomst en tegelijkertijd een stijging van de efficiency zou kunnen betekenen dat de *economische* levensduur van systemen die nu op de markt komen, relatief beperkt zijn.

Voor een algemene analyse zijn er dus verschillende invalshoeken voor de veronderstelde levensduur, omwille van eenvoud wordt echter aangenomen dat de economische levensduur ongeveer 10 jaar is.

2.5.4 Brandstofverbruik: voertuigefficiency

Het waterstof verbruik van een voertuig per km is de meest lastige vraag om precies te beantwoorden. Dat komt niet in de laatste plaats omdat het grotendeels wordt bepaald door soort



HYGRO

en wijze van gebruik, de onderlinge verschillen zijn daarom groot. Een vuilniswagen verbruikt ongeveer 1 liter diesel voor 2 km, terwijl een trekker op de snelweg in potentie er 4 km op rijdt. Echter ook binnen beide categorieën zijn de verschillen groot.

Voor de beoogde analyse is een inschatting nodig van het gemiddelde verbruik, zowel voor de diesel referentie als het waterstof voertuig. Er wordt veel over het onderwerp geschreven en toch is het lastig bruikbare referenties te vinden.

In algemene zin zal een waterstof-elektrisch voertuig een betere efficiency bereiken dan een verbrandingsmotor, dit o.a. door de hogere efficiency van de brandstofcel, 39% vs. 50% (in 2017). Echter door het elektrisch systeem zal er ook bespaard kunnen worden op zaken als stationair draaien, remenergie terugwinnen en integratie met de vrachtwagenopbouw (koeling, kraken, persen, pompen, ronddraaiende trommels). In het hoofdstuk rijden op waterstof versus rijden op batterijen zal dieper ingegaan worden hoe complex het is om “de” voertuig-efficiency vast te stellen, hoeveel kg waterstof een vrachtwagen per km daadwerkelijk zal verbruiken, nog los van de verschillen door de wijze van gebruik.

In deze studie wordt verder uitgegaan van een omrekening van liter diesel naar kilogram waterstof van 4:1 (liter:kg) in 2017. Deze verhouding lijkt voor het moment conservatief omdat er ook, beperkt beschikbare, praktijkcijfers zijn waar reeds 5:1 (liter:kg) (vuilniswagens) wordt behaald. Daarbij is de verwachting dat door de elektrische integratie van de opbouw dit al kan oplopen naar 6:1. De verhouding 4:1 is ongeveer de verhouding van tussen de verbrandingsmotor efficiency t.o.v. de brandstofcel efficiency 39%/50% en rekening houdend met efficiency van de elektromotor.

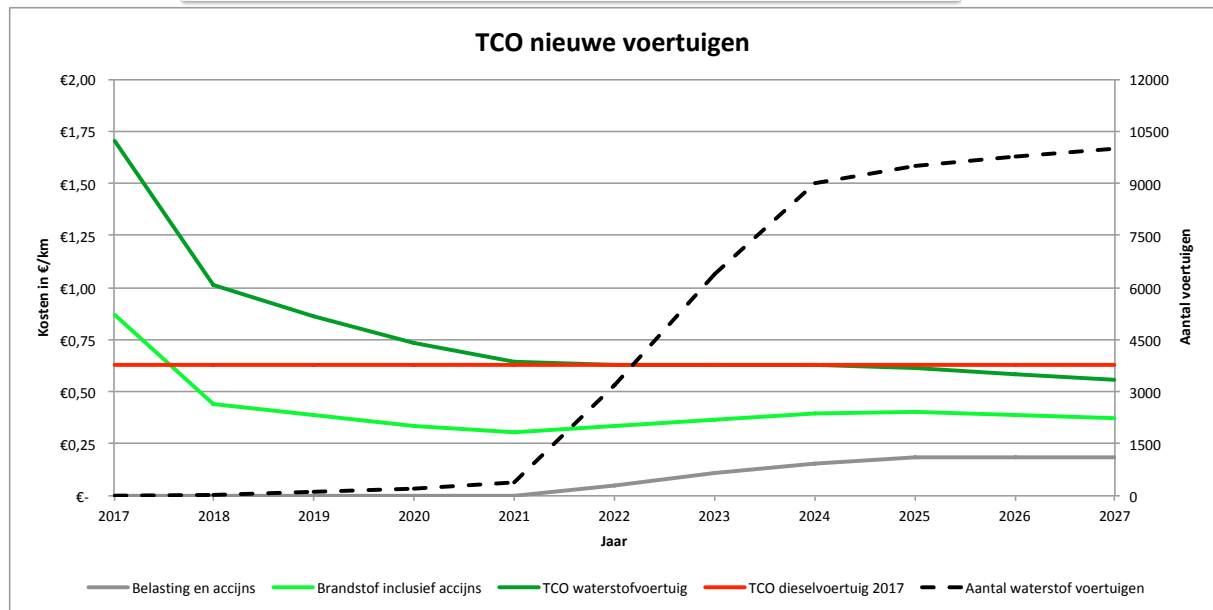
2.5.5 Kostprijs belastingen en accijnzen

Op diesel zit 0,49 euro/liter accijnzen, dat is zo ongeveer de helft van de prijs van diesel in 2017 aan de pomp. De Nederlandse staat ontvangt via accijnzen per vrachtwagen gemiddeld ongeveer 10.000 euro per jaar. Met 136.000 vrachtwagens is dat een totaal bedrag van 1,36 miljard euro. Op dit moment is waterstof voorlopig vrijgesteld van accijnzen. Het mag echter duidelijk zijn dat zodra rijden op waterstof zou doorbreken deze vrijstelling niet lang te handhaven is vanwege de dan (te) snel dalende accijnzen inkomsten. Veronderstelling in de kostenanalyse is dat de NL-overheid uiteindelijk per vrachtwagen weer dezelfde inkomsten moet genieten.

Waterstof vrachtwagens zijn vrijgesteld van motorijtuigen belasting. Om hoeveel voordeel dit gaat is sterk afhankelijk van het type voertuig. Per jaar gaat het om een bedrag van 304 tot 1.220 euro per voertuig. Veronderstelling in de kostenanalyse is dat de NL-overheid uiteindelijk per vrachtwagen weer dezelfde inkomsten moet genieten

2.5.6 Voorspelling kantelpunt in de tijd rijden op Waterstof

Op basis van alle voorgaande informatie wordt in de onderstaande grafiek een eenvoudig scenario weergegeven. De achterliggende gegevens zijn terug te vinden in een tabel in de bijlage. De grafiek laat zien hoe de kosten per kilometer (TCO) van een “standaard” waterstofvrachtwagen komende jaren zich zal kunnen ontwikkelen.



Figuur 2.12 Kostprijs per km en doorbraak punt rijden op waterstof

De grootste prijsprong is te vinden tussen 2017 en 2018. Het verschil tussen beide jaren is een benadering van de markt zoals momenteel uitgewerkt wordt door het consortium Duwaal waarbij de hele waterstofketen in 1 keer georganiseerd wordt met tegelijk voldoende schaal voor kostprijsreductie aan zowel de voertuig als duurzame waterstof infrastructuur kant. Voor het model zijn, zoals in de vorige paragrafen besproken, verschillende aannames gesimplificeerd om tot een algemeen beeld te komen.

De grafiek laat zien dat het kantelpunt ligt bij 2021, dan is op basis van de huidige vrijstelling van accijns en wegenbelasting er geen prijsverschil meer tussen diesel en waterstof voor voertuigen die dan op de weg komen, in combinatie met waterstofproductie-installaties die vanaf dat jaar online komen. Tevens ontstaat vanaf dat moment zelfs ruimte om accijns en wegenbelasting te heffen. Vanaf 2025 is het kantelmoment compleet omdat op basis van gelijke belastingen het rijden op waterstof goedkoper wordt dan het rijden op diesel.

Het model laat een waterstofpomprijs zien die initieel daalt om vervolgens weer te stijgen. Deze beweging komt door een combinatie van toenemende accijnzen zodra het kan en vanaf het begin een dalende productiekostprijs van waterstof. De dalende kostprijs van waterstof is lineair verondersteld in dit model naar het niveau van de offshore waterstof. In de praktijk kan deze prijsontwikkeling heel anders verlopen door een zich met sprongen ontwikkelende infrastructuur waarbij met name een pijpleidingennet een groot verschil zal maken voor de transport- en distributiekosten.

Afhankelijk van het perspectief kan deze analyse als conservatief of juist erg optimistisch worden beschouwd. In algemene zin is in Nederland het bewustzijn voor waterstof en de kansen die het biedt nog zeer beperkt en lijkt de analyse dus zeer optimistisch. Daar staat tegenover dat

- Een initiatief zoals de firma NIKOLA in Amerika laat zien dat het kantelpunt net zo goed al in 2021 volledig bereikt is. Zij gaan ervan uit dat ze dan reeds in staat zijn om 20 tot 30% goedkoper te zijn dan diesel.
- De gebruikte achterliggende cijfers over de kostprijsontwikkeling conservatief zijn gekozen ten opzichte van de prijzen inmiddels bekend van bijvoorbeeld Toyota en Hyundai.



- De gebruikte aannames voor brandstofcel efficiency ontwikkeling langzamer zijn gekozen dan de DOE ze verondersteld en ook lager lijken te zijn dan bij wederom Toyota en Hyundai.
- Uitgangspunt in de analyse is dat in 2017 de verhouding waterstof diesel begint met 4 liter diesel op 1 kg waterstof. Het is erg aannemelijk dat in het begin juist vooral voertuigen op waterstof worden omgebouwd met een hogere efficiencywinst; vrachtwagens met een opbouw met energiebehoefte; bijvoorbeeld vuilniswagens, gekoeld transport, etc. Dit zal er voor zorgen dat voor verschillende type voertuigen al eerder in de tijd waterstof concurrerend wordt.
- Als referentie hier een diesel voertuig is gekozen met een afschrijvingstermijn van 10 jaar. De komende jaren zullen juist door de opkomende waterstof mogelijkheden meer steden hun binnensteden afsluiten voor verbrandingsmotoren. Dit maakt waterstof sneller economisch rendabel.

In de analyse lijken de waterstofkosten potentieel optimistisch ten opzichte van wat gangbaar lijkt op dit moment. Echter in deze studie is aangetoond wat de impact kan zijn van de integratie van wind en waterstof. Dit kan reeds op land op korte termijn worden gerealiseerd waardoor ruim voordat er offshore waterstof beschikbaar duurzame waterstof tegen een redelijke prijs te krijgen is.

De voorspelling van het aantal voertuigen op waterstof geeft de mogelijkheid om een inschatting te maken hoeveel overheidssteun er nodig is om de omslag te bereiken. Daarover gaat de volgende paragraaf.

2.5.6.1 Overheidssteun en inkomsten bij het maken van de omslag

Op basis van het scenario uit de vorige paragraaf kan een ruwe inschatting worden gemaakt hoeveel overheidssteun nodig zou zijn om de beschreven omslag te maken. Twee kanttekeningen vooraf

1. Uit het scenario blijkt dat al relatief snel het rijden op waterstof goedkoper zal kunnen worden dan het rijden op diesel, inclusief vergelijkbare belastingen. Dat betekent in feite dat de Nederlandse overheid potentieel de investering in het heden om de omslag te maken terug zou kunnen “verdienen” in de toekomst omdat dat er ruimte is voor extra belastingen. De vraag hoeveel gaat de omslag kosten is daarmee afhankelijk van over welke periode er wordt gekeken en of er wel of niet extra belasting wordt geheven om de aanvangskosten te compenseren.
2. Niet uitgewerkt in dit rapport, maar wel in het halverwege deze studie gestarte Duwaal project. Waterstof geïntegreerd bij windturbines kan op een vergelijkbare wijze zoals beschreven in dit rapport voor wind op zee worden toegepast bij wind op land. Een effect daarvan is dat de SDE (Subsidieregeling stimulering duurzame energie) voor wind op land sneller omlaag kan. In andere woorden door duurzame waterstof productie bij windturbines op land kan geld bespaard worden, indien ingezet bij mobiliteit, op het SDE-budget in dezelfde periode als de hier beschreven periode. Met nog andere woorden, door stimulering van mobiliteit op duurzame waterstof zou er SDE bespaart kunnen worden.

In de onderstaande tabel is een, wederom ruwe, berekening gemaakt hoeveel overheidssteun er nodig is op basis van de aanname dat een voertuig een levensduur heeft van 10 jaar en dat over die periode het verschil in total cost of ownership tussen diesel en waterstof gesubsidieerd zal worden. Dit is vergelijkbaar aan het systematiek zoals toegepast bij de stimulering van duurzame energie. De hoeveelheid overheidssteun is vervolgens afhankelijk van het aantal nieuwe wagens dat op de weg zal komen. Er is tevens een schatting gemaakt van hoeveel geïntegreerde elektrolyse bij wind geplaatst kan worden en hoeveel SDE dat vermoedelijk bespaart. De verrassende uitkomst uit dit scenario is dat binnen 10 jaar met grote overheidssteun, maar ook met potentiële grote besparingen



of extra inkomsten overheid er een zeer kosteneffectieve omslag naar rijden op waterstof mogelijk lijkt.

Tabel 12 inschatting overheidssteun en mogelijke overheid besparingen / inkomsten

Jaar		Totaal	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Aantal nieuwe waterstof voertuigen	voertuigen	48.563	3	10	100	200	400	3200	6400	9000	9500	9750	10000
Totaal waterstof voertuigen	voertuigen	48.563	3	13	113	313	713	3.913	10.313	19.313	28.813	38.563	48.563
Overheidssteun of extra inkomen over levensduur voertuigen	Meuro	745,2	2,5	4,3	34,4	54,5	88,1	483,0	546,6	278,5	- 71,2	- 259,9	- 415,5
Aantal MW geïntegreerde wind op land elektrolyse	MW	-	-	1	5	12	25	124	319	588	868	1.151	1.437
SDE besparing per jaar	Meuro	718,5	-	0,5	2,0	3,5	6,5	49,5	97,5	134,5	140,0	141,5	143,0
Netto overheidssteun	Meuro	26,7											

2.6 Batterij versus waterstof-voertuigen

Door de snelle ontwikkeling van en veel publiciteit rondom elektrische auto's is er veel discussie op met name internet te vinden over wat de kansen van waterstof zijn ten opzichte van het rijden op batterijen. In algemene zin lijken er twee kampen te zijn die ofwel heel erg voor rijden op batterijen zijn en erg tegen waterstof, of net andersom. Ondanks vaak gedetailleerde en onderbouwde kritiek op bijvoorbeeld waterstof technologie doen dergelijke discussies vaak alsnog geen recht aan de grote verscheidenheid aan factoren die een rol spelen. Opstellers van dit rapport gaan ervanuit dat beide type technologieën naast elkaar kunnen bestaan en dat het zeer sterk afhankelijk is van gebruiker in een lokale context en op meta-niveau voor de totale energievoorziening wat de voorkeur zou moeten genieten. In dit hoofdstuk worden enkele aspecten nader besproken met tot doel enige richting te geven.

Bij zowel het rijden op batterijen of waterstof gaat het in beide gevallen om elektrisch aangedreven voertuigen waarbij het verschil voornamelijk zit in de bron van de elektriciteit (batterij of waterstoftank met brandstofcel).

2.6.1 Voertuig vs. aandrijflijn efficiency

De grote vraag voor velen is, wat is nu efficiënter en milieuvriendelijker, rijden op batterijen of waterstof? Bij de meeste analyses wordt alleen gefocust op de zgn. round-trip efficiency. Conclusie is veelal dat deze efficiency bij batterijen veel hoger is. De praktijk is echter weerbarstiger omdat er in deze vergelijking primair gefocust wordt op aandrijflijn efficiency en niet op voertuig-efficiency. Het verschil tussen deze twee en enkele kanttekeningen bij "de" round-trip efficiency worden hier verder uitgewerkt

2.6.1.1 Kanttekeningen bij round-trip efficiency berekeningen.

De round-trip efficiency is de mate waarin een elektrische kWh na opslag, weer nuttig beschikbaar is, bijvoorbeeld voor de elektromotor. In de round-trip efficiency spelen twee complicerende zaken een rol

- ⇒ Met welk vermogen en snelheid wordt batterij geladen (of waterstof getankt)
- ⇒ Welke aanname wordt gebruikt voor de efficiency van de productie van de elektriciteit tot aan het moment van opslag in een batterij of waterstof

Om batterij auto's snel te kunnen laden wordt er steeds vaker gebruik gemaakt van snel-laders. Het effect van snel-laden (of ontladen bij hardoptrekken of snel rijden) is een lagere efficiency door de warmteontwikkeling in de batterij. Over de praktijk efficiency bij batterij voertuigen zijn lastig goede referenties te vinden, zeker als het over snel laden gaat. Het is aannemelijk dat deze in de praktijk maximaal 80% is en waarschijnlijk een stuk lager zal zijn.



Om de vergelijking in deze studie gelijk te houden moeten we de efficiency van de te gebruiken elektriciteit vergelijken ten opzichte van een windpark op zee, gerekend vanaf de generator in de windturbine. Exacte cijfers zijn hier lastig maar in feite zou het moeten gaan om minstens 3 factoren

1. Power elektronica en transformeren in de windturbine tot en aan het stopcontact op zee.
2. Netverliezen vanaf het stopcontact op zee tot en met de land-aansluiting
3. Netverliezen in het nationale net

Totale efficiency van de offshore elektriciteit die de laadpaal wordt bereikt is ongeveer 86%. De eerdergenoemde maximale 80% round-trip efficiency daalt daardoor naar 69%. En de vraag is of dit niet nog steeds optimistisch is. Het lijkt aannemelijk dat de netverliezen zullen toenemen door specifiek snel laden enerzijds en anderzijds door een grote toename van het gebruik van het elektriciteitsnet bij grootschalig elektrisch-batterij rijden. De energieverliezen nemen namelijk kwadratisch toe met de belasting van het net. Bij een gelijkblijvend elektriciteitsnet zullen de netverliezen dus hoger gaan uitvallen. Daarbij is het de vraag in welke mate verschillen in seizoen productie bij zon- en wind opgevangen kunnen worden. Eventuele opslagsystemen daarvoor zal ook bijdragen aan een gemiddeld hoger verlies “in het net”.

Wat is de mogelijke round-trip efficiency bij waterstof? Veronderstel dat de waterstof geproduceerd wordt op dezelfde plek als de laadpaal, middels een net gekoppeld elektrolyse systeem. Stel de maximale efficiency bij grootschalige productie zoals veronderstelde door de DOE 75%, dan zou de efficiency van de productie uitkomen op 65% op basis van offshore wind elektriciteit. Uitgaande van een brandstofcel met 50% is de round-trip efficiency 32,5%. Deze efficiency wordt nog slechter als ook de compressie energie nog meegerekend moet worden. Op basis van deze vergelijking is meteen duidelijk waarom waterstof geen schijn van kans lijkt te maken ten opzichte van rijden op batterijen.

Echter, eerder in dit document werd geconcludeerd dat hoge druk offshore waterstof aan land kan worden gebracht met minstens 84% ten opzichte van het elektrisch equivalent. Dat het aannemelijk is dat dit nog zal gaan oplopen naar 100%. De round-trip zou op dit moment 42% zijn (50% brandstofcel efficiency) Maar mocht de brandstofcel volgens de ultimate target van de DOE dan 70% efficiënt zijn, en een windpark volledig waterstof geoptimaliseerd dan zal de round-trip efficiency van waterstof in deze vergelijking op 70% uitkomen.

Concluderend, waterstof lijkt op het eerste gezicht inderdaad een (round-trip) efficiency “probleem” te hebben ten opzichte van batterijen. De grootte van dit “probleem” is afhankelijk van een complexe set aan aannames. Belangrijkste is dat voor waterstof de mogelijke efficiency te snel onderschat wordt en bij batterijen te makkelijk overschat. Dat naarmate de grootschaligheid van elektrisch rijden (batterijen of waterstof) toeneemt zal het verschil in de praktijk elkaar veel dichterbij kunnen naderen dan nu vaak verondersteld.

2.6.1.2 Voertuig-efficiency en de impact van voertuiggewicht

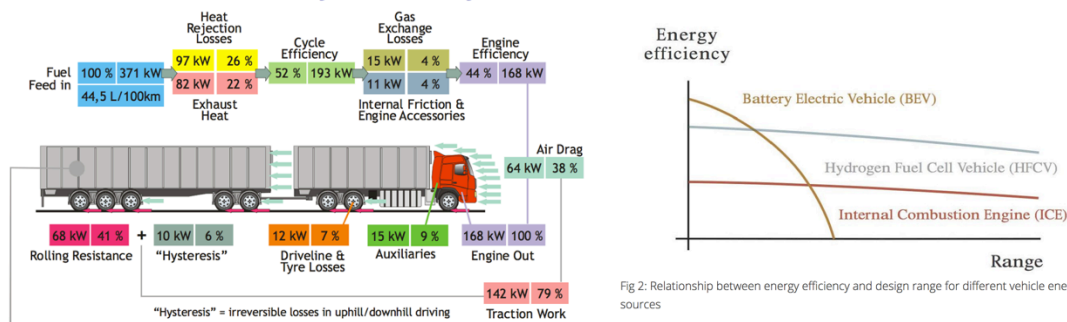
De round-trip- of beter gezegd de aandrijflijn-efficiency is niet de enige graadmeter voor het energieverbruik van een voertuig. Het energieverbruik van een voertuig (de voertuigefficiency) wordt sterk bepaald door het gewicht van het voertuig, de snelheid van het voertuig en de gewenste (lengte) af te leggen weg. Juist op deze aspecten zit een groot verschil tussen het rijden op batterijen of het rijden op waterstof.

Het volgende schema maakt inzichtelijk waar de energie bij een vrachtwagen naar toe gaat. Bijna 80% van het nuttige vermogen gaat naar het in beweging houden van de wagen. De rolweerstand van een



wagen is proportioneel aan het gewicht. De rijwind weerstand is kwadratisch met de snelheid. Hoe harder en verder je wilt rijden, hoe meer energie je moet meenemen, hoe zwaarder het voertuig en dus weer hogere rolweerstand. Bij batterijen neemt het gewicht veel sneller toe dan bij waterstof waardoor de hogere aandrijfefficiëntie het op een bepaald punt verliest van de voertuig efficiency. Zie ook grafische uitwerking en verdere uitleg op de blog van riversimple.com

60 ton Tractor & Trailer, Full Payload, Freeway at 80 km/h



Figuur 2.13 energieverbruik vrachtwagen en voertuig efficiency

2.6.1.3 Gewicht analyse batterij vs. waterstof

Gewicht is sterk bepalend voor de voertuig-efficiency. Het vrachtvoertuig in de vorige paragraaf heeft ongeveer 2 kWh/km (168 kWh/80km) nodig. Per ton verplaatst gewicht is dat 33 Wh/ton/km. Stel een actieradius van 300 km (in Nederland vindt 80% van de transport bewegingen binnen een straal van 300 km plaats). De maximale energiebehoefte is dan 600 kWh.

Met de huidige batterij-techniek zoals o.a. gebruikt in een Tesla is de veronderstelling dat de maximale energiedichtheid van het totale energiesysteem 250 Wh/kg is. Veel onderzoek is gaande en met prototypes zijn er met andere technieken ook dichtheden tot 650 Wh/kg behaald. Een batterij met een opslag van 600 kWh energie bij 250 Wh/kg weegt 2.400 kg en bij 650 Wh/kg 925 kg. Bij waterstof is de berekening van het mee te dragen gewicht een stuk lastiger omdat het daar uit twee componenten bestaat, de brandstofcel en de waterstoftank. In dit voorbeeld gaan we uit van 168 kW brandstofcel met een gewicht van 258 kg. Bij een efficiency van 50% (of 60%) is er 36 kg (30 kg) waterstof nodig. Met een potentiële gewichtspersformance van 11,4% bij een 350 bar tank is het gewicht van die tank in totaal 316 kg (263 kg).

Met ± 500 tot 700 kg is een brandstofcel systeem een stuk lichter dan batterijen. Door het extra gewicht van de batterijen zou in dit voorbeeld 36 kWh extra energie 6% extra gewicht mee moeten worden genomen. Echter hoe zwaarder het energiesysteem, ook hoe zwaarder allerlei componenten in het voertuig uitgevoerd moeten worden (chassis, remmen, motor etc.). Het is dit mechanisme waardoor de efficiency van een waterstofvoertuig in de praktijk en afhankelijk van de toepassing, gunstiger kan uitvallen dan een batterij voertuig.

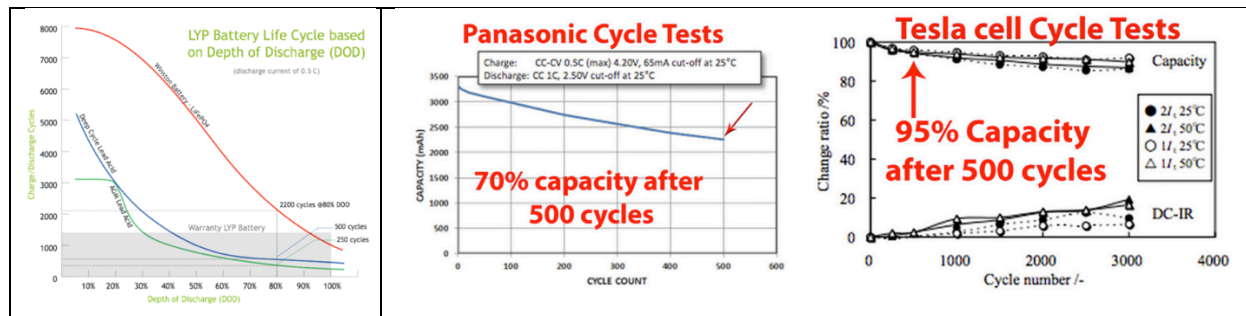
2.6.2 Kostprijs & levensduur batterij vs. waterstof

De prijs voor batterijen is op dit moment ± 215 euro/kWh en Tesla stelt dat voor haar nieuwste model dit op 116 euro/kWh uit zal komen. Voor het type batterij dat Tesla gebruikt lijkt het theoretisch maximum voor energieopslag per kg redelijk dicht genaderd te worden komende jaren. Gevolg daarvan is dat de prijsontwikkeling dan met name nog afhankelijk is van de grondstofkosten. In het bovengenoemde rekensommetje zou voor een vrachtwagen met 600 kWh opslag het energiesysteem op 70.000 euro komen. Met de andere batterij technieken zou het wellicht ooit nog kunnen halveren.



Op basis van een 164 kW brandstofcel met 36 kg 350 bar tank op basis van de prijzen uit tabel 11 zou de kostprijs ±35.000 euro in 2020 en potentieel 17.500 kunnen zijn.

De levensduur van de brandstofcel is reeds eerder besproken. De levensduur van een batterij is lastig vast te stellen. Het aantal charge cycli is sterk afhankelijk van het gebruik. In het hier gebruikte voorbeeld zou de vrachtwagen dagelijks zijn batterijen volledig moeten laden en ontladen. Het aantal laadcycli zou dan ongeveer 1.000 tot max 2.000 kunnen zijn. Met 260 werkdagen per jaar zou de batterij dan 4 tot 8 jaar mee gaan.



Figuur 2.14 levensduur en laadcycli batterijen

Zowel vanuit kostprijs als mogelijke levensduur ziet het ernaar uit dat de waterstof oplossing een stuk gunstiger is dan de batterij oplossing.

2.6.3 Tijd, energieprijs & infrastructuur

Een belangrijk verschil tussen waterstof of batterij-voertuigen is de wijze van toeleveren van de energie. In de overweging tussen beide type vervoersmiddelen speelt ook dat een rol. Vulsnelheid of laadtijd, kostprijs van de infrastructuur en energiekosten zijn zaken die met elkaar in verband staan

2.6.3.1 Vulsnelheid en laadsnelheid

De internationale standaard voor 700 bar tanken stelt dat 5 kg waterstof in 3 minuten getankt moet kunnen. Met een 50% brandstofcel efficiency is dat een equivalent van het laden van een batterij met 83 kWh op een vermogen van 1.667 kW. De huidige Tesla super-charger haalt ±150 kW en doet er dus 33 minuten over om 83 kWh te laden. Tesla wil naar 350 kW laadpalen (10 minuten laden in dit voorbeeld). Ter illustratie, in een huishouden kan per groep 3,5 kW vermogen afgenomen worden en de gemiddelde capaciteit van het laagspanningsnet is 1,5 kW per huishouden.

Vul- of laadsnelheid heeft impact op twee economische parameters, de kostprijs van de infrastructuur en de beschikbaarheid van het voertuig. Zelfsturende op afroep beschikbare auto's is een van de ontwikkelingen waarvan gesteld wordt dat het elektrisch rijden zeer snel goedkoper zal maken. Door het optimaal benutten (delen) van het voertuig (tijd) zal de kostprijs per km sterk kunnen dalen. Dit geldt uiteraard ook voor transport, daar wordt reeds het voertuig zo optimaal mogelijk ingezet op basis van beschikbaarheid. Voor het opladen van een vrachtwagen met 600 kWh is de wagen bij 150 kW 4 uur niet beschikbaar. Bij 60.000 km per jaar zou dat gaan om 800 uur per jaar. Bij waterstof is dat in dit voorbeeld slechts 12 minuten of 40 uur per jaar. De beschikbaarheid van waterstofwagens is in potentie dus significant hoger.



2.6.3.2 Kostprijs van de infrastructuur

Wat de kostprijs van een waterstoftankstation is of dat van een (snel-laad) laadpaal en de achterliggende infrastructuur is van erg veel factoren afhankelijk en kan sterk verschillen per locatie en context. Voor waterstof op zee was al duidelijk dat de transport infrastructuur een factor 7,5 goedkoper is dan voor het elektrisch equivalent. Ook voor transport op land mag een dergelijke verhouding aangenomen worden. Waterstofinfrastructuur heeft een inherente bufferfunctie tussen vraag en aanbod. De netverliezen bij elektriciteit zullen toenemen bij een intensiever gebruik, bij gastransport zijn de energieverliezen zeer beperkt. Kortom vanuit een systeembenadering lijkt waterstof-infrastructuur voordelen te bieden ten opzichte van elektriciteit en verdiend op basis van de impact op de energie-infrastructuur als geheel een nadere beschouwing.

NB. De elektrische-infrastructuur voorziening is bij wet bij de netbeheerders neergelegd, de kosten worden betaald uit een verdeelsleutel over alle elektriciteitsgebruikers, de waterstofinfrastructuur wordt aan de markt overgelaten. De vraag is of dat terecht is en of er niet voor de maatschappij een suboptimale infrastructuur ontstaat zonder centrale coördinatie.

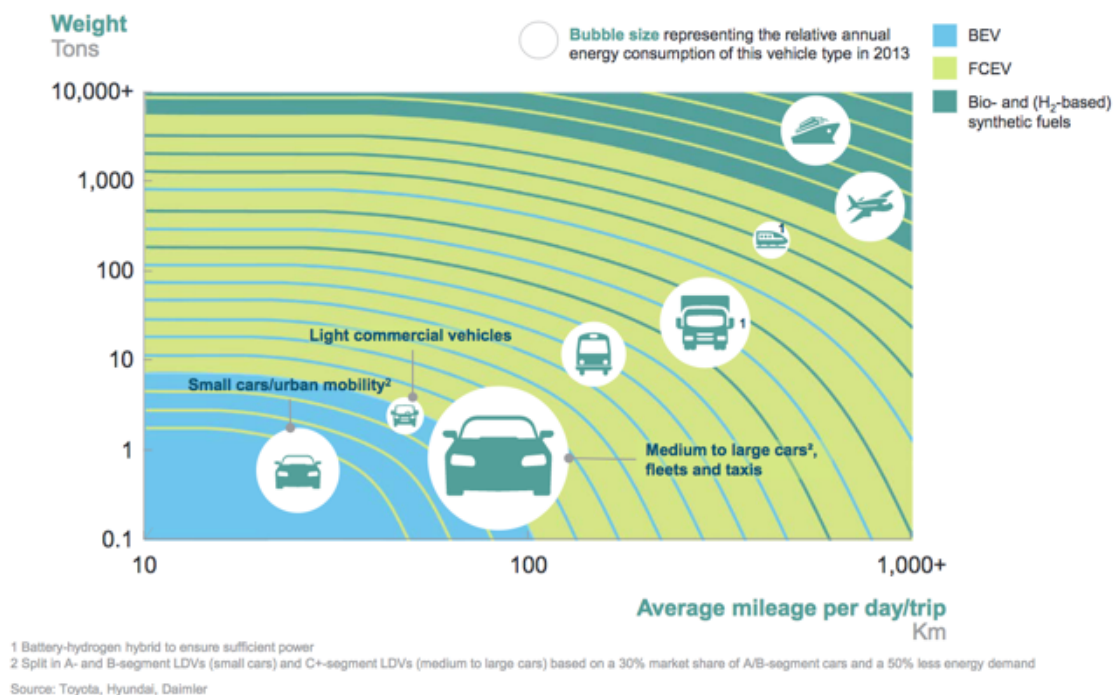
2.6.3.3 Kostprijs van energie, batterij vs. waterstof

Een afweging op basis van de kostprijs van de energie (elektriciteit of waterstof) op de totale voertuigkosten per km is gezien de in eerdere paragrafen besproken complexiteit inzake round-trip-efficiency, voertuig-efficiency en infrastructuur kosten niet zonder meer te maken. Extra complicerende factor is de energiebelasting op elektriciteit en hoe die te vergelijken met bijvoorbeeld accijnsinkomsten. Daarbij zijn er verschillen in aansluitkosten afhankelijk van de omvang van de aansluiting.

Om toch een gevoel te krijgen voor orde van grote, stel er is geen verschil tussen batterij rijden en waterstof rijden behalve de aandrijf-efficiency. Stel de 3,2 euro/kg waterstof uit een offshore windpark en 60% brandstofcel efficiency en 80% roundtrip efficiency van een batterij, dan zou elektriciteit op basis van die waterstofprijs 0,128 euro/kWh mogen kosten. De referentie kostprijs van de offshore elektriciteit is 0,074 euro/kWh, daarbovenop komt nog de onshore netwerkkosten van ongeveer 0,02 euro/kWh. Totaal 0,094 euro/kWh. In deze berekening is geen rekening gehouden met accijnzen. Elektriciteit lijkt per eenheid energie goedkoper. In de 3,2 euro/kg zat reeds seizoenopslag meegenomen, bij elektriciteit niet. Factor je dat in dan benaderen de prijzen elkaar.

2.6.4 Conclusie batterij vs. waterstof

Uit dit hoofdstuk blijkt duidelijk dat de afweging tussen het rijden op batterijen of het rijden op waterstof zeer sterk afhankelijk is van een zeer groot aantal factoren. Duidelijk lijkt het echter wel dat waterstof de voorkeur geniet zodra het om mobiliteit gaat waarbij gewicht, afstand, snelheid en beschikbaarheid een rol speelt. Het schema van de International Hydrogen Council heeft dat goed samengevat in het volgende schema.



Figuur 2.15 Marktpotentie waterstof per type voertuig

De keuze voor waterstof wordt nog verder versterkt indien de afstand tussen de energiebron (bijvoorbeeld wind op zee) en het voertuig toeneemt, infrastructuurkosten en netverliezen worden dan steeds belangrijker.

2.7 Spin off

Ter kennisverspreiding zijn op 28 juni de resultaten van de studie gepresenteerd aan een groep belangstellenden van 75 personen. Tijdens dat congres is tevens een follow-up van deze studie gepresenteerd "Duwaal". Duwaal betreft het initiatief van HYGRO, met o.a. ECN, Lagerwey, GP Groot, HVC en E-trucks om 2 MW elektrolyse te gaan integreren in een 4,8 MW turbine om er vervolgens 100 vrachtwagens op te gaan laten rijden.

Op basis van dit congres zijn er twee grote artikelen in dagbladen verschenen (dagblad van Noord-Holland en Trouw). Daarnaast is HYGRO (TechMaCon) op basis van de studie met verschillende andere partijen, waaronder Composite agency, Toyota Material Handling, NEN, GP Groot, E-trucks & Schipco een vervolg integratiestudie gestart om te zoeken naar een hoge druk distributie oplossing. Dit is een studie die tot een praktisch resultaat moet leiden.

Initiator, penvoerder en trekker van dit onderzoek is TechMaCon. TechMaCon (Hugo Groenemans), in samenwerking met Jan Willem Langeraar zijn naar aanleiding van de eerste uitkomsten van deze studie de firma HYGRO (Hydrogen Groningen) gestart. Beiden brengen veel kennis en ondernemerservaring samen op het vlak van ontwerpen voor en het opzetten van serieproductie, windturbine-ontwerp, duurzame energie business & projectontwikkeling, gas en elektriciteitsmarkt. Het doel van HYGRO is:

- het door ontwikkelen van elektrolyse technologie met de focus op serieproductie en toepassing bij wind (op zee).
- het opzetten van een productiefaciliteit voor de serieproductie van elektrolyse apparatuur



HYGRO

- het exploiteren van elektrolyse apparatuur bij windparken waarbij elektriciteit ingekocht en waterstof verkocht wordt.

HYGRO heeft inmiddels twee vervolgprojecten opgezet

2.7.1 High Pressure solution

Een groot deel van de waterstofprijs voor de eindgebruiker van het waterstof gaat momenteel zitten in de transport, opslag en distributie, “van productie naar tank”. Type tank, prestatie gewicht waterstof / gewicht tank, druk, temperatuur en regelgeving voor waterstof spelen een belangrijke rol in die kostprijs. In de huidige opzet van de keten wisselt waterstof enkele keren van tank, druk en temperatuur. Door de verschillende stukken van deze keten te integreren en standaardiseren zou de kostprijs van dit deel van de keten stevig omlaag moeten kunnen.

Hoe lager de kostprijs van de opslag, transport en distributie van waterstof van wind naar de eindgebruiker, hoe sneller de waterstofmarkt opgang komt. Doel van het project is het zoeken en optimaliseren van een ge-integreerde en gestandaardiseerde oplossing voor transport, opslag en distributie-oplossing om de kostprijs per kg waterstof van windturbine naar verschillende eindgebruikers zo laag mogelijk te maken.

2.7.2 Duwaal

HYGRO is op dit moment bezig met een demonstratieproject ontwikkeling Duwaal, samen met E-trucks Europe en GP Groot brandstoffen en met ondersteuning van onder andere Energy Valley en ECN. Het project heeft tot doel om 100 vrachtwagens op waterstof rond te laten rijden in de provincie Noord-Holland inclusief de bouw van de noodzakelijke infrastructuur, waar de vrachtwagens kunnen tanken en de productielocatie van de waterstof.

Productie van waterstof

Op het ECN testterrein wordt een 4,8 MW turbine geplaatst met 130 meter rotor diameter en een as-hoogte van 120 meter van leverancier Lagerwey. Deze turbine heeft de mogelijkheid de geproduceerde elektriciteit te leveren aan het elektriciteitsnet of aan de elektrolyse apparatuur en zal verder gekoppeld zo dicht mogelijk op de generator waardoor alle voordelen behaald zullen worden zoals beschreven in deze studie. De elektrolyse zal maximaal 2 MW bedragen en de windturbine blijft gekoppeld aan het elektriciteitsnet. Deze configuratie biedt een groot scala aan optimalisatie opties waardoor zowel de windenergie meer waard wordt en tegelijk duurzame waterstof competitief kan worden aangeboden. Het project zal de technologische koppeling demonstreren en de aansturing van het systeem ontwikkelen. De beslissing hoeveel en wanneer waterstof te produceren zal worden bepaald aan de hand van een groot aantal input





gegevens zoals de elektriciteitsmarkt, windvoorspelling, onbalans, beschikbare opslag en veronderstelde waterstofvraag.

Distributie van het waterstof

Het project gaat werken met een geïntegreerd opslag en distributiesysteem. De bij de windturbine gevulde waterstof transport buffer wordt dagelijks opgehaald door een vrachtwagen, die daarmee de tankstations en andere klanten bevoorraadt. Bij het tankstation wordt een aantal buffer lege eenheden verwisseld voor volle. Het management van de distributie vindt integraal plaats met de waterstofproductie. Afstemming zal tot kosten reductie in de keten leiden.

Gebruik van de waterstof

In het project Duwaal wordt de infrastructuur uitgelegd voor 100 vrachtwagens die op waterstof zullen rijden. Vrachtwagens rijden net als bussen met een maximale vuldruk voor de waterstof van 350 bar. Dit in tegenstelling tot personenauto's die 700 bar maximale vuldruk hebben. Een aantal tankstations zullen naast de benodigde 350 bar beleveringsmogelijkheid ook 700 bar beleveringsmogelijkheid aanbieden. Het afname patroon van de vrachtwagens maken een integraal onderdeel uit van de afstemming en coördinatie van de keten wind tot wiel om deze zover mogelijk te optimaliseren.



HYGRO

3 Contact informatie

Voor meer informatie kunt u contact opnemen met:

Jan Willem Langeraar HYGRO BV, jwlangeraar@hy-gro.nl

Het project is uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.