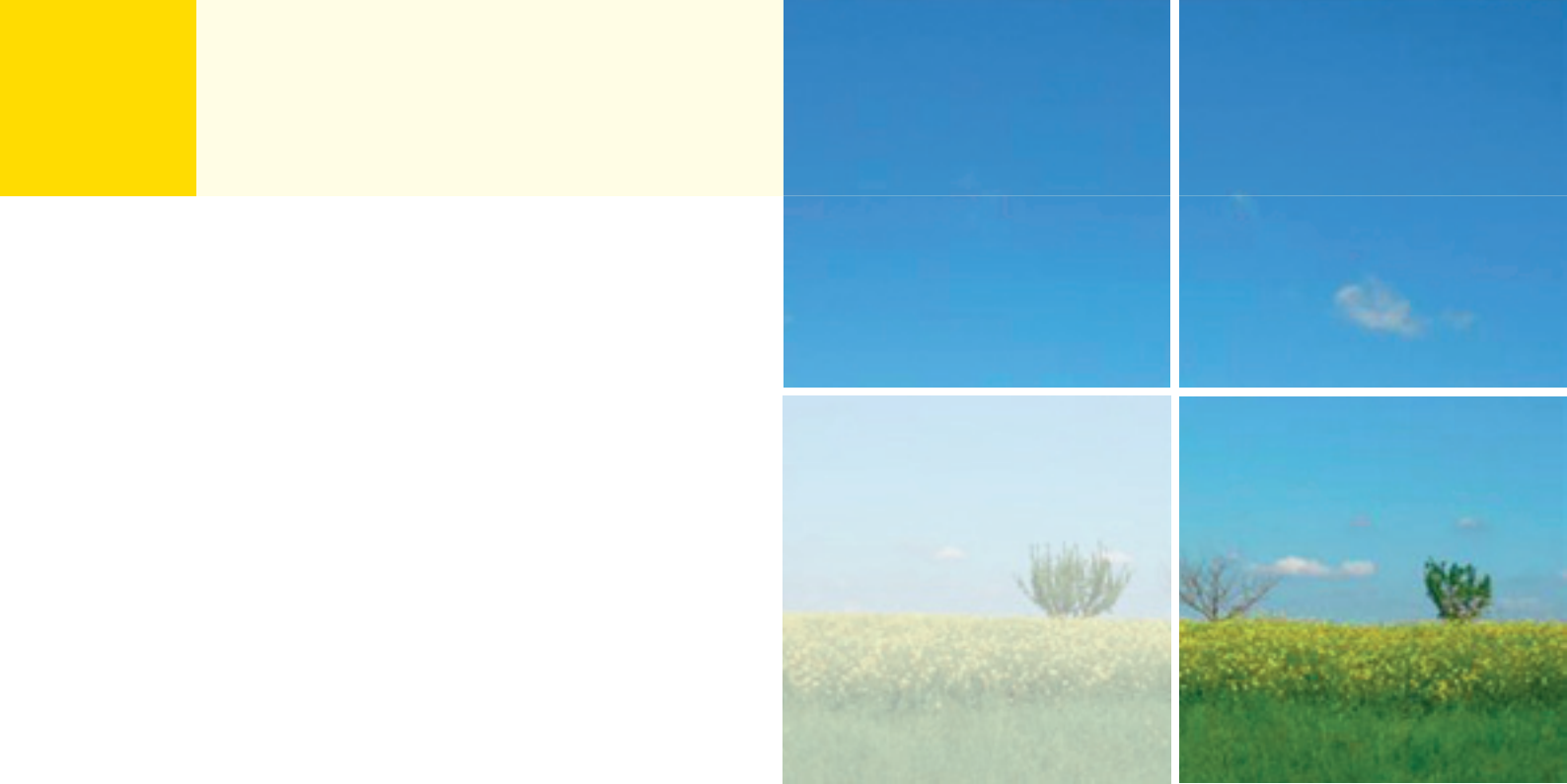


ENERGIETRÄGER DER ZUKUNFT –

Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg





ENERGIETRÄGER DER ZUKUNFT –

Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg

e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

WBZU GmbH

Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

INHALT

Vorwort	4
Kernergebnisse	5
1 Ausgangslage und Zielsetzung	6
2 Treiber der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	8
2.1 Elektromobilität	10
2.2 Stationäre Energieversorgung	11
2.3 Wasserstoff als Energiespeicher	12
2.4 Globale Förderpolitik	15
3. Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien: Stand der Technik	18
3.1 Wasserstoff	18
3.1.1 Einführung	18
3.1.2 Verfahren zur Wasserstoffherstellung	20
3.1.3 Aktueller Stand der Wasserstoffherstellung in Baden-Württemberg	29
3.2 Brennstoffzellen	31
3.2.1 Einführung	31
3.2.2 Geschichte	31
3.2.3 Funktion und prinzipieller Aufbau	34
3.2.4 Brennstoffzellentypen	35
3.2.5 Technischer Aufbau	37
3.2.6 Brennstoffzellenstacks	38
3.2.7 Brennstoffzellensysteme	39
3.2.8 Entwicklungsstand	42

4.	Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien: Technischer Aufbau	47
4.1	Technischer Aufbau Wasserstofferzeugung	47
4.1.1	Technologie Elektrolyse	47
4.1.2	Technologie Biomass-to-H ₂ mittels thermochemischer Veredelung	56
4.1.3	Akteure aus Forschung und Industrie in Baden-Württemberg	59
4.2	Technischer Aufbau Brennstoffzelle	65
4.2.1	Brennstoffzellenstacks und Stackkomponenten	65
4.2.2	Brennstoffzellensysteme und Systembauteile	70
4.2.3	Forschungs- und Handlungsbedarf	76
4.2.4	Akteure aus Forschung und Industrie in Baden-Württemberg	77
5.	Perspektiven für Wasserstoff und Brennstoffzellen – Potenziale für Baden-Württemberg	80
5.1	Chancen für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg: Zukunftsmärkte Wasserstoff und Brennstoffzellen	80
5.1.1	Wasserstoff	80
5.1.2	Brennstoffzellen für die Elektromobilität	86
5.1.3	Brennstoffzellen für die stationäre Energieversorgung	92
5.1.4	Infrastrukturausbau in Baden-Württemberg	96
5.2	Bilanz und Fazit	98
6.	Gesamtfazit der Studie	99
	Literaturverzeichnis	100
	Abkürzungsverzeichnis	104
	Experteninterviews	106
	Leitfaden für Unternehmen	107

VORWORT

Die Energiewende stellt Baden-Württemberg vor große Herausforderungen. Für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg ist es von großer Bedeutung, die erneuerbaren Energien deutlich auszubauen, die Netzinfrastruktur anzupassen und notwendige Speicherkapazitäten zu schaffen, um eine nachhaltige Energieversorgung zu sichern. Auch im Fahrzeugbau findet angesichts des Klimawandels und der Verknappung fossiler Rohstoffe ein drastischer Umbruch statt. Dies alles sind große Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt, in denen aber auch enorme Chancen für die baden-württembergische Wirtschaft liegen.

Wasserstoff und Brennstoffzellentechnik haben ein großes Potenzial, sich zu einer Schlüsseltechnologie für eine nachhaltige Mobilität und Energieversorgung zu entwickeln – gerade im Automobilland Baden-Württemberg, in welchem die Fahrzeugtechnik und der Maschinen- und Anlagenbau eine bedeutende Rolle spielen.

Wasserstoffwirtschaft und Brennstoffzellentechnologie können die Abhängigkeit von Erdölimporten reduzieren und gleichzeitig Wertschöpfung und Arbeitsplätze im Land schaffen. Die traditionell starke Wasserstoff- und Brennstoffzellenbranche im Südwesten bietet beste Voraussetzungen, um dieses Potenzial auszuschöpfen. Zahlreiche Brennstoffzellenfahrzeuge im erfolgreichen Praxistest beweisen bereits heute, dass sich hier ein Markt entwickeln wird. Dieser Markthochlauf wird noch mehrere Jahre in Anspruch nehmen.

Hierfür gilt es, Kräfte zu bündeln und vorhandene Exzellenz und Expertise effektiv zu nutzen. Die aktuelle Studie gibt hier einen guten Überblick über die Aktivitäten, Akteure und vorhandenen Potenziale, sowohl hinsichtlich Erzeugung als auch Nutzung von Wasserstoff und fördert die Vernetzung.



Dr. Nils Schmid MdL
Stellvertretender Ministerpräsident und Minister für Finanzen
und Wirtschaft des Landes Baden-Württemberg



Franz Untersteller MdL
Minister für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
des Landes Baden-Württemberg



Wasserstoff wird als Energieträger der Zukunft eine entscheidende Rolle spielen. Als Medium mit der höchsten Speicherdichte aller gängigen Energieträger ist Wasserstoff ein wichtiger Schlüssel, um die stark fluktuierende Erzeugung regenerativer Energien mit dem tageszeitlich schwankenden Verbrauch in Einklang zu bringen. Nur so kann eine nachhaltige und sichere Energieversorgung und damit auch eine umweltfreundliche Elektromobilität umgesetzt werden. Allein mit Strom aus erneuerbaren Energien kann das Elektroauto zum Klimaschutz beitragen.

Elektromobilität heißt in Baden-Württemberg immer Vielfalt der Antriebsarten, um die verschiedenen Vorteile der Technologien nutzen zu können. Im Unterschied zu batterieelektrischen Fahrzeugen lässt Wasserstoff größere Leistungen und Reichweiten zu. Wir brauchen die Brennstoffzelle, da sie in allen Fahrzeugsegmenten bis hin zu Bussen eingesetzt werden kann und ein weitgehend CO₂-freies Verkehrssystem ermöglicht.

Um diese Chancen für Energiewende und Mobilität nutzen zu können, sind Investitionen auch in Infrastruktur notwendig. Das umfasst sowohl die Erzeugung von Wasserstoff als auch für die Speicherung und die Distribution. Bis die Wasserstoffwirtschaft einen bedeutenden Marktanteil der Energiewende tragen kann, werden weitere Schritte in Forschung, Entwicklung und insbesondere Validierung der Technologie notwendig sein.

Die vorliegende Studie zeigt, dass in Baden-Württemberg eine bemerkenswerte Zahl an universitären und außeruniversitären Forschungseinrichtungen an den Themen der Wasserstofftechnik arbeitet. Neben den Grundlagen im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie werden vor allem auch die Nutzung und Anwendung erforscht. Denn unser klares Ziel ist es, die Forschungsergebnisse schnell in marktfähige Produkte umzusetzen.



Franz Loogen
Geschäftsführer e-mobil BW GmbH

KERNERGEBNISSE

- Mit regenerativ erzeugtem **Wasserstoff als Energieträger** und **Brennstoffzellen als effizienten Energiewandlern** können nicht nur die globalen und nationalen Klimaschutzziele schneller erreicht, sondern auch die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen erheblich gesenkt werden. Anfangs ist der Einsatz dieser Technologien zwar mit höheren Kosten verbunden, bei ihrem weltweiten Durchbruch jedoch werden sich beachtliche wirtschaftliche Chancen eröffnen – vor allem in den Bereichen Elektromobilität, stationäre Energieversorgung und Energiewirtschaft.
- **Energiewirtschaft:** Die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie wird immer wichtiger. Doch eine große Herausforderung dabei bleibt: Die Menge des Stroms schwankt je nach Wetterlage und Tageszeit. Chemische Energieträger bieten eine kostengünstige Lösung dieser Problematik. Durch Wasserelektrolyse kann Strom in Form von Wasserstoff gespeichert werden und so ein bedeutender Beitrag zu stabilen Stromnetzen und sicherer Versorgung geleistet werden. Spätestens ab 2025 wird der Bedarf an saisonaler Speicherung steigen. Die Nachfrage nach Elektrolyseuren wird als Folge des gestiegenen Wasserstoffbedarfs allerdings schon ab 2020 deutlich zunehmen. Der erzeugte Wasserstoff kann vielfältig verwendet werden: als Treibstoff für Fahrzeuge, zur Einspeisung in das Erdgasnetz oder auch in der stationären Strom- bzw. Wärmeerzeugung mit Gasturbinen, BHKWs oder Brennstoffzellen.
- **Stationäre Energieversorgung:** Weltweit gehört die Wärmeversorgung zu den größten Energieverbrauchern. Energie spart nicht nur die Industrie – auch private und öffentliche Gebäude haben das Potenzial dazu. Hier bieten sich stationäre Energieversorgungssysteme auf Brennstoffzellenbasis an. Experten erwarten bereits ab 2015 ein nennenswertes Plus beim Absatz von Brennstoffzellensystemen in diesem Bereich. Darüber hinaus soll bis zum Jahr 2020 schon ein großer Teil des gesamten jährlichen Absatzpotenzials erschlossen werden und im Fortlauf entstehen weitere Wachstumspotenziale. Diese Marktentwicklung bietet somit große Chancen für Unternehmen in Deutschland.
- **Elektromobilität:** Neben rein batterieelektrischen Konzepten können Brennstoffzellen-Fahrzeuge einen großen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehrsbereich leisten. Zukunftsszenarien weisen der Brennstoffzellen-Technologie daher eine wichtige Rolle zu und gehen von Marktanteilen in der Größenordnung von 20 - 50 % am Fahrzeugabsatz weltweit im Jahr 2050 aus. Die Markteinführung soll im Zeitraum 2014 bis 2015 beginnen. Als bedeutende Erstmärkte gelten insbesondere Flottenfahrzeuge und auch Busse.
- Die so genannten **frühen Märkte** - wie zum Beispiel unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV), Notstromaggregate und weitere - unterstützen die Technologieentwicklung und Kostenreduktion für Brennstoffzellen. Insofern schätzt man ihre Bedeutung für die Markteinführung von Brennstoffzellen sehr hoch ein, auch wenn dieses Marktsegment langfristig gesehen ein eher eingeschränktes Marktvolumen aufweisen wird. Insbesondere die Anwendung von Brennstoffzellen in Kombination mit Wasserstoff in Notstromversorgungen bietet attraktive Potenziale.
- **Die Umsatz- und Beschäftigungspotenziale für Baden-Württemberg in den dargestellten Marktsegmenten sind erheblich:** Bis zum Jahr 2030 sind über alle Marktsegmente für Wasserstoff und Brennstoffzellen jährliche Umsätze von bis zu 4,5 Mrd. Euro möglich, wodurch 20.000 neue Jobs geschaffen werden könnten. Diese Potenziale könnten bis zum Jahr 2050 auf bis zu 25 Mrd. Euro und 100.000 Beschäftigte anwachsen.
- Den größten Anteil der dargestellten Potenziale bieten mobile Brennstoffzellensysteme. Die Strukturstudie BW⁹ mobil 2011 zeigte bereits, dass die Elektrifizierung des Antriebsstrangs zu einem erheblichen Strukturwandel in der Automobilindustrie führt, der für deutsche und insbesondere baden-württembergische Unternehmen überaus große Chancen bietet. Für das Automobilland Baden-Württemberg und besonders seine vielen **mittelständischen Unternehmen** gilt es daher, eine möglichst komplette und **wettbewerbsfähige** Wertschöpfungskette in der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zu erreichen.
- Im Bereich der **Forschung und Entwicklung** von Verfahren zur Wasserstoffherzeugung bis zu Brennstoffzellentechnologien ist der Standort Baden-Württemberg insgesamt sehr gut aufgestellt. Die Forschungsinstitute im Land sind **international wettbewerbsfähig** und decken die komplette Wertschöpfung ab. Obwohl bereits einige Technologiefelder durch im Land ansässige Unternehmen sehr gut abgedeckt werden, zeigen sich aber an manchen Stellen noch Lücken. Bei einzelnen Komponenten und Kompetenzen ist die internationale und nationale Konkurrenz bereits stark aufgestellt. Trotzdem bieten die Zukunftstechnologien für Wasserstoff und Brennstoffzellen erhebliche Entwicklungspotenziale.

Kapitel 1

AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG

Die Bedeutung von Wasserstoff als chemischer **Energieträger** nimmt vor dem Hintergrund der Transformation des deutschen Energiesystems hin zu regenerativen Energiequellen stark zu. Insbesondere die schwankende Erzeugung von Strom aus Windkraft und Photovoltaik und deren rasantes Wachstum lassen die Notwendigkeit intelligenter Energiesysteme immer drängender werden. Dazu zählt neben intelligenten und gut ausgebauten Netzen auch der sinnvolle Einsatz von Speichern. Die Ergebnisse vieler aktueller Studien [Leonhard et al. 2009; Höfling 2010; Faulstich et al. 2011; BMU 2010] zeigen einen erheblichen zukünftigen Bedarf an kurzfristigen und saisonalen Speichern, der die Kapazität der heute existierenden Pumpspeicherkraftwerke bei weitem übersteigen wird. Als zukünftig kostengünstige Option zur langfristigen Bevorratung großer Energiemengen stehen aus heutiger Sicht nur chemische Energieträger, wie z.B. Wasserstoff und dessen Speicherung beispielsweise in Salzkavernen, zur Verfügung [Leonhard et al. 2009; ZSW/IER 2011]. Verfahren und Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien werden daher zukünftig immer wichtiger.

Die Geschichte der Nutzung von Wasserstoff ist nahezu 250 Jahre alt. Am populärsten dürfte dabei die historische Anwendung für Ballonfahrten sein. Auch wenn viele den ersten erfolgreichen Versuch von Jacques Alexandre César Charles im Jahr 1783 nicht kennen¹, so prägt doch der tragische Unfall des Zeppelins Hindenburg im Jahr 1937 die öffentliche Wahrnehmung der Risiken des Umgangs mit Wasserstoff. Dieses Ereignis bedeutete das Ende der wasserstoffbasierten Luftschifffahrt und damit vorerst das Ende von Wasserstoff in mobilen Anwendungen. Immer wieder wurde und wird als Unfallursache das entzündliche Wasserstoff/Luft-Gemisch benannt. Trotz vieler Spekulationen sollen nach neueren Erkenntnissen die äußerst leicht entflammare Außenhülle des Zeppelins und elektrostatische Aufladungen Grund für den Brand gewesen sein.²

Seit dieser Zeit ist die Entwicklung auf dem Gebiet der Wasserstofftechnologie jedoch sehr weit fortgeschritten. Auf Grund seiner vorteilhaften Eigenschaften (z.B. gravimetrische Energiedichte, hohe Effizienz und Kosten) wurde Wasserstoff im Rahmen der Raumfahrtprogramme ab Mitte des 20. Jahrhunderts als Treibstoff erneut in mobilen Anwendungen eingesetzt. Groß-

technisch produziert und genutzt wurde und wird Wasserstoff vor allem als **Rohstoff** in der chemischen Industrie. Wie weit die Entwicklungen gekommen sind, zeigen die aktuellen Produktionsmengen von ca. 600 Mrd. Kubikmeter Wasserstoff weltweit pro Jahr, vorwiegend aus fossilen Quellen. Das Thema Sicherheit spielt aber auch heute noch eine zentrale Rolle: einerseits im Bereich der Entwicklung und Produktion und andererseits in der öffentlichen Diskussion. Dass Wasserstoff per se nicht gefährlicher ist als vergleichbare Energieträger, wird in der breiten Öffentlichkeit noch nicht so wahrgenommen. Deshalb leistet zum Beispiel der Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV) weiterhin Aufklärungsarbeit.³

Wasserstoff als Brennstoff ist in seiner Historie eng mit den ebenfalls bereits langjährigen Entwicklungen der Brennstoffzelle verbunden, beispielsweise durch die Entwicklungen für die Raumfahrt. In Kombination mit Brennstoffzellen als hocheffiziente und saubere **Energiewandler** kann Wasserstoff im Energiesystem der Zukunft zur Reduktion der Schadstoffemissionen in den Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr beitragen.

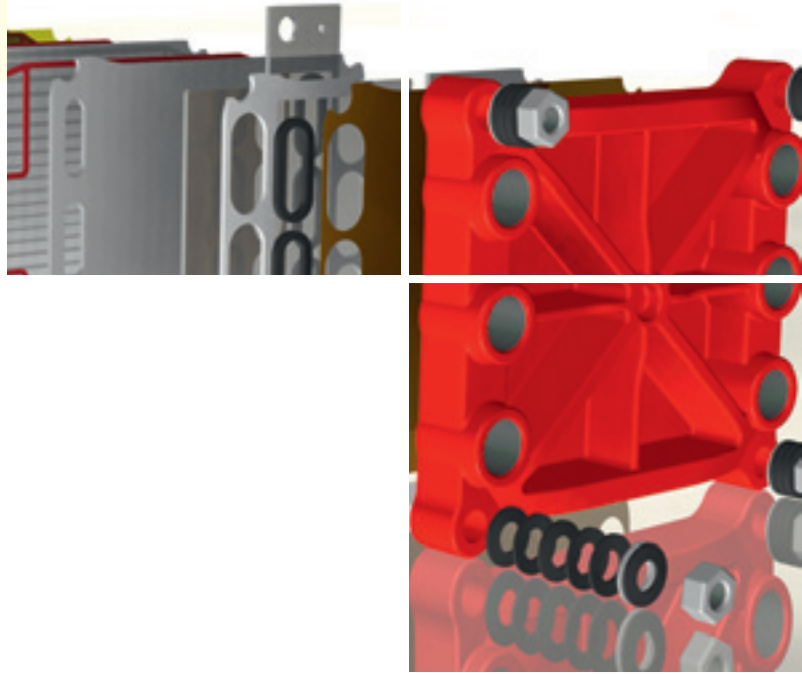
Als Leuchtturm der Entwicklung von stationären Brennstoffzellenheizsystemen kann hierbei das Projekt „Callux“⁴ genannt werden. Vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung gefördert, führen verschiedene Unternehmen den ersten großen Praxistest für Brennstoffzellen-Heizgeräte fürs Eigenheim durch. Bis 2015 sollen rund 800 Anlagen installiert und die kommerzielle Markteinführung umgesetzt werden. Weitere Potenziale liegen in größeren stationären Industrieanlagen, aber auch in den bereits kommerziellen „frühen“ Märkten, z.B. für unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), Notstromversorgung, Freizeitwendungen oder Sonder- bzw. Flurförderfahrzeuge. Im mobilen Bereich gelten Brennstoffzellen in Verbindung mit dem Energieträger Wasserstoff als äußerst vielversprechende Technologie, um den Individualverkehr einerseits und den Güterverkehr andererseits emissionsfrei zu gestalten. In der Strukturstudie BW⁹ mobil 2010 und 2011 wurde die Zukunftstechnologie „Elektromobilität“ und deren herausragende Stellung für das Autoland Baden-Württemberg dargestellt. Der dazugehörige Baustein des Brennstoffzellen-Antriebs wurde auf Grund des betrachteten Zeithorizonts nur knapp umrissen und soll deshalb im

¹ http://www.uni-stuttgart.de/hi/gnt/ausstellungen/zeppelin/3.1_wasserstoff.html

² http://www.dwv-info.de/publikationen/2000/dwv-info-4_2001.html

³ <http://www.dwv-info.de/publikationen/2011/sicher.pdf>; http://www.dwv-info.de/Newsletter_08.12.2011

⁴ www.callux.net



Rahmen dieser Studie genauer analysiert werden.

Alle genannten zukünftigen Märkte für die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie bieten erhebliche Umsatz- und Beschäftigungspotenziale entlang der Wertschöpfungskette für viele Unternehmen auch in Baden-Württemberg. Um die Chancen und Möglichkeiten dieser Zukunftstechnologien für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg darzustellen, gibt diese Studie einen Überblick über den **Stand der Technik** (Kapitel 3), stellt den Aufbau der **Wertschöpfungskette** mit den jeweiligen **Kompetenzen im Land** dar (Kapitel 4) und schätzt die zukünftigen **Umsatz- und Beschäftigungspotenziale** (Kapitel 5) ab.

Insbesondere die Darstellung der Wertschöpfungsketten soll Unternehmen eine Hilfestellung bei der Einordnung ihrer Kompetenzen und Möglichkeiten geben. Eine weiter gehende Orientierung bietet der im Rahmen der Studie erarbeitete **„Leitfaden für Unternehmen zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“** (siehe Anhang).

Die Ergebnisse wurden mit Experten aus Wissenschaft und Industrie diskutiert. Einzelne Aussagen der Experten wurden zudem den jeweiligen Abschnitten zugeordnet.

»Die Emotionalisierung der Öffentlichkeit spielt bei der Einführung von neuen Technologien eine wesentliche Rolle. Die politische Ebene kann dabei als Vorbild fungieren und zeigt dies bereits durch die Nutzung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen für Behördenfahrzeuge. Die Kollegen aus den Landesministerien in Baden-Württemberg nutzen dies schon heute mit Begeisterung.«

Prof. Dr. Werner Tillmetz (ZSW)

Kapitel 2

TREIBER DER WASSERSTOFF- UND BRENNSTOFFZELLENTechnologie

Vor knapp 20 Jahren wurde mit der Unterzeichnung der UN-Klimarahmenkonvention in Rio de Janeiro (Weltgipfel 1992) der Grundstein für Bestrebungen zum internationalen Klimaschutz gelegt, in dem eine Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen zur Vermeidung irreversibler Störungen des Klimasystems vereinbart wurde. Erste verbindliche Ziele zur Absenkung der globalen CO₂-Emissionen wurden 1998 im Kyoto-Protokoll von 120 Staaten ratifiziert. Der vierte Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC) unterstrich deutlich die Dringlichkeit der Begrenzung der Treibhausgasemissionen [IPCC 2007]. Eine Absenkung der globalen CO₂-Emissionen bis 2050 um 50 - 80 % weltweit und um 80 - 95 % in den Industrieländern gegenüber 1990 ist zwingend erforderlich, um die Kohlendioxidkonzentration in der Atmosphäre auf maximal 440 ppm (Parts per Mio.) zu begrenzen, einen Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur um mehr als 2°C und damit irreversible klimatische Auswirkungen zu verhindern. Auf der UN-Klimakonferenz in Cancun 2010 wurde das so genannte Zwei-Grad-Ziel von 140 Staaten der Welt in den „Cancun Agreements“ anerkannt und gilt als globaler Konsens. Die Absenkung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050, insbesondere von energiebedingtem CO₂ in allen Sektoren der Energiewirtschaft hat daher aus Gesichtspunkten des Umwelt- und Klimaschutzes einen sehr hohen Stellenwert. Der ökonomische Stellenwert des Klimaschutzes wird zudem durch die Ergebnisse der Analysen von Sir Nicholas Stern deutlich [Stern 2006]. Dieser hatte bereits vor mehr als fünf Jahren gezeigt, dass die zeitnahe Vermeidung externer Umwelteffekte, vor allem durch energiebedingte Emissionen, langfristig gesehen volkswirtschaftlich deutlich günstiger ist als die nachträgliche Beseitigung der dadurch verursachten Umweltschäden. Durch Umsetzung verschiedener Maßnahmen könnten die jährlichen volkswirtschaftlichen Kosten auf 1 % des BIP (2,6 Mrd. € pro Jahr auf Deutschland bezogen)⁵ begrenzt werden, während sie ohne Minderung bei 5 - 20 % lägen.

Aus ökonomischer Sicht spielt insbesondere auch die Versorgungssicherheit und die Endlichkeit der meisten fossilen Energierohstoffe eine tragende Rolle. Die hohe Importabhängigkeit vieler Länder, auch von Deutschland, und die bereits stark schwankenden und insgesamt steigenden Rohstoffpreise machen die Nutzung von Alternativen unabdingbar. Im Vordergrund dieser Überlegungen steht die Endlichkeit des fossilen Rohstoffs Erdöl. Viele Analysen, darunter sogar der World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur

(IEA) gehen davon aus, dass die maximale Förderkapazität („Peak Oil“) konventionellen Öls bereits erreicht wurde bzw. in den nächsten Jahren erreicht wird [WEO 2010; ZTB 2010; EWG 2008], vergleiche Abbildung 2.1. Bei fossilem Erdgas sieht die Versorgungssituation nicht minder kritisch aus, wie Abbildung 2.2 zeigt.

Auch wenn so genannte unkonventionelle Quellen für Erdöl (z.B. Ölsande in Kanada) und Erdgas (z.B. Schiefergas in Deutschland) existieren, muss eine weitere Erhöhung der Rohstoffpreise einkalkuliert werden. Denn die Erschließung und Förderung unkonventioneller Rohstoffquellen geht oftmals mit erhöhten Förderkosten sowie negativen Umwelt- und Klimaauswirkungen einher. Letztlich muss auch trotz dieser Quellen mit der Endlichkeit fossiler Rohstoffvorkommen gerechnet werden.

Bereits in den frühen 90er Jahren hat sich Deutschland deshalb eigene Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen gesetzt [Schafhausen 2004] und dabei nicht nur auf Energieeffizienzmaßnahmen fokussiert, sondern explizit den Umbau des Energiesystems von fossilen Brennstoffen hin zu erneuerbaren Energien vorangetrieben. 2010 wurde mit dem Energiekonzept der Bundesregierung und dessen Aktualisierung im Juni 2011 ein verbindlicher Zielpfad zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 vorgegeben. Dieser Pfad, mit der Vorgabe einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 80 % bis 2050 gegenüber 1990, berücksichtigt die Vorgaben der Europäischen Kommission gemäß Richtlinie 2009/28/EC. Danach sollen bis zum Jahr 2020 die CO₂-Emissionen um 20 % gesenkt, die Energieeffizienz um 20 % erhöht und ein Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von 20 % in Europa erreicht werden. Verbindliche EU-Ziele für das Jahr 2030 sind aktuell im Rahmen der EU-Energy-Roadmap 2050 in der Diskussion. Ähnliche Zielsetzungen und Anstrengungen finden sich auch in anderen europäischen Ländern sowie weltweit. So hat sich zum Beispiel China zu einer der führenden Nationen im Bereich der erneuerbaren

»Der Notwendigkeit einer Ablösung von fossilem Benzin und Diesel als Kraftstoffen für den Verkehr begründet sich durch die globale Verknappung von Öl. Da zu erwarten ist, dass uns bereits im Jahr 2030 kein billiges Öl mehr zur Verfügung steht und die Entwicklung von alternativen Antrieben und Kraftstoffinfrastrukturen Vorlaufzeiten von Jahrzehnten betragen, bis sie in aller Breite am Markt angekommen sind, muss deren Einführung umgehend und mit Nachdruck erfolgen.«

Dr. Ulrich Büniger (LBST)

⁵ Das BIP in Deutschland beträgt in etwa 2.600 Mrd. Euro [StaBA 2012].

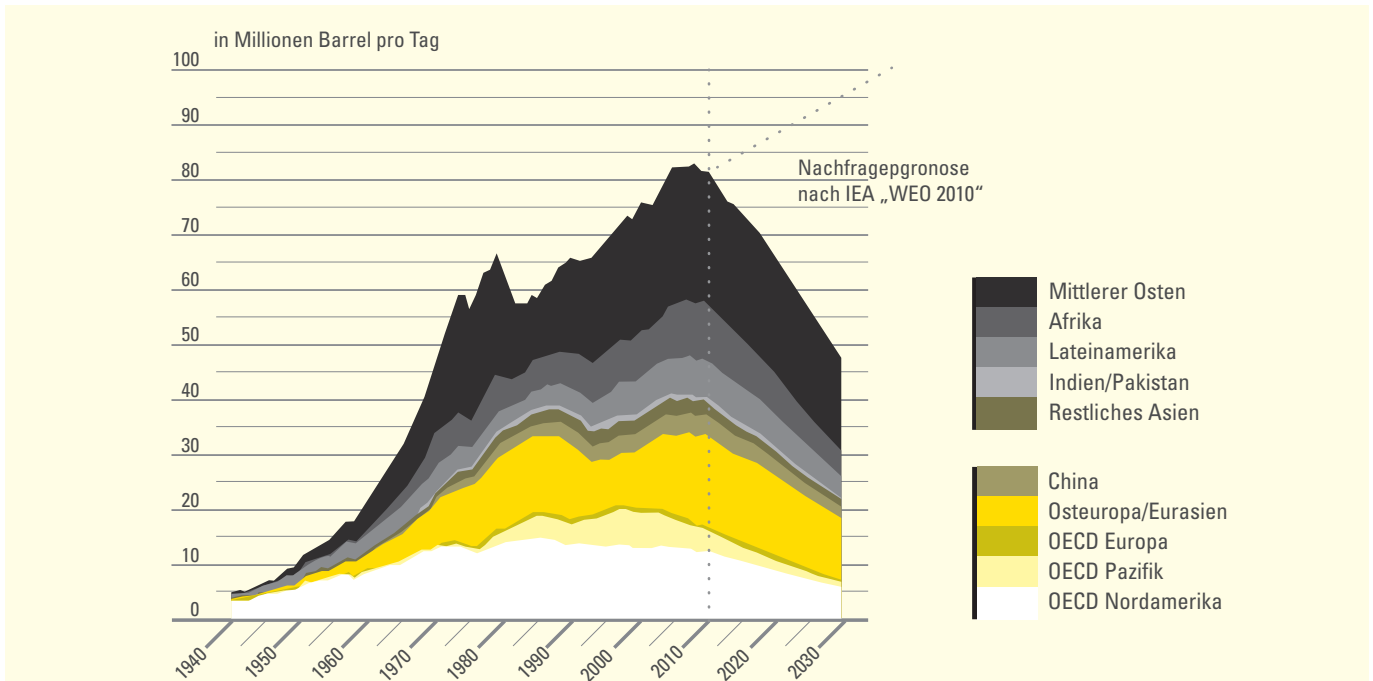


Abbildung 2.1: Weltweite Entwicklung der Erdölfördermengen. Eigene Darstellung nach [dena et al. 2011].

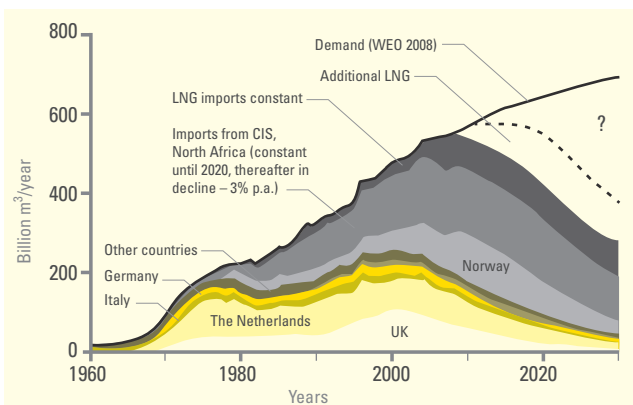


Abbildung 2.2: Förderkapazitäten von konventionellem Erdgas. Eigene Darstellung nach [dena et al. 2011] bzw. [Zittel 2009].

Energien entwickelt. Das Land stellt heute den weltweit größten Windenergiemarkt dar und hat zudem im Jahr 2011 ebenfalls eine Einspeisevergütung für Photovoltaikstrom eingeführt.

Im Folgenden wird aufgezeigt, wie die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie dazu beitragen kann, nationale wie internationale Klimaschutzziele in den verschiedenen Sektoren zu erreichen und damit die Transformation des gesamten Energiesystems zu unterstützen.

»Regenerativ erzeugter Wasserstoff wird einen Kernbaustein der zukünftigen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien darstellen. Die Elektrolyse ist dabei das Schlüsselement für die Wasserstoff-Versorgung.«

Prof. Dr. Jürgen Garcke (FC BAT)

Kapitel 2

2.1 ELEKTROMOBILITÄT

Einen erheblichen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen muss zukünftig der Transportsektor leisten. Dieser verursacht ungefähr ein Viertel der energiebedingten CO₂-Emissionen weltweit und ist damit nach der Stromerzeugung der zweitgrößte Verursacher von Treibhausgasemissionen (THG). Drei Viertel davon entfallen alleine auf den Straßenverkehr. Insgesamt wurde weltweit ein Anstieg der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen um 45 % von 1990 bis 2007 beobachtet. Prognosen gehen davon aus, dass diese bei Fortsetzung des „business as usual“ bis 2030 um weitere 40 % ansteigen werden (OECD/ITF 2008; OECD/ITF 2010).

In Deutschland sind die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor seit 2000 rückläufig (minus 8,7 % bis 2008), trotzdem verursachte der Sektor im Jahr 2008 immer noch knapp 20 % der energiebedingten CO₂-Emissionen [UBA 2010]. Mit 85 % hat der Straßenverkehr auch in Deutschland den größten Anteil an den Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors, wovon 65 % auf den PKW-Bereich entfallen. Während in diesem Bereich die Emissionen rückläufig sind, steigen sie im Straßengüterverkehr und Flugverkehr erheblich an [dena et al. 2011]. Bis 2050 wären laut [McKinsey 2010] daher alleine in Deutschland 68 - 93 % an elektrisch angetriebenen Fahrzeugen im Bestand notwendig, um die avisierte Reduktion der Treibhausgasemissionen erreichen zu können. Um die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zu reduzieren, hat die Europäische Kommission im Rahmen der vereinbarten Klimaschutzziele den Mitgliedsländern vorgeschrieben, einen Anteil von 10 % erneuerbarer Energien an den Kraftstoffen bis zum Jahr 2020 zu erreichen. Zum anderen kündigte die EU im Jahr 2007 verbindliche Vorgaben für die Automobilhersteller an, nachdem die Selbstverpflichtung der europäischen Automobilindustrie zur Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen von Neufahrzeugen nicht erfolgreich war [EU 2008]. Diese wurden 2009 als Verordnung (EG) Nr. 443/2009 umgesetzt und geben eine durchschnittliche Flottenemission für Neufahrzeuge von 95 g CO₂/km bis zum Jahr 2020 vor. Auch andere Staaten haben ähnliche Vorgaben umgesetzt (vgl. Abbildung 2.3).

Bisher wird der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor ausschließlich über Biokraftstoffe für Verbrennungskraftma-

schinen erreicht. Diese werden zwar auch 2020 voraussichtlich noch den größten Anteil beisteuern, die Elektromobilität bietet jedoch wesentliche Vorteile gegenüber den bisher eingesetzten Biokraftstoffen. Die begrenzte Verfügbarkeit, das eingeschränkte Potenzial, die umstrittene Nachhaltigkeit, der hohe Flächenbedarf und die Tank-Teller-Problematik sind nur einige Beispiele der kontroversen Diskussionen rund um das Thema Biokraftstoffe.

Unter Elektromobilität versteht man, wie bereits in der Strukturstudie BW^e mobil 2011 [Fraunhofer IAO 2011] dargestellt, sowohl Hybridantriebe, rein batterieelektrische Fahrzeuge als auch Brennstoffzellenfahrzeuge. Der Einsatz von Elektrofahrzeugen führt zu einer Minderung bzw. Vermeidung der lokalen Lärmbelastung und lokaler Schadstoffemissionen. Bei Nutzung erneuerbar erzeugter Elektrizität wird dabei sogar die Emissionsverschiebung an den Ort der Stromerzeugung vermieden. Mit erneuerbaren Energien sind also quasi Nullemissionsfahrzeuge über die gesamte Kraftstoffkette von der Quelle bis zum Fahrzeug (Well-to-Wheel) möglich [Vliet et al. 2011], [Rose 2011]. Wird Wasserstoff lokal auf Basis erneuerbarer Quellen hergestellt, kann damit sowohl ein Beitrag zum Klimaschutz als auch zur Versorgungssicherheit und der Reduktion der Importabhängigkeit geleistet werden. Aus heutiger Sicht eignet sich dafür insbesondere die Nutzung von Wind- und Photovoltaik-Strom über Elektrolyseverfahren. Durch die lokale Produktion des Wasserstoffs wird zudem die regionale Wertschöpfung gestärkt.

»Bei der Frage nach einer künftig nachhaltigen Kraftstoffstrategie ist schnell zu erkennen, dass auch dem Verkehrssektor mittel- und langfristig nur erneuerbare Energien zur Verfügung stehen werden, da er heute zu nahezu 100% vom Erdöl abhängt. Da die Zukunft unserer Energiewirtschaft immer weniger durch Kraft- und Brennstoffe, sondern hauptsächlich elektrisch geprägt sein wird, führt im Transportsektor kein Weg an der Elektromobilität vorbei.«

»Aus Gründen der Knappheit sollten auf Biomasse basierende Kraftstoffe künftig nur schweren Transportmitteln wie Fernlastzügen sowie dem Luft- und Schiffsverkehr vorbehalten bleiben.«

Dr. Ulrich Bünger (LBST)

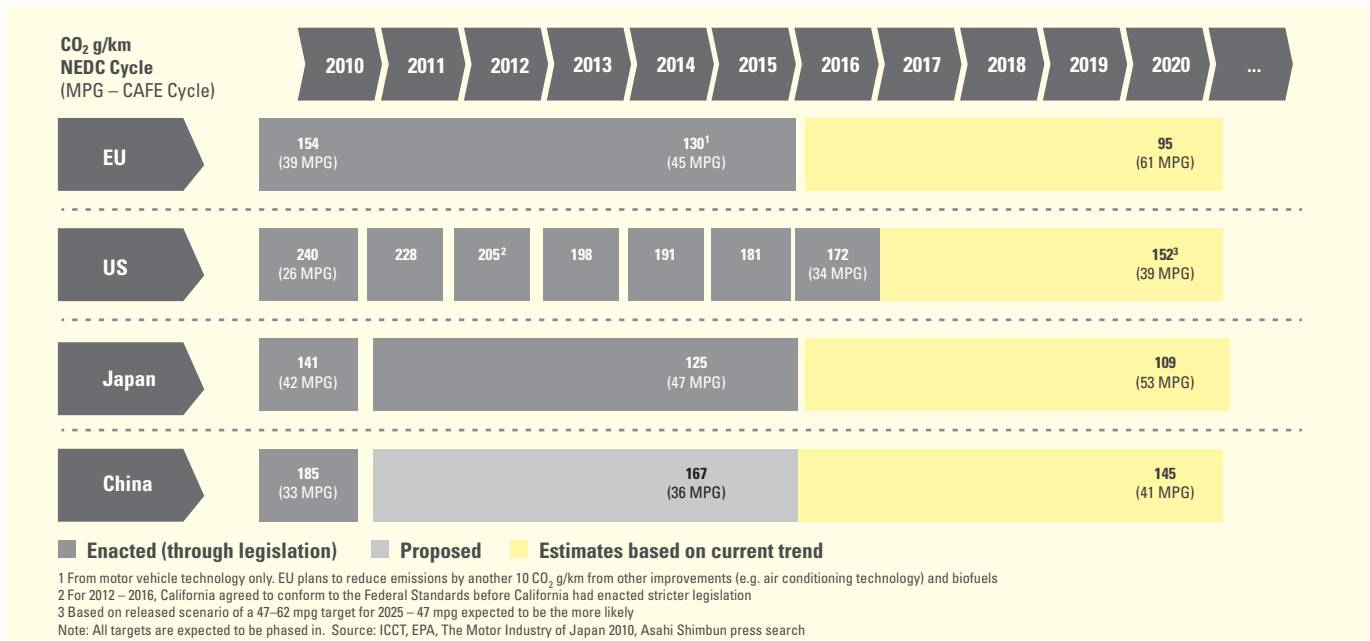


Abbildung 2.3: Flottenemissionsziele verschiedener Staaten. Eigene Darstellung nach [BCG 2011].

Ein weiterer wesentlicher Vorteil des elektrischen Antriebs ist seine hohe Energieeffizienz, die eine deutliche Steigerung des Gesamtwirkungsgrads des Fahrzeugs ermöglicht. Nutzen konventionelle Fahrzeuge nur ca. 15 - 25 % der im Benzin bzw. Diesel gespeicherten Energie, kann durch den Einsatz von elektrischen Antrieben eine bestmögliche Effizienz von über 60 % des eingesetzten elektrischen Stroms erreicht werden.

2.2 STATIONÄRE ENERGIEVERSORGUNG

Global gehört der Wärmesektor zu den größten Energieverbrauchern. Auch in Deutschland entfällt mit 57 % der größte Teil des Endenergieverbrauchs in Deutschland auf die Wärmeversorgung, wobei rund 40 % der energiebedingten Treibhausgasemissionen entstehen. Zur Erreichung zukünftiger Klimaschutzziele ist es von zentraler Bedeutung, einen besonderen Fokus auf den Gebäudewärmebereich zu legen, da auf diesen allein rund 40 % des deutschen Endenergiebedarfs und etwa ein Drittel der Treibhausgasemissionen entfallen und hier somit besonders große CO₂-Einsparpotenziale bestehen. Wichtigster Ansatzpunkt ist

dabei, den Wärmebedarf selbst zu senken. Der Neubaubereich ist dabei vergleichsweise unproblematisch, da Neubaustandards gegenüber dem Bestand bereits heute einen vergleichsweise geringen Wärmebedarf aufweisen und die Energieeinsparverordnung (EnEV) zudem bis zum Jahr 2020 das „klimaneutrale Gebäude“ als Standard fordern wird. Das größere Augenmerk ist daher auf den Gebäudebestand zu legen, der zumeist einen hohen Wärmebedarf und darüber hinaus eine weite Verbreitung vergleichsweise ineffizienter Heizungssysteme auf der Basis von Mineralöl, Erdgas oder Strom aufweist. Von entscheidender Bedeutung ist, die Sanierungsrate mit Hilfe geeigneter Förderprogramme zukünftig deutlich zu erhöhen und dadurch den Wärmebedarf drastisch zu verringern und die Heizungstechnik zu modernisieren. Eine vielversprechende Heizungstechnologie stellen gerade im Bereich sanierter Altbauten hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) dar, die zur benötigten Wärme zusätzlich Strom erzeugen. Gegenüber einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom weisen KWK-Anlagen eine höhere Effizienz auf und tragen somit zur Reduzierung von Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen bei.

Kapitel 2

Brennstoffzellen-Heizgeräte (BZH) sind eine solche KWK-Technologie. Deshalb stellen sie eine mögliche Zukunftstechnologie im Gebäudewärmebereich dar. Entscheidender Faktor für die Einsparung von CO₂-Emissionen durch KWK-Anlagen ist die Stromerzeugung, so dass BZH mit ihren besonders hohen elektrischen Wirkungsgraden hierbei einen Vorteil gegenüber konventionellen KWK-Technologien, wie zum Beispiel Motor-BHKW, aufweisen. Ein mit Erdgas betriebenes BZH kann die CO₂-Emissionen eines Einfamilienhauses gegenüber einem konventionellen Gasbrennwertgerät und Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung um bis zu 30 Prozent senken.

Marktforschungsstudien zufolge ist ein wichtiger Treiber für die Verbreitung der KWK-Technologie der im Zuge steigender Energiepreise inzwischen immer weiter verbreitete Wunsch nach einer gewissen Autarkie bei der Energieversorgung. Damit verbunden ist die Vorstellung, hierdurch z.B. unabhängiger von Strompreiserhöhungen zu werden. Dies trifft zwar aufgrund der weiterhin bestehenden Abhängigkeit vom Erdgaspreis nur sehr eingeschränkt zu, führt aber dennoch zu einer gewissen Attraktivität der KWK-Technologie allgemein sowie der BZH im Besonderen. Die weiterhin bestehende Abhängigkeit von Erdgas ist wiederum der Grund dafür, dass auch Energieversorgungsunternehmen (EVU) eine wichtige Rolle als Treiber spielen. Während andere innovative Technologien zu einer Verminderung (z.B. Solarthermieanlage) oder Beendigung des Energieträgerbezugs (z.B. Holzpellettheizung) führen, können mit KWK-Technologien Hausbesitzer langfristig als Kunden für den vollständigen Energiebezug für Elektrizität und Wärme gebunden werden.

»Die Suche nach Alternativen bei der Strom- und Wärmeversorgung im Wohnbereich führt zwangsläufig zur dezentralen Mikro-KWK. Bei der gleichzeitigen Selbstversorgung mit Wärme und Strom weisen Brennstoffzellen-Heizgeräte höchste Wirkungsgrade und enormes Einsparpotenzial auf. Mit der Entwicklung unseres hocheffizienten Brennstoffzellen-Heizgerätes werden wir der energiepolitischen Forderung zur Effizienzsteigerung künftig eine nachhaltige und umweltpolitisch saubere Lösung entgegenstellen.«

Guido Gummert (Baxi Innotech)

2.3 WASSERSTOFF ALS ENERGIESPEICHER

Nach aktuellen Abschätzungen kann bis zum Jahr 2050 77 % des weltweiten Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden [Edenhofer et al. 2011]. Den größten Anteil an den Erzeugungskapazitäten werden auf Grund der sehr hohen technischen Potenziale voraussichtlich Windkraft- und Photovoltaikanlagen beitragen. Die Herausforderung, die sich durch den zukünftig starken Ausbau von Wind und Photovoltaik ergibt, ist eine saisonal und wetterabhängig fluktuierende Stromerzeugungsleistung. Diese kann zukünftig an sonnigen Tagen und bei Starkwind ein Vielfaches der benötigten Last betragen und umgekehrt in wolkigen Schwachwindzeiten nur einen geringfügigen Teil zur Deckung der Nachfrage beitragen. Diese Situation wird für das Beispiel Baden-Württemberg anhand von Lastkurven in Abbildung 2.4 verdeutlicht. Zum Ausgleich dieser Schwankungen sind Maßnahmen, wie zum Beispiel die Steuerung von Angebot und Nachfrage, so genanntes Last-Management, oder der Einsatz von Speichern notwendig. Hinzu kommt, dass ein Großteil des erzeugten Stroms von dezentralen Erzeugern in die Verbrauchszentren transportiert werden muss und somit ein erheblicher Netzausbau erforderlich wird. Speicherlösungen können eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau darstellen.

Die Auswirkungen fluktuierender Erzeugung treffen auch Baden-Württemberg bereits heute. In ländlichen Regionen zeigt sich zum Beispiel bereits, dass das Niederspannungsnetz durch den starken Zubau von Photovoltaikanlagen stark belastet wird und dort Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich sind. Mit den mittelfristigen Zielen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg auf Anteile von 10 % Windenergie und 12 % Photovoltaik an der Stromerzeugung bis 2020 wird ein damit einhergehender Netz- und Speicherausbau notwendig.

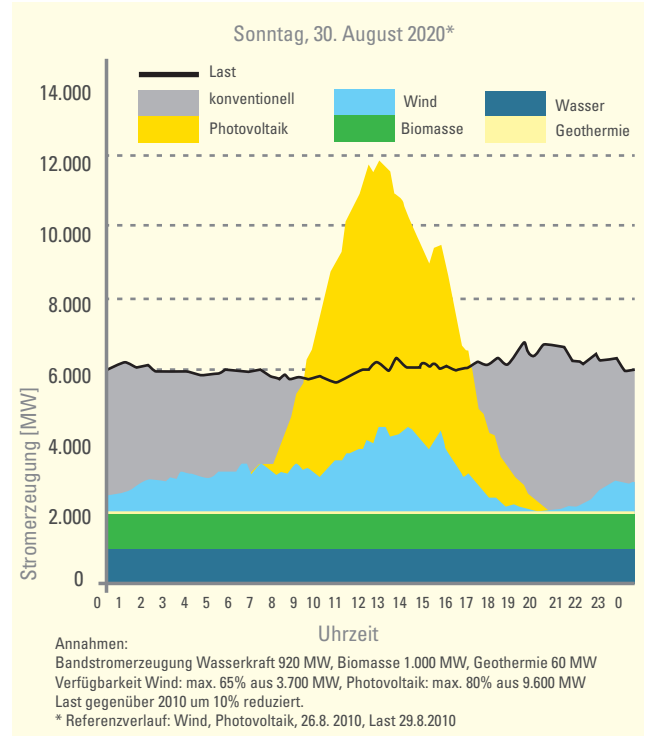
Der Ausbau erneuerbarer Energien macht also unter anderem den Aufbau entsprechender Speicherkapazitäten (Energie- und Leistungsreserve) notwendig. Dafür stehen bereits Technologien sowohl für den kurz- (Sekunden bis Stunden), mittel- (Tage) und langfristigen (Wochen bis Monate) Einsatz zur Verfügung (Abbildung 2.5). Sowohl Pump- (PSW) als auch Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) können zwar sehr hohe Leistungen zur Sta-

bilisierung der Netze bereitstellen, sind jedoch im Hinblick auf die Abdeckung zukünftig benötigter Speicherkapazitäten nicht in ausreichendem Maße darstellbar. Nach Analysen [Leonhard et al. (2008); ZSW/IER 2011] stellen chemische Energieträger, wie Wasserstoff oder Erdgassubstitut, die langfristig kostengünstigste Option zur saisonalen Speicherung von Strom dar.

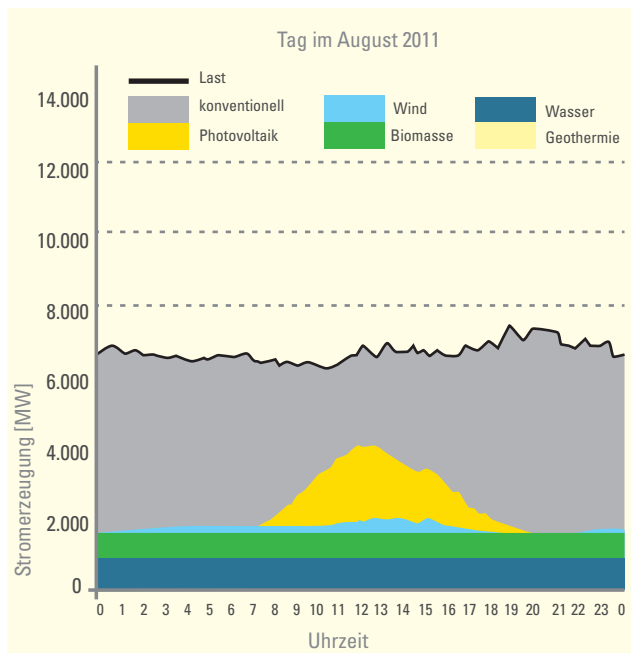
»Die große Chance für Wasserstoff sehe ich in der Kopplung des Gas- und Elektrizitätssektors. Die großskalige Untertagespeicherung bzw. direkte Einspeisung/Beimischung in das Erdgasnetz erlauben eine vielseitige Nutzung des Wasserstoffs. Auch im Verkehr wird es zukünftig einen stark steigenden Bedarf an Wasserstoff geben.«

Dr. Tom Smolinka (Fraunhofer ISE)

B)



A)



C)

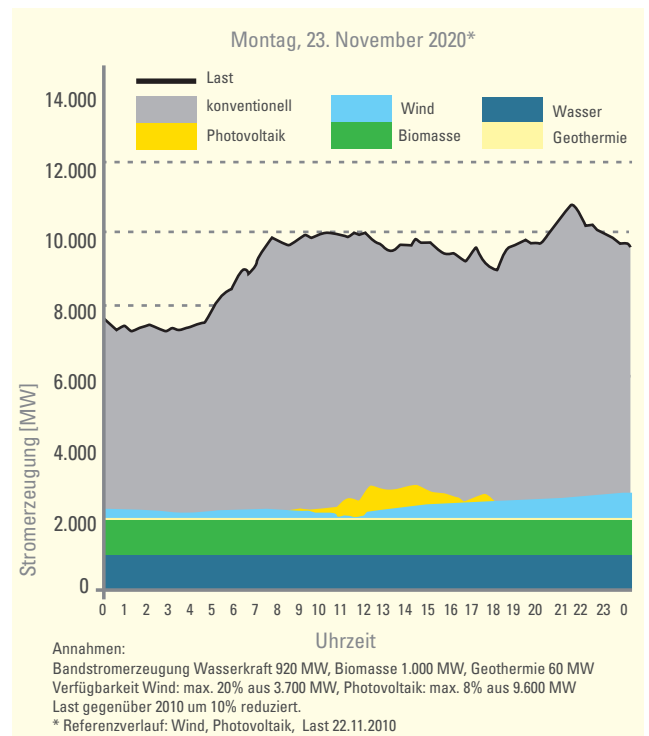


Abbildung 2.4: Stromerzeugungsleistung in Baden-Württemberg für ausgewählte Tage in 2011 (a) und 2020 (b, c) nach Energieträgern. Eigene Darstellung Frithjof Staiß, ZSW.

Kapitel 2

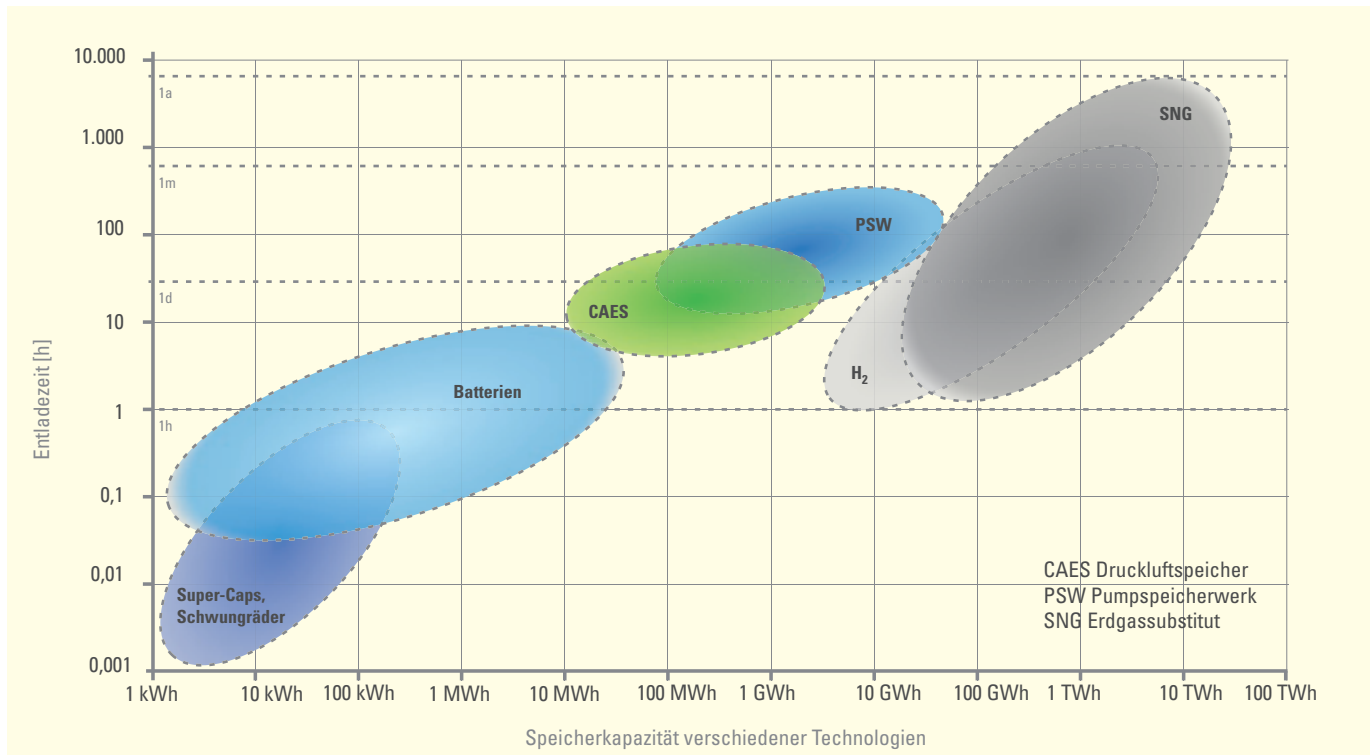


Abbildung 2.5: Einordnung verschiedener Speicher nach Entladedauer und Speicherkapazitäten. Eigene Darstellung.

Wasserstoff als Energieträger weist eine Reihe von Vorteilen auf:

- sehr flexibel in allen Energiesektoren (Verkehr, Wärme und Stromerzeugung) einsetzbar.
- relativ kostengünstige Speicherung in Salzkavernen ohne große Lagerverluste.
- mit Einschränkungen hinsichtlich der Beimischung kann er in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden
- lokale Erzeugung und Speicherung in dezentralen Infrastrukturen, zum Beispiel zur Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen.

»Erst kürzlich ist uns in Deutschland – getrieben durch die Einsicht der Bedeutung erneuerbarer Energien für die Stromversorgung und deren zeitliche Fluktuation – bewusst geworden, dass wir neben kurz- und mittelzeitigen auch saisonale Energiespeicher benötigen werden. Entgegen ursprünglicher Annahmen, dass Wasserstoff ausschließlich in einem Versorgungssystem Wind - Wasserstoff - Stromsektor zu dieser Speicheraufgabe beitragen kann, ist erst in den letzten drei Jahren die Erkenntnis gereift, dass sich wirtschaftliche Synergien insbesondere aus einer gekoppelten Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff für den Verkehr und als Energiespeichermedium erschließen lassen. Im europäischen Ausland steht dieser Erkenntnisgewinn noch bevor.«

Dr. Ulrich Bünger (LBST)

»Der Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff der Zukunft ist bereits langjähriger Konsens in der Automobilindustrie und Politik. Durch die starke Entwicklung der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren und die politischen Entscheidungen der letzten Monate gewinnt zusätzlich das Thema Speicherung und bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie und damit insbesondere die Rolle von Wasserstoff als Sekundärenergieträger in der Energiewirtschaft an Bedeutung.«

Prof. Dr. Werner Tillmetz (ZSW)

2.4 GLOBALE FÖRDERPOLITIK

Ein wesentlicher Motor für die zukünftige Entwicklung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie stellen die politischen Rahmenbedingungen dar. In vielen Ländern existieren spezielle Förderprogramme, die die Weiterentwicklung und Demonstration der Technologie zum Ziel haben. Die gesamte Förderung weltweit wird auf knapp 1 Mrd. Euro pro Jahr geschätzt [IPHE 2010]. Nur in wenigen Ländern existieren bisher Markteinführungsprogramme im stationären Sektor, welche nachfolgend kurz beschrieben werden.

DEUTSCHLAND

In Deutschland wurde im Jahr 2006 das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) durch Politik, Wissenschaft und Industrie aufgesetzt. Mit einem Gesamtvolumen von 1,4 Mrd. Euro, wobei die Hälfte durch die Industrie bereitgestellt wird, soll die Technologie innerhalb von 10 Jahren bis 2016 zur Marktreife gebracht werden. Die Koordination des Programms hat die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) übernommen. Der Fokus liegt auf den drei Anwendungsfeldern Mobilität, Stationär und portable Märkte. Bis Anfang 2011 wurden bereits knapp 300 Mio. Euro an Fördermitteln durch das BMWi und BMVBS bewilligt. Im aktualisierten Nationalen Entwicklungsplan (NEP 3.0) wurde das Feld Wasserstoffherzeugung ergänzt und verdeutlicht die Bedeutung des chemischen Energieträgers für die zukünftige Energiewirtschaft [NOW 2011].

Folgende Programmschwerpunkte sind Kern des Innovationsprogramms:

- **Mobilität:** Leuchtturmprojekt Clean Energy Partnership (CEP)⁶
Seit Dezember 2002 sind mittlerweile 15 Projektpartner in der dritten Phase aktiv, bauen in fünf Regionen eine Wasserstoffinfrastruktur auf und demonstrieren die Alltagstauglichkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen. Zudem wird die Erzeugung von Wasserstoff erprobt. Baden-Württemberg ist mit der e-mobil BW GmbH Mitglied der CEP. Weitere regionale Schwerpunkte bilden Hamburg, Berlin, Nordrhein-Westfalen und Hessen.
- **Stationär: Leuchtturmprojekt CALLUX⁷**
Demonstrationsprojekt seit 2008 zum Feldtest von Brennstoffzellenheizgeräten. Bis 2015 sollen 800 Geräte installiert sein. Regionale Schwerpunkte bilden Niedersachsen, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen sowie Berlin/Brandenburg. Im NEP 3.0 wird im Anschluss an das Förderprogramm des NIP ein Markteinführungsprogramm für stationäre Brennstoffzellenheizgeräte vorgeschlagen.
- **Spezielle Märkte:**
Darunter fällt eine breite Palette von Anwendungsfeldern im Leistungsbereich von wenigen mW bis etwa 50 kW, die verschiedene Brennstoffe - von Wasserstoff über Methanol und Ethanol bis Erdgas - verwenden. Diese werden oft auch als frühe Märkte bezeichnet, weil sie dazu beitragen, den Markt und die Öffentlichkeit auf die Technologie vorzubereiten. Im Rahmen des NEP wird ebenfalls ein Markteinführungsprogramm für die speziellen Märkte empfohlen.

Das NIP und der Entwicklungsplan werden international mit anderen Programmen, wie z.B. aus den USA, Japan oder China abgeglichen. Eine Plattform dafür stellt die „International Partnership for Fuel Cells and Hydrogen in the Economy (IPHE)“ dar. Wesentliche Inhalte und Zielsetzungen werden vor allem auf EU-Ebene ausgetauscht. Auch in Baden-Württemberg findet die Weiterentwicklung und Demonstration der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie politische Unterstützung. So führen bspw. das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, das Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kultur sowie das Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Fördermaßnahmen durch.

⁶ www.cleanenergypartnership.de

⁷ www.callux.net

Kapitel 2

EUROPA

Auf EU-Ebene wurde 2008 durch die Europäische Kommission und die Industrie das „Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking“ (FCH JU) aufgesetzt. Die Initiative verfolgt das Ziel, die Markteinführung der Technologie zu beschleunigen, um mit der Kommerzialisierung ab 2015 starten zu können. Bereits der European Strategic Energy Technology (SET) Plan hat die Brennstoffzelle als eine Schlüsseltechnologie für Europa identifiziert. Das FCH JU wird durch die „Research Group und die „Industry Group“ vertreten. Beides sind Non-profit-Organisationen. Die Grundlage des FCH JU ist der Multi Annual Implementation Plan (MAP), der die Entwicklungslinien vorgibt. Seit 2009 werden jährliche Forschungsausschreibungen veröffentlicht. Diese erfolgten bisher im Rahmen des 6. und 7. Forschungsrahmenprogramms der EU. Von 2009 bis 2013 ist ein Gesamtbudget von 940 Mio Euro als Minimum eingeplant. Die Fördersumme (470 Mio. Euro) muss dabei zu gleichen Teilen von den Industriepartnern gegenfinanziert werden. Der größte Teil des Budgets wurde bisher in die Mobilität und in stationäre Anwendungen investiert. Weitere Forschungs- und Entwicklungsprogramme für Wasserstoff und Brennstoffzellen gibt es in vielen anderen europäischen Ländern. Ein prominentes Beispiel stellt z.B. das Projekt H₂ Moves Scandinavia dar, in dem eine Wasserstoffinfrastruktur in Skandinavien aufgebaut wird und mehrere Brennstoffzellenfahrzeuge getestet werden.⁸ Zu erwähnen ist hierbei noch der norwegische Projektverbund HyNor⁹. [Weidner 2010].

⁸ www.h2moves.eu

⁹ www.hynor.no

¹⁰ www.ene-farm.info

USA

In den USA wird die Entwicklung von Wasserstoff und Brennstoffzellen bereits seit vielen Jahren gefördert. Das Schwerpunktprogramm ist beim Department of Energy (DoE) angesiedelt und hatte im Jahr 2010 ein Budget von US\$ 255 Mio. Die Regierung Obama hat 2010 beschlossen, die Mittel für die Entwicklung der Brennstoffzelle insbesondere für den Verkehrssektor zurückzufahren. Trotzdem betrug das Budget im Jahr 2011 immer noch US\$ 179 Mio. und stellt weiterhin eines der größten DoE-Programme dar. Für 2012 werden US\$ 137,5 Mio. prognostiziert. 2009 wurden zudem im Rahmen des Konjunkturprogramms (Recovery Act) knapp US\$ 40 Mio. in die Brennstoffzellenentwicklung investiert. Des Weiteren gibt es verschiedene staatliche Steuererleichterungen und Zuschüsse für Brennstoffzellensysteme. Daneben existieren diverse regionale Programme, z.B. in Kalifornien die California Fuel Cell Partnership (CaFCP). [Rose 2010; Rose 2011; IPHE 2010].

JAPAN

Das Land ist einer der Vorreiter bei der Forschung und Entwicklung im Bereich von Wasserstoff und Brennstoffzellen, insbesondere bei stationären Systemen. Seit 1993 („New Sunshine Project“) wird die Forschung durch das Wirtschaftsministerium (METI) und die Entwicklungsorganisation NEDO vorangetrieben. Seit 2000 wurden verstärkt Praxistests durchgeführt („Millenium-Project“; „New Hydrogen Project“) und durch METI gefördert. Ein Markteinführungsprogramm unterstützt seit 2009 die Kommerzialisierung von stationären Brennstoffzellenheizgeräten („Ene-Farm“)¹⁰. In Zusammenarbeit mit der Industrie konnten so bereits über 22.000 Geräte installiert werden. Die Fördersumme für 2011 für diese Geräte lag bei rund 100 Mio. Euro.

SÜDKOREA

Auch Südkorea fördert vielfältige Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Von 2004 bis 2008 wurden alleine knapp US\$ 360 Mio. im Rahmen des Entwicklungsplans für „New and Renewable Energy“ ausgegeben. Seit dem Jahr 2004 laufen Feldtests für Brennstoffzellenheizgeräte. Zusätzlich fördert die Regierung seit dem Jahr 2010 die Einführung von stationären Brennstoffzellengeräten. Für die Stadt Seoul existiert ein „Low Carbon Green Growth Master Plan“, der bis 2030 einen Anteil an den „Clean Energy Use“ von 47 % durch Brennstoffzellen vorsieht. Im Bereich Mobilität existieren verschiedene Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte, z.B. für PKW von Hyundai und Kia sowie im Bereich von Brennstoffzellenbussen. Seit 2009 läuft ein Flottentest mit 100 Fahrzeugen in Seoul und Ulsan. Dabei werden auch Wasserstofftankstellen aufgebaut. Bis Ende 2011 war die Errichtung von 13 Stück geplant, 10 sind bereits in Betrieb. Ab dem Jahr 2012 sind kleine vorkommerzielle Pilotproduktionen geplant (1.000 FCEV/Jahr). Wie auch in Deutschland und Europa soll ab 2015 die Kommerzialisierung mit 10.000 FCEV/Jahr starten. [Jun 2010; IPHE 2010].

CHINA

In China ist Wasserstoff und insbesondere die Brennstoffzelle Teil des 5-Jahres-Plans und wird bereits seit 1996 in diversen Entwicklungsprogrammen gefördert. Darunter fallen vor allem die Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen im nationalen 863-Programm, sowie die Forschung und Entwicklung zur Wasserstoffherzeugung, Speicherung und Infrastruktur im nationalen 973-Programm [Garche 2010].



Kapitel 3

WASSERSTOFF- UND BRENNSTOFFZELLEN-TECHNOLOGIEN: STAND DER TECHNIK

3.1 WASSERSTOFF

3.1.1 EINFÜHRUNG

Wasserstoff ist das leichteste und am häufigsten vorkommende Element in unserem Universum. Der englische Privatgelehrte Henry Cavendish entdeckte 1766 als Erster das Element Wasserstoff bei seinen Forschungsarbeiten mit Metallen und Säuren. Der französische Chemiker Antoine Laurent de Lavoisier, der parallel und unabhängig von Cavendish experimentierte und nachweisen wollte, dass es bei chemischen Reaktionen keine Masseverlust gibt, gab dem Element Wasserstoff aufgrund des Ergebnisses eines Experiments, das heute jeder unter dem Namen Knallgasprobe kennt, seinen Namen. Im Periodensystem steht das Element Wasserstoff an erster Stelle in der ersten Periode der ersten Elementgruppe. Sein Kürzel ist der Buchstabe H, abgekürzt von der lateinischen Bezeichnung „hydrogenium“ (zu Deutsch „Wassererzeuger“) bzw. abgekürzt von der altgriechischen Bezeichnung „hydor gignomai“ (zu Deutsch „Wasser werden/entstehen“). Das am häufigsten vorkommende Isotop des Wasserstoffs hat nur ein Proton im Kern, das von einem Elektron umkreist wird. Aufgrund der positiven Ladung des Atoms Wasserstoff kommt es unter Normalbedingungen praktisch nicht in atomarer Form als H sondern nur in molekularer Form als H₂-Molekül vor. Wasserstoff in molekularer Form ist das leichteste Gas und ist in dieser Form farb- und geruchlos. Bei vielen chemischen Reaktionen kann man kurzzeitig Wasserstoff in atomarer Form erzeugen. Dann ist er hochreaktiv und bildet sehr gerne chemische Verbindungen mit anderen Elementen. Das Vorkommen als molekulares Gas ist in der Natur sehr selten. Überwiegend kommt Wasserstoff in gebundener Form vor, zumeist als Wasser, d.h. er kommt in allen irdischen Organismen vor, die Wasser als Lebensgrundlage enthalten. Weitere wichtige wasserstoffhaltige Verbindungen sind die sog. Kohlenwasserstoffe, z.B. Methan als leichtestes Gas oder Erdöl. Auch fast alle auf der Erde vorkommenden Mineralien enthalten Wasserstoff. Auf der Erde beträgt der Masseanteil des Wasserstoffs nur etwa 0,12 %. Trotzdem ist der Wasservorrat auf der Erde mit ca. 1,386 Mrd. Kubikkilometern gigantisch. Seine hohe Reaktivität macht Wasserstoff unter Normalbedingungen zu einem brennbaren Gas, das als hochentzündlich eingestuft ist. Sein Siedepunkt liegt mit 20,27 Kelvin also -252,88°C extrem niedrig. Bei Raumtemperatur hat Wasserstoff das höchste Diffusionsvermögen, die höchste Wärmeleitfähigkeit

und die höchste Effusionsgeschwindigkeit (Wanderungsgeschwindigkeit durch Molekülgitter) von allen Gasen.

Aufgrund seines extrem häufigen Vorkommens in Wasser, Kohlenwasserstoffen, fast allen organischen Verbindungen und vielen anderen chemischen Verbindungen sowie seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften, wie gerade beispielhaft genannt, ist Wasserstoff ein begehrter Chemierohstoff in Industrie und Technik, von dem im Jahr weltweit ca. 600 Mrd. Kubikmeter, also ca. 54 Mio. Tonnen hergestellt und verbraucht werden. In Deutschland alleine liegt der Jahresverbrauch an Wasserstoff derzeit bei ca. 20 Mrd. Kubikmetern entsprechend 1,8 Mio. Tonnen. Abbildung 3.1 zeigt die Zusammenstellung wichtiger großtechnischer Syntheseverfahren, bei denen Wasserstoff derzeit in großem Umfang zur Produktherstellung eingesetzt wird. Auf der rechten Seite in der Abbildung sind nicht-energetische Produkte aufgelistet, die aus oder mit Wasserstoff hergestellt werden. Auf der linken Seite in dieser Abbildung sind Energieprodukte, bei denen der Wasserstoff indirekt energetisch genutzt wird, um einem Roh-Treibstoff/-Brennstoff durch Hydrierung bestimmte Eigenschaften zu verleihen. Im Rahmen der Rohöl-Raffination wird gasförmiger Wasserstoff aus bestimmten Prozessschritten an anderer Stelle aufbereitet wieder eingesetzt. Der Umgang mit Wasserstoff ist also auch in der Energietechnik seit Jahrzehnten Stand der Technik.

Eine weitere wichtige Eigenschaft macht den Wasserstoff aber auch zu einem begehrten Rohstoff in der Energiewirtschaft: der hohe spezifische Energieinhalt pro Normkubikmeter Gas (1.000 Gas unter Normalbedingungen, 1 bar, 20°C), mit einem Heizwert von 3,0 kWh/Nm³ und einem Brennwert von 3,55 kWh/Nm³. Aufgrund seines niedrigen spezifischen Gewichts von knapp 90 g/Nm³ Gas hat er im Vergleich zu allen anderen chemischen Energieträgern (siehe Abbildung 3.2 oben) den höchsten gravimetrischen oder massenspezifischen Energieinhalt. Im Vergleich mit gängigen chemischen Energieträgern hat Wasserstoff bezogen auf sein Gasvolumen unter Normalbedingungen den kleinsten Energieinhalt (siehe Abbildung 3.2 unten). Kommt es nicht auf das Volumen des Speicherbehälters an, kann man also bei gleichem Energieträgergewicht fast zweieinhalb Mal mehr Energie speichern als beispielsweise mit Erdgas. Kommt es allerdings auf das Tankvolumen an, kann man unter gleichen Druck- und Volumenbedingungen nur 30 % des Energiein-

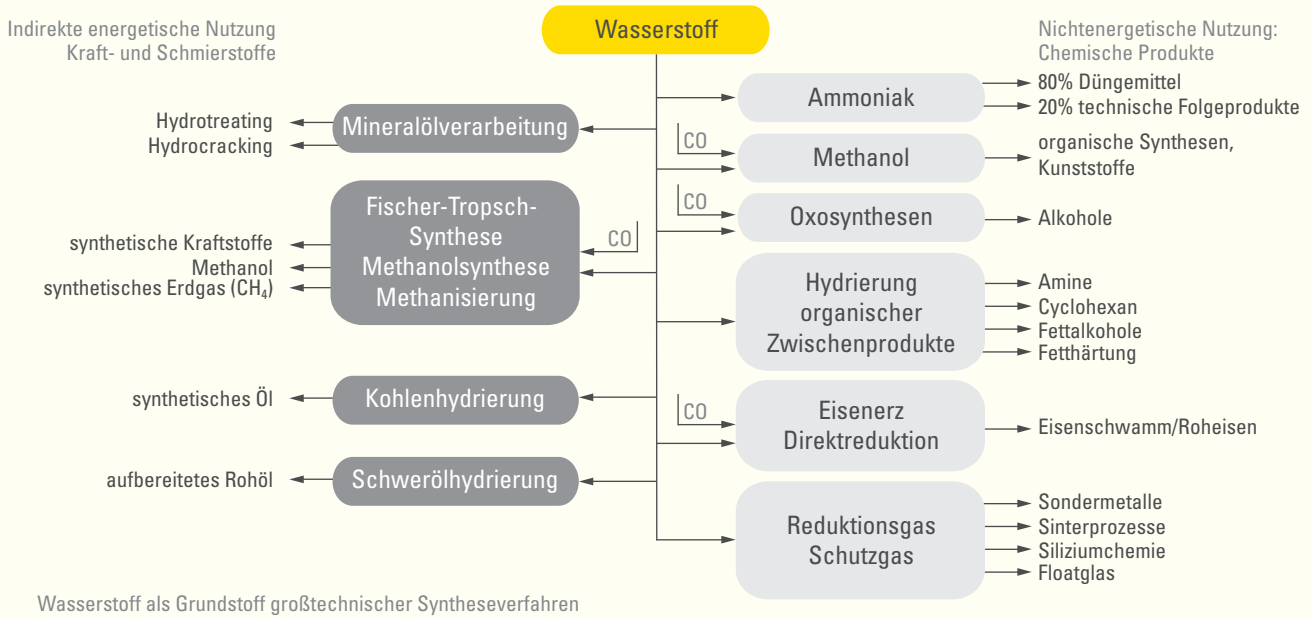


Abbildung 3.1: Wasserstoff als chemischer Rohstoff für Syntheseverfahren. Eigene Darstellung nach [DLR et al. 2002].

halts von Erdgas speichern. Auch im flüssigen Zustand bei Tieftemperatur von knapp -253°C kann man im Vergleich zu Heizöl bei Raumtemperatur nur knapp 22 % des Energieinhalts im selben Volumen unterbringen. Da Wasserstoff auf der Erde praktisch nur in gebundener Form, z.B. als Wasser, vorkommt und als Energieträger erst mit einer anderen Energieform, z.B. elektrische Energie für den Elektrolyseprozess, aus der Verbindung herausgelöst werden muss, bezeichnet man ihn als sog. Sekundärenergieträger. Der enorm hohe massenspezifische Energieinhalt, die praktisch unbegrenzte Verfügbarkeit in Form von Wasser und die relativ leichte Gewinnbarkeit aus Wasser mit verschiedenen Verfahren, die aus erneuerbaren Energien schadstofffrei und CO₂-neutral energetisch versorgt werden können, machen Wasserstoff zu einem sehr interessanten Energieträger zur Speicherung erneuerbarer Energie und zur Verwendung als Brennstoff für neue hoch-effiziente Energiewandler wie z.B. Brennstoffzellen.

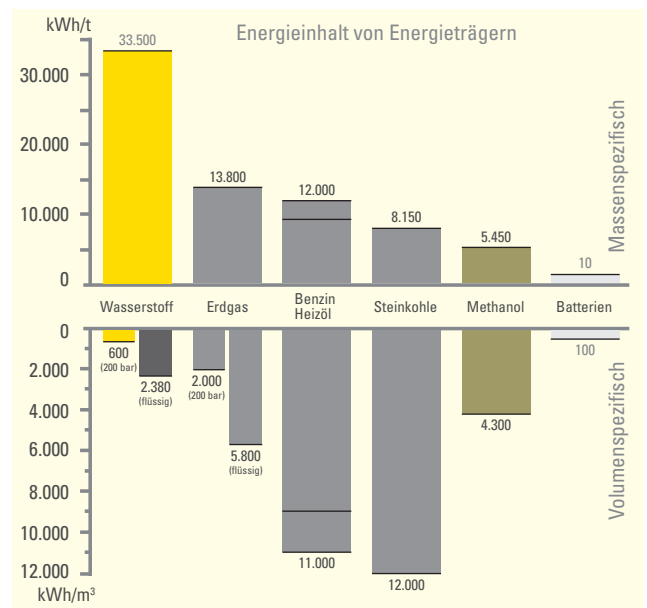


Abbildung 3.2: Energieinhalt verschiedener Energieträger. Eigene Darstellung nach [DLR et al. 2002].

Kapitel 3

3.1.2 VERFAHREN ZUR WASSERSTOFFHERSTELLUNG

Prinzipiell kann man alle Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff in zwei Gruppen einteilen:

Gruppe 1: „Herstellung von Wasserstoff mit fossilen Brennstoffen“

Gruppe 2: „Nicht-fossile Herstellung von Wasserstoff“.

Es gibt eine Reihe von Verfahren zur Wasserstoffherstellung, die funktionell zu beiden Gruppen gehören können. Dazu zählt einerseits die elektrolytische Wasserstoffherzeugung, bei der der Elektrolyseprozess sowohl mit elektrischer Energie aus fossilen Kraftwerken als auch aus erneuerbaren Energiequellen betrieben werden kann, andererseits aber auch eine Reihe von großtechnischen Reformierungs-, Vergasungs-, und Oxidationsverfahren, die sowohl mit fossilen Kohlenwasserstoffen als auch mit Biomasse als Rohstoff versorgt werden können.

3.1.2.1 FOSSILE WASSERSTOFFHERSTELLUNG

Im Moment ist die Verwendung von Wasserstoff als chemischer Rohstoff absolut dominierend und sein Einsatz als Energieträger noch von untergeordneter Bedeutung. Als chemischer Rohstoff wird er heute hauptsächlich mit fossiler Energie und Wasser erzeugt. Herstellungsverfahren, die Wasser und Kohlenstoff, z.B. aus Kohle, als Rohstoffe nutzen, erzeugen im ersten Prozessschritt aus Wasser Wasserstoffgas und gleichzeitig mit dem abgetrennten Sauerstoff und dem Kohlenstoff Kohlenmonoxidgas. In einem zweiten Schritt wird das giftige Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid weiterverarbeitet. Die Prozesse, die direkt Kohlenwasserstoffe, z.B. Methan oder Erdgas und Wasser als Rohstoffe nutzen, erzeugen gleich im ersten Prozessschritt Wasserstoff und größtenteils Kohlendioxid. Wesentlich weniger Aufwand muss dann betrieben werden, um in einem nachfolgenden Reinigungsschritt Reste von Kohlenmonoxid ebenfalls in Kohlendioxid umzuwandeln. Aktuell werden etwa 48 % Mineralölfractionen, 30 % Erdgas und max. 16 % Kohle zur fossilen Wasserstoffherstellung genutzt. Die restlichen 6 % werden aus verschiedenen anderen chemischen Verfahren und Herstellungsmethoden, z.B. auch als Abfallprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse und auch aus der alkalischen Wasserelektrolyse beigesteuert. Einen Überblick über technische Verfahren zur Wasserstoffherstellung aus Wasser mit Kohlenstoff und Kohlenwasserstoffen auf fossiler Basis gibt die Vergleichstabelle in Abbildung

3.3. Alle Verfahren, die dort aufgelistet sind, stellen großtechnische Verfahren zur chemischen Wasserdampfsplaltung bei mittleren bis hohen Betriebstemperaturen zwischen 300 und max. 2.000°C dar. Bei allen Verfahren, ausgenommen das der Plasma-Reformierung, wird die notwendige Wärme für das Erreichen der notwendigen hohen Reaktionstemperaturen aus der teilweisen Verbrennung der fossilen Rohstoffe gewonnen. Knapp zwei Drittel des eingesetzten Energieinhalts der fossilen Rohstoffe bleiben als chemische Energie im Wasserstoff erhalten.

Nachfolgend wird eine kurze Beschreibung der Verfahren im Einzelnen gegeben.

Die **Dampfreformierung** ist ein zwei-stufiger Prozess für die Herstellung von Wasserstoff (H_2) aus Methan (CH_4), Biomasse und langkettigen Kohlenwasserstoffen. In einer ersten Vor-Reformierungsstufe wird bei einem Druck um 25 bar und einer Temperatur zwischen 450°C und 500°C der Kohlenwasserstoff unter Wasserzugabe in Wasserstoff, Methan, Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid (CO_2) aufgespalten. Vor der zweiten Reformierungsstufe muss zum Schutz des Katalysators das Kohlenmonoxid abgetrennt werden. Im zweiten Reformer wird das Methan wieder unter Wasserzugabe (H_2O) an einem Nickelkatalysator knapp oberhalb von 25 bar Druck bei 800°C bis 900°C zu Wasserstoff und Kohlendioxid umgesetzt. Aus dem Reformer-Zwischenprodukt Kohlenmonoxid kann am Ausgang durch eine sog. Wassergas-Shift-Reaktion an einem einfachen Eisen(III)-Oxid-Katalysator ebenfalls mit Wasserdampf Wasserstoff und Kohlendioxid erzeugt werden. Für die Bereitstellung von Reinst-Wasserstoff mit geringsten Verunreinigungen können dann alle Restanteile von H_2O , CO, CO_2 und CH_4 in einer letzten Reinigungsstufe z.B. durch eine sog. Druckwechsel-Adsorptionsanlage bis auf Spuren herausgefiltert werden.

Die **Plasmareformierung** ist ein Verfahren, bei dem eine Mischung aus Kohlenwasserstoffen und Wasserdampf in einem Lichtbogen zu Wasserstoff und Kohlenmonoxid direkt umgesetzt wird. Dabei wird die Energie für den Plasmabrenner nicht aus dem fossilen Rohstoff genommen, sondern extern z.B. als elektrische Energie zugeführt. Ein wichtiges technisches Plasmareformier-Verfahren ist das Kvaerner-Verfahren, bei dem Methan und Wasser zur internen Verfahrenskühlung im Lichtbogen bei etwa 1600°C direkt zu Wasserstoff und Kohlenstoff (Aktivkohle) sowie Heißwasserdampf

Verfahren	Dampfpreforming		Plasmareforming		Partielle Oxidation		Kohlevergasung		Konvertierung von Kohlenmonoxid	
Beispiele	Verschiedene		Hüls-Verfahren		Shell-Verfahren, Texaco-Verfahren		Winkler-, Lurgi-, Koppers-Totzek-, Texaco-Verfahren u.a.		HT-Konvertierung TT-Konvertierung	
Rohstoff	gasförmig, flüssig Kohlenwasserstoffe		gasförmige Kohlenwasserstoffe		gasförmige, flüssige, feste Kohlenwasserst.		Kohle		Kohlenmonoxid	
Temperatur	°C		>1.300		>1.200 - 1.400		>800 - 200		350 - 500 (HT) 200 - 250 (TT)	
Druck	bar		3		10 - 100		1 - 40			
Reaktionsmittel	H ₂ O		H ₂ O		H ₂ O, O ₂		H ₂ O, O ₂		H ₂ O	
Katalysator	Nickeloxid		-		-		-		Fe ₂ O ₃ /Cr ₂ O ₃	
Prozessenergie	fossil		elektrisch		fossil		fossil		fossil	
Gaskomponenten	H ₂	CO	H ₂	CO	H ₂	CO	H ₂	CO	H ₂	CO ₂
Volumen-%	52	11	75	25	50	50	25 - 40	65 - 15	70 - 90	30 - 10

Abbildung 3.3: Vergleichende Zusammenstellung technischer Verfahren zur Wasserstoffherstellung. Eigene Darstellung nach [DLR et al. 2002].

umgesetzt werden. Energetisch ist dieser Prozess sehr effektiv, da 48 % Energieanteil im Wasserstoff, etwa 40 % in der Aktivkohle und nur ca. 10 % im Heißdampf verbleiben.

Die **partielle Oxidation** von Kohlenwasserstoffen setzt Methan und langkettige flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe bei hohen Temperaturen bis 1400°C und hohem Druck bis 100 bar unterstöchiometrisch, also mit Sauerstoffmangel, zu Wasserstoff und Kohlenmonoxid um. Unter nachfolgender Zugabe von Wasser und Sauerstoff muss Kohlenmonoxid zu Wasserstoff und Kohlendioxid ausreagiert werden. Dies kann wieder mit einer Wassergas-Shift-Reaktion erfolgen. Eine nachfolgende Reinigungsstufe kann ebenfalls abhängig von der gewünschten Wasserstoffreinheit notwendig sein.

Die **Kohlevergasung** ist bereits seit Anfang des 19. Jahrhunderts bekannt und das älteste großtechnisch eingesetzte Verfahren zur Wasserstoffherstellung. Dabei werden zwei Verfahrensschritte eingesetzt. Im ersten Schritt wird Kohle (hauptsächlich sog. Fett-

kohle, Braun- oder Steinkohle) unter Sauerstoffabschluss im Ofen auf über 1.000°C erhitzt. Dadurch bleibt der Kohlenstoff unverbrannt erhalten (Koks) und aus der Kohle werden die flüchtigen Kohlebestandteile gasförmig aus dem Ofen abgezogen. Dieses Kokerei-Rohgas wird von Teeren, Benzolen, Säuren und Restbestandteilen gereinigt, wodurch das sog. Stadtgas entsteht, das energetisch direkt weiter verwendet werden kann. Die Kohle selbst als Koks oder Reinkohle kann im zweiten Schritt mit Sauerstoff verbrannt und im richtigen Mischungsverhältnis im heißen Zustand mit Wasserdampf gemischt werden, so dass in einer Gleichgewichtsreaktion ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid, das sog. Wassergas oder auch Synthesegas, entsteht. Speziell für die Erzeugung von Synthesegas aus Kohle wurden eine ganze Reihe technischer Verfahren entwickelt, die dieselbe Gleichgewichtsreaktion mit unterschiedlicher Prozessführung nutzen.

Das letzte in Abbildung 3.3 genannte Verfahren, das in zwei Prozessschritten und Temperaturbereichen (Hochtemperatur (HT) bei 350°C - 500°C und Tieftemperatur (TT) bei 200°C - 250°C) abläuft, wird als **Konvertierung von Kohlenmonoxid** bezeichnet. Prinzipiell

Kapitel 3

Ist es kein Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff sondern zur Oxidation von Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid an zwei verschiedenen Katalysatoren in aufeinanderfolgenden Prozessschritten. Im HT-Bereich wird ein Eisen-Chromoxid-Katalysator verwendet. Im TT-Bereich wird mit einem Kupfer-Zinkoxid-Katalysator gearbeitet. Beide Konvertierungen nacheinander sind integrale Verfahrensschritte des Dampfreformierungs- und anderer Reformierungsprozesse, bei denen große Mengen von Kohlenmonoxid-Gas entstehen, die nicht weitergenutzt werden können. Durch die Zugabe von Wasser oder Wasserdampf wird das Wassergas-Gleichgewicht eingestellt und durch Zugabe von Sauerstoff wird der giftige Kohlenmonoxidanteil zu ungiftigem Kohlendioxid oxidiert und anschließend ausgewaschen.

Die Chemieindustrie ist innovativ in der Nutzung von Zwischenprodukten und Restenergien. Das lässt sich am Beispiel des Mischgases aus der Tieftemperaturkonvertierung gut darstellen. Wird der Konvertierungsprozess mit Luft anstelle von Sauerstoff durchgeführt und ist die Mischung stöchiometrisch richtig eingestellt, kann das Wasserstoff/Stickstoff-Gemisch nach CO₂-Wäsche auch direkt zur Ammoniaksynthese eingesetzt werden. Da der Konvertierungsprozess etwa 70 % der Kosten der Ammoniaksynthese ausmacht, ist in diesem Fall eine saubere gleichmäßige Prozessführung essentiell wichtig.

Alle oben genannten Verfahren sind Prozesse zur großtechnischen Erzeugung von Wasserstoff in einer enormen Mengenspreizung von wenigen Tonnen bis zu mehreren tausend Tonnen pro Tag und Anlage.

3.1.2.2 NICHT-FOSSILE WASSERSTOFFHERSTELLUNG

Die Entwicklung von Methoden zur nicht-fossilen Wasserstoffherzeugung wird von unterschiedlichen Seiten betrieben. Die chemische Industrie mit ihrem enormen Grundverbrauch als chemischer Rohstoff für viele Produkte oder Produktionsverfahren hat ein großes Interesse an der gesicherten Bereitstellung von Wasserstoff, selbst wenn eine Erzeugung über und aus fossilen Rohstoffen aus Umwelt-, Kosten- oder Verfügbarkeits-Gesichtspunkten schwierig wird oder nicht mehr möglich ist. Abbildung 3.4 fasst die derzeitigen bekannten Verfahren zur nicht-fossilen Wasserstoffherstellung

zusammen. Darin werden die Abhängigkeiten verschiedener Verfahren von unterschiedlichen „Energie-Rohformen“ wie Biomasse, elektrischer oder thermischer Energie grafisch verdeutlicht, da es Verfahren gibt, die mehrere Energieformen für die Wasserstoffherzeugung benötigen. Direkt oder indirekt ist die energetische Ausgangsbasis immer die Solarstrahlung. Das Diagramm gibt allerdings keine Hinweise auf den Reifegrad der verschiedenen Energiewandler- und Wasserstoffherzeugungs-Technologien. Dieser Reifegrad wird deshalb bei der nachfolgenden Erläuterung der einzelnen Technologien benannt.

Die Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse kann entweder biologisch oder mit technischen Prozessen erfolgen. Dabei sind mindestens zwei Arten von Biomasse zu unterscheiden. Zum einen Biomasse in Form von Kohlehydraten, Fetten, Proteinen u. ä. wird biologisch durch vergärende Bakterien zu CO₂, neuen biologischen Verbindungen und eben Wasserstoff umgesetzt. Bakterien wandeln diese Biomasse anaerob (ohne Luft, Sauerstoff) um, d.h. dass sie ohne Oxidationsmittel nur einen kleinen Teil der Energie erschließen können. Deshalb bleibt ein großer Teil der in der Biomasse gespeicherten Energie tatsächlich im Wasserstoff verfügbar.

Auf der anderen Seite kann Biomasse genutzt werden, die in industriellen Prozessen (Grasschnitt, Holz, Stroh, usw.) mit einem thermochemischen Verfahren (Vergasung oder Pyrolyse in einem Chemiereaktor) aufgeschlossen wird (Zwischenprodukt Synthesegas). Das erzeugte Zwischenprodukt wird durch eine integrierte oder nachfolgende Reformierung (Dampfreformierung) zu Wasserstoff umgesetzt. Die verfahrenstechnischen Prozesse und Reinigungsstufen für Biomasse sind weitgehend identisch mit denen der Nutzung fossiler Rohstoffe. Bei optimierter gleichmäßiger Prozessführung kann der Wirkungsgrad für die Wasserstoffherzeugung aus Biomasse bis zu 78 % betragen. Es entsteht dabei zusätzlich nur Kohlendioxid und mineralische Asche. Eine solche Anlage kann bei Betriebsstart mit dem selbst erzeugten Synthesegas und eigener Aufrechterhaltung des Betriebs durch die exotherme (Wärme abgebende) Reaktion im Reaktor CO₂-neutral betrieben werden.

Es ist auch möglich, z.B. mit Hilfe des sog. AER-Verfahrens (engl.: Absorption Enhance Reforming), Biomasse bei Temperaturen knapp unter 800°C mit Wasserdampf direkt zu vergasen und noch

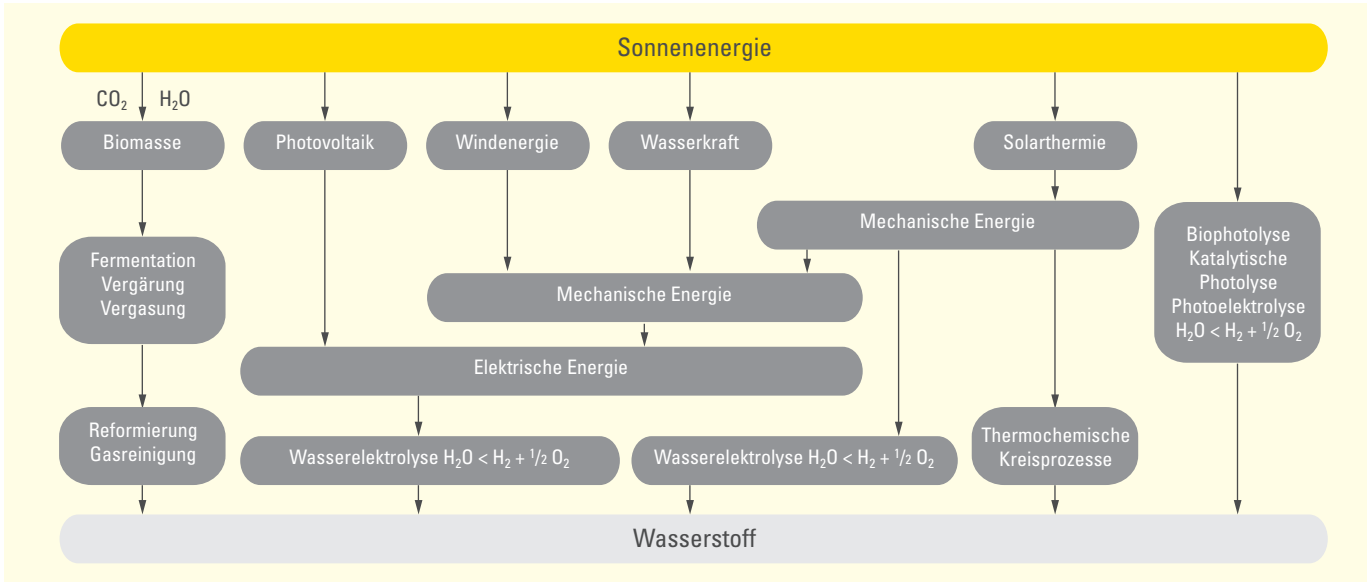


Abbildung 3.4: Energiewandlungs- und Wasserstoff-Erzeugungsprozesse der nicht-fossilen Wasserstoffherstellung aus Sonnenenergie. Eigene Darstellung nach [DLR et al. 2002].

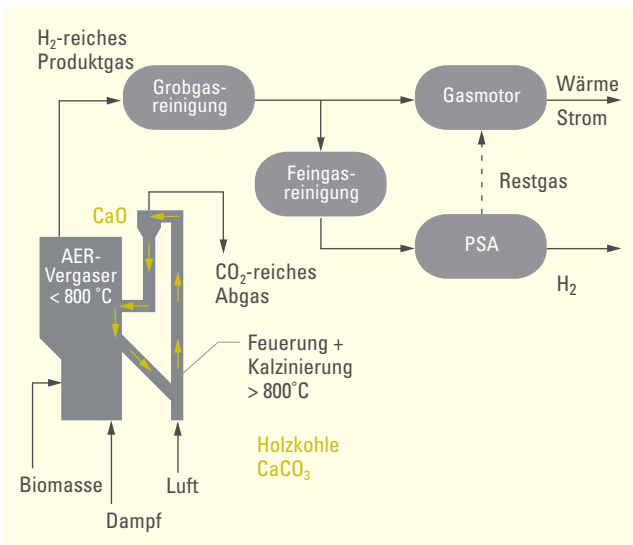


Abbildung 3.5: AER-Prinzipbild zur energetischen Biomassenutzung und Wasserstoffherzeugung. Eigene Darstellung.

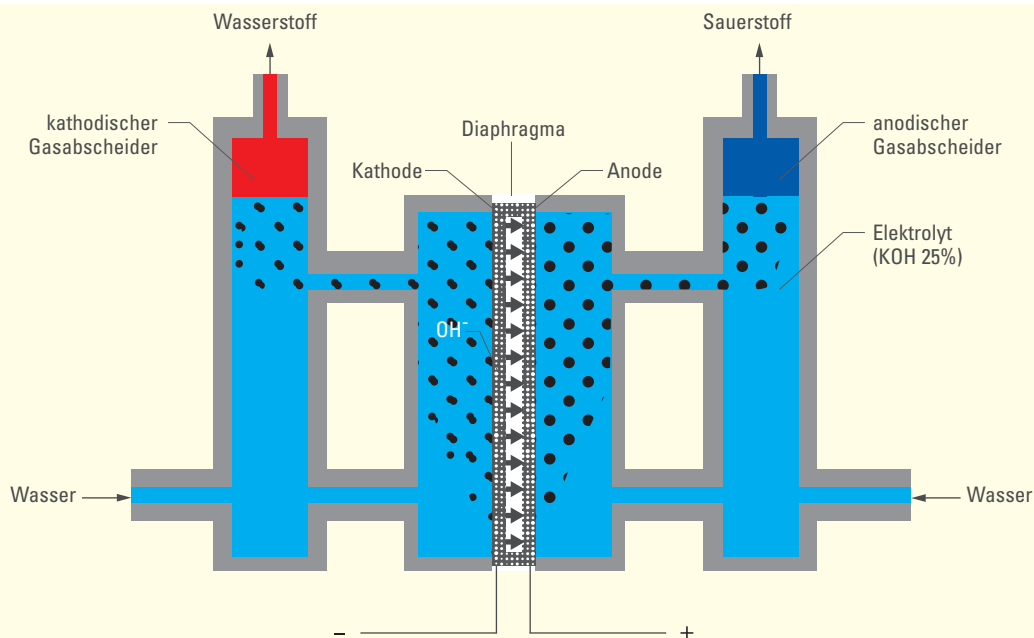
im Reaktor mit einem Absorptionsmittel aus gebranntem Kalk einen großen Teil des Kohlendioxids abzutrennen, so dass am Vergaser-
 ausgang direkt ein stark wasserstoffhaltiges Produktgasgemisch
 abgegeben wird. Das Absorptionsmittel kann in einer dem Reaktor
 direkt angeschlossenen Brennkammer mit Luftzufuhr im Kreislauf
 regeneriert werden, so dass ein CO₂-angereicherter Rauchgas-
 strom separat abgegeben wird. Das Produktgasgemisch wird an-
 schließend in mehreren aufeinanderfolgenden Reinigungsstufen
 zum Rein-Wasserstoff gereinigt. Abbildung 3.5 zeigt das Prinzip ei-
 ner AER-Anlage zur energetischen Verarbeitung von Biomasse mit
 angeschlossener Wärme-Kraft-Kopplung und Reingasaufbereitung
 für Wasserstoff.

Der technische Prozess mit dem derzeit höchsten Potenzial zur
 effizienten großtechnischen Wasserstoffherzeugung mit regenera-
 tiv erzeugter elektrischer Energie ist die **Wasserelektrolyse**. Die
 Wasserelektrolyse ist ein seit langem bekanntes Verfahren, bei
 dem in einer Elektrolysezelle an zwei Elektroden (negativ geladene

Kapitel 3

Kathode und positiv geladene Anode) Wasser durch elektrische Energie in seine gasförmigen Bestandteile Wasserstoff (Kathodenseite) und Sauerstoff (Anodenseite) zersetzt wird. Zwischen den Elektroden befindet sich eine Membran (Diaphragma), die eine direkte Mischung der beiden Gase verhindert. Es gibt zwei Arten der Wasserelektrolyse. Erstens die sogenannte wässrige, alkalische Elektrolyse (AEL), die eine Mischung aus elektrisch leitfähiger Kalilauge und Wasser bei unter 100°C Betriebstemperatur als flüssiges Betriebsmedium nutzt. Zweitens die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL), bei der das Elektrolysewasser auf der Anodenseite zugeführt wird, aber als elektrisch leitfähiges Betriebsmedium eine Polymer-Elektrolyt-Membran zwischen Anode und Kathode dient. Aufgrund der Nutzung dieser Membran in der Zelle wird dieses Verfahren als trockene Elektrolyse bezeichnet. Auch die Betriebstemperatur der PEM-Elektrolyse liegt bei max. 100°C. Beide Elektrolysearten werden mit Gleichstrom betrieben. Abbildung 3.6 zeigt das Prinzipbild einer einzelnen alkalischen Elektrolysezelle, anhand dessen die Funktion nachfolgend erläutert werden kann. Eine Stromquelle wird an den Minuspol (Kathode) der Elektrolysezelle und an den Pluspol (Anode) der

Zelle angeschlossen. Die Zelle ist mit einem Gemisch aus Wasser und Kalilauge, dem sog. Elektrolyten, gefüllt. Wenn die Spannung der Stromquelle höher ist als das sog. elektrochemische Zersetzungspotenzial zuzüglich einer Überspannung zur Überwindung aller elektrischen Anschlusswiderstände des Stromkreises, fließt ein elektrischer Strom zur Elektrolysezelle. Auf der Kathodenseite wird in einer Teilreaktion aus Wassermolekülen unter Bildung eines Hydroxidions (OH^- -Ion) ein Wasserstoffmolekül gebildet. Viele Gasmoleküle zusammen bilden Gasblasen und -perlen aus. Die gesamte Elektrodenfläche produziert recht gleichmäßig Wasserstoffgas. Dadurch wächst vom unteren zum oberen Rand der Elektrodenfläche über die ganze Breite der Elektrode der Gasanteil recht gleichmäßig an. Unten ist also der Flüssigkeitsanteil in der Zelle hoch und oben ist entsprechend der Gasanteil (2-Phasengemisch) hoch. Die OH^- -Ionen werden durch die angelegte Betriebsspannung über die Flüssigkeit durch das Diaphragma hindurch zur Anode transportiert, an der sie mit Protonen zu Wasser rekombinieren. Der dabei entstehende Sauerstoff entweicht auf der Anodenseite aus der Elektrolytflüssigkeit. Es wird auf der Wasserstoffseite genau das doppelte Gasvolumen der Sauerstoffseite



Schema der alkalischen Elektrolysezelle

Abbildung 3.6: Funktionsprinzip einer einzelnen alkalischen Elektrolysezelle. Eigene Darstellung nach [DLR et al. 2002].

produziert. Chemisch wird dieser Prozess als Gesamtreaktion folgendermaßen ausgedrückt.



An den Elektroden werden die Produktgase auf der Vorderseite, die zum Diaphragma gerichtet ist, produziert. Damit die elektrischen Verlustwiderstände so klein wie möglich sind, werden die Elektroden möglichst nahe aneinander gebracht. Der geringste Abstand der Elektroden könnte der Dicke des gastrennenden Diaphragmas entsprechen. Damit die Gase nicht direkt in das Diaphragma hinein produziert werden und sich vielleicht bei dünnen Diaphragmen doch mischen, werden als Elektroden Lochbleche benutzt, die die Gase auf beiden Seiten in kleinen Gasblasen direkt hinter den Elektroden in den Gassammelraum abziehen lassen. Beide Gase steigen nach oben und werden in getrennten Gasabscheidern, die auch teilweise mit Kühlern versehen sein können, von der Flüssigkeit abgetrennt. Reiner, gekühlter und nur noch wasserdampfgesättigter Wasserstoff bzw. Sauerstoff verlässt die Zelle. Sind viele Zellen hintereinander geschaltet, werden die Gase in Sammelkanälen gesammelt und verlassen den Elektrolyseblock über gemeinsame Produktgasausgänge. Es gibt dieses Elektrolyseprinzip sowohl für den drucklosen als auch für den Druck-Betrieb bei knapp über 30 bar. Versuchsweise wurden auch Elektrolyseure für den Druckbetrieb bei 120 bar bzw. 200 bar im unteren Leistungsbereich realisiert und erfolgreich betrieben. Das Wasser muss auf der Kathodenseite nachgespeist werden, da der elektrochemische Prozess kathodenseitig mit der Zerlegung von Wassermolekülen in H^+ - und OH^- -Ionen beginnt. Alkalische Wasserelektrolyseure sind als großtechnische Apparate für den Konstantbetrieb seit Jahrzehnten industriell verfügbar und können derzeit in einem Leistungsbereich zwischen 1 kW und ca. 3.000 kW pro Elektrolyseur gebaut werden. Abbildung 3.7 zeigt einen solar betriebenen Druckelektrolyseur mit 350 kW Leistung. Eine weitere aussichtsreiche Wasserelektrolyse-Technologie ist die schon erwähnte Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL). Mit der Verfügbarkeit von ionen-leitfähigen Kunststoffmembranen auf der Basis von Polytetrafluorethylen (PTFE) zur Wasseraufbereitung begann die Suche nach anderen Einsatzmöglichkeiten. Eine davon ist der Einsatz in der PEM-Elektrolyse. Obwohl auch in dieser Elek-



Abbildung 3.7: 350 kW Druckelektrolyseur des Hysolar-Projektes in Riyadh. Eigene Darstellung.

trolyseform Wasser mit elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten wird, unterscheidet sich das Funktionsprinzip deutlich. In Abbildung 3.8 sind der prinzipielle Aufbau und die Funktion einer PEM-Elektrolysezelle dargestellt.

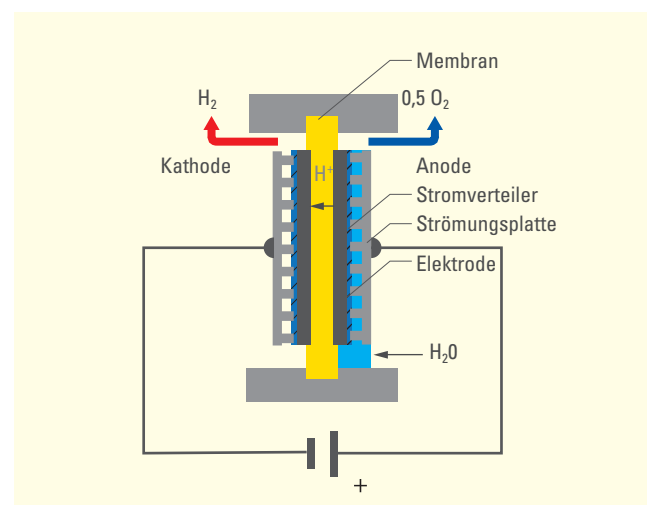


Abbildung 3.8: Vereinfachter Aufbau und Funktionsweise einer PEM-Elektrolysezelle. Eigene Darstellung nach [Smolinka 2008].

Kapitel 3

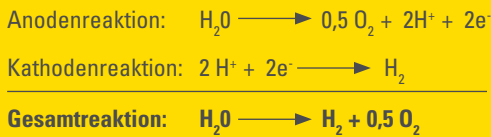


Abbildung 3.9: Elektrochemische Teil- und Gesamtreaktionen der Wasserelektrolyse. Eigene Darstellung.

Energetisch bedeutet dies, dass der Mindest-Energieaufwand um ein Gramm Wasserstoffgas aus Wasser zu erzeugen 145 kJ (0,04 kWh) beträgt. Im Fall der Wasserelektrolyse wird diese Energie als elektrische Energie zugeführt.

Die chemische Wasserspaltungsreaktion kann auch mit anderen Energieformen wie thermischer, chemischer oder Photonenenergie betrieben werden. In der Abbildung 3.4 ist einer dieser elektrochemischen Energiewandler, der sowohl elektrische als auch gleichzeitig thermische Energie zur Wasserspaltung nutzen kann, als **Wasserdampfelektrolyse** in das Diagramm aufgenommen. Die elektrochemische Reaktion ist identisch mit derjenigen der Wasserelektrolyse. Ein Teil der benötigten Energie wird zur Verdampfung des Flüssigwassers in der Elektrolysezelle benutzt. Diese Verdampfungswärme des Wassers kann als thermische Energie in den Elektrolyseprozess eingekoppelt werden. Das verringert den elektrischen Mindestenergieaufwand oberhalb von 100°C sprunghaft. Bei der zusätzlichen Einkopplung von Hochtemperaturwärme weit über 100°C bis heran an 1.000°C kann man den elektrischen Energieanteil zur Wasserspaltung weiter drastisch senken bis an ca. 2 kWh/Nm³ H₂ heran. 1 Nm³ Wasserstoff unter Normalbedingungen hat einen Heizwert von 3 kWh. Als sogenanntes Hot-Elly-Prinzip (engl.: HOT ELeCTroLYser) wurde die Hochtemperatur-Dampfelektrolyse vor etwa 25 Jahren auf der Basis eines Zirkonoxid-Keramikmaterials bis zum Versuchselektrolyseur im unteren Kilowatt-Maßstab entwickelt und demonstriert. Damit ließ sich eine Einsparung an elektrischer Energie von 30 - 40 % durch den Einsatz von Hochtemperaturwärme zeigen. Aufgrund von Materialproblemen und mangelnden Möglichkeiten der technischen Skalierbarkeit wurde die Entwicklung eingestellt. Heutzutage, betrieben mit hochkonzentrierenden Solarsystemen zur Bereitstellung von elektrischer Energie und Hochtemperaturwärme sowie aufgrund der erfolgreichen Entwicklungsschritte

der Hochtemperatur-Brennstoffzellentechnik mit vergleichbaren Materialien, ist die Thematik wieder hoch aktuell. Die thermische Zersetzung von Wasser läuft erst bei Temperaturen oberhalb von 2200°C ab. Nur wenige großtechnische chemische Prozesse und auch Energiewandlungsverfahren erreichen dieses Temperaturniveau. Bei konzentrierenden Solarsystemen, beispielsweise hochkonzentrierende Parabolspiegel oder Solarturmanlagen mit nachgeführten Spiegelfeldern, können diese Temperaturniveaus an klaren Sommertagen über einige Stunden am Tag erreicht werden. Aber für die effiziente und kostengünstige Herstellung von Wasserstoff ist dieses Verfahren ungeeignet.

Damit man trotzdem direkt thermische Energie auf einem wesentlich geringeren Temperaturniveau nutzen kann und damit den Prozess wieder apparativ beherrschbar macht, benutzt man **thermochemische Kreisprozesse**, bei denen die Wasserdissoziation in mehreren Schritten abläuft und entstehende Zwischenprodukte in anderen Kreisprozess-Schritten genutzt werden. Die Summe aller Kreisprozessschritte ist die komplette Zersetzung von Wasser ohne weitere Nebenprodukte. Je mehr aufeinanderfolgende Schritte ein Kreisprozess hat, desto geringer ist sein Kreislauf-Wirkungsgrad, aber desto geringer kann auch die Temperatur der eingekoppelten thermischen Energie sein. Aussichtsreiche Kreisprozesse zur Wasserstofferzeugung arbeiten im Temperaturbereich von etwa 800°C (mit Katalysator) und 1200°C (ohne Katalysator). Die benötigte Wärmeenergie lässt sich über den Weg der konzentrierenden Solarstrahlung beispielsweise eines Solarturmkraftwerks direkt in den Prozess einkoppeln. Von den vielen tausend bekannten Kreisprozessen sind allerdings nur wenige für den direkten oder indirekten Betrieb mit Solarenergie technisch interessant. Der Schwefelsäure-Hybrid-Prozess (Westinghouse-Prozess), der Schwefel-Jod-Prozess und mehrere Metall-Metalloxid-Kreisprozesse auf der Basis verschiedener Materialpaarungen sind vielversprechend und in der Entwicklung befindlich.

Der Schwefelsäure-Hybrid-Prozess ist ein zweistufiger Prozess mit einem solar direkt bestrahlten Reaktor, in dem im ersten Schritt bei ca. 850°C Schwefelsäure verdampft und an einem Katalysator in Schwefeldioxid, Wasserdampf und Sauerstoff umgewandelt wird. Dazu wird ein keramischer, hoch poröser Solarstrahlungsempfänger benutzt, der katalytisch beschichtet ist. Im zweiten

Prozessschritt wird bei ungefähr 85°C in einer Schwefelsäure-Elektrolyse mit Wasserdampf und Schwefeldioxidgas wiederum Schwefelsäure unter Abgabe von Wasserstoffgas an der Kathode erzeugt. Dem Kreisprozess wird nur Wasser als Edukt und elektrische sowie thermische Energie zugeführt. Als Produkte entstehen Sauerstoff und Wasserstoff.

Der Schwefel-Jod-Kreisprozess ist ein dreistufiger Prozess, bei dem als erster Schritt die Schwefelsäureverdampfung und Schwefeldioxid-Wasserdampf-Gemischerzeugung mit Sauerstoff-Abgabe und Einkopplung von thermischer Hochtemperatur-Prozesswärme mit 850°C erfolgt. Der mittlere Prozessschritt ist die so genannte Bunsen-Reaktion. Bei dieser exothermen Reaktion (120°C) entsteht aus Schwefeldioxid, Wasser und Jod eine wässrige Schwefelsäurelösung und Jod-Wasserstoffsäure. Im dritten Prozessschritt wird bei etwa 350°C aus Jod-Wasserstoffsäure wieder Jod und Wasserstoffgas gebildet. Der Vorteil des Prozesses ist, dass bei keinem der Einzelprozesse elektrische Energie eingekoppelt werden muss. Nachteilig ist die energieintensive Trennung von Schwefelsäure und Jod-Wasserstoffsäure im Bun-

sen-Reaktionsschritt. Die technische Nutzung dieses rein thermischen Wasserstoff-Erzeugungsverfahrens befindet sich noch im Forschungsstadium, da Basisdaten über die Säuretrennung, z.B. mit Membranverfahren, das Flüssig-Dampf-Gleichgewicht und die Energieeinkopplung zunächst gewonnen werden müssen.

Ein dritter sehr aussichtsreicher Wasserstoff-Kreisprozess beruht auf der Oxidation und Reduktion von Metallkombinationen auf verschiedenen Temperaturniveaus zwischen 400°C und 1800°C mit Wasserdampf. Das derzeit aussichtsreichste System basiert auf der Nutzung von Eisenmischoxiden, sog. Ferriten, in einem zweistufigen Kreisprozess. Im ersten Schritt bei ca. 850°C wird ein reduziertes Mischmetall bei gleichzeitiger Wasserspaltung an derselben Metalloberfläche oxidiert. Dabei wird das Wasserstoffgas freigesetzt. Im zweiten Schritt auf dem Temperaturniveau von 1200°C wird das Mischmetall unter Sauerstoffgasabgabe wieder regeneriert, also reduziert. Damit dieser Kreisprozess mit thermischer Energie aus konzentrierter Solarstrahlung betrieben werden kann, wird das Redox-Mischmetallsystem auf die bestrahlbare Oberfläche einer keramischen temperaturstabilen Trägerstruktur

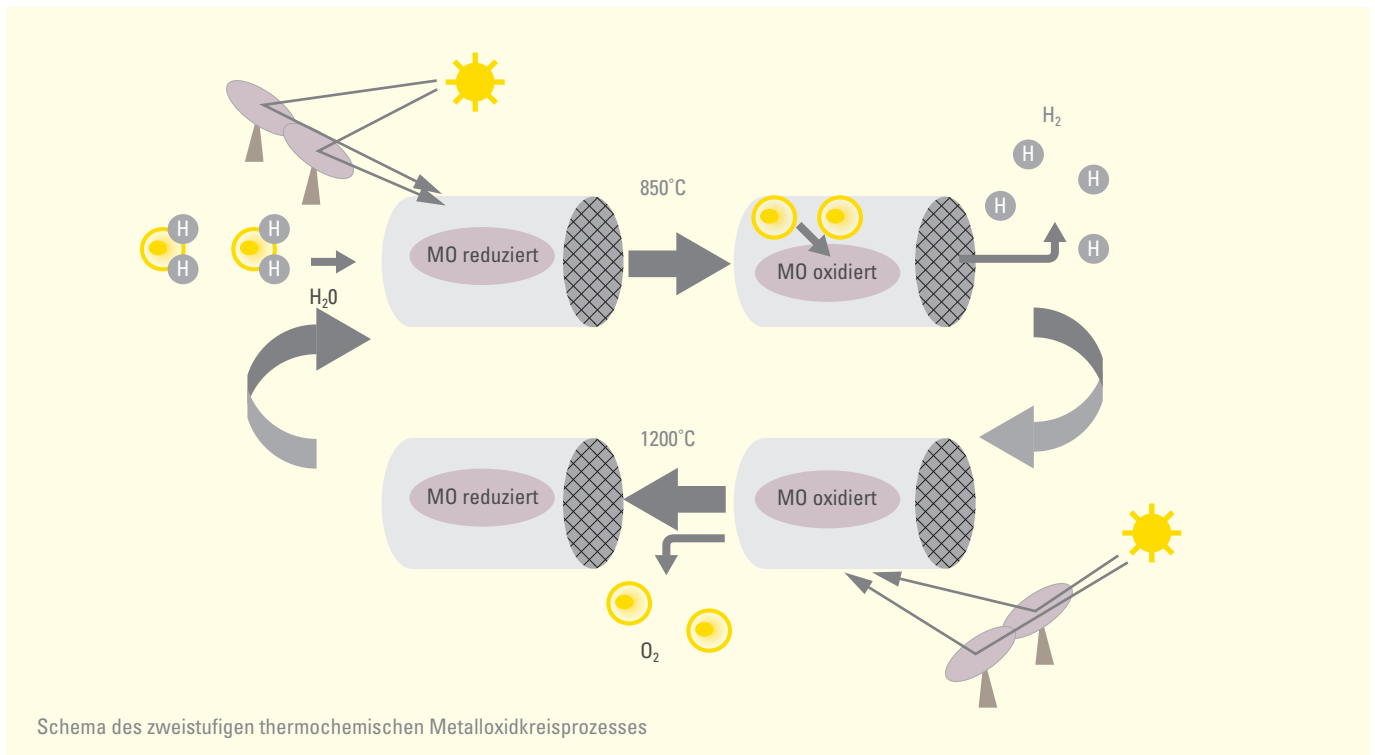


Abbildung 3.10: Funktions-Prinzipbild des zweistufigen thermochemischen Kreisprozesses zur Wasserstoff- und Sauerstoffabgabe. Eigene Darstellung nach [Pregger 2008].

Kapitel 3

aufgebracht, die als Strahlungsabsorber dient. Dieser Kreisprozess läuft diskontinuierlich auf verschiedenen Temperaturniveaus ab. Zuerst wird bei niedriger Temperatur Wasser gespalten und bis zur Sättigung unter Wasserstoffabgabe das Mischmetall oxidiert. Im zweiten Schritt bei höherer Temperatur wird das Mischmetall wieder unter Stickstoffzugabe und Sauerstoffabgabe reduziert. Abbildung 3.10 zeigt die prinzipielle Funktionsweise des oben beschriebenen thermochemischen Kreisprozesses mit den beiden Temperaturniveaus für die separate Abgabe von Wasserstoff bei ca. 850°C und Sauerstoff bei 1200°C von der Katalysatoroberfläche.

Derzeit wird an einem Doppelreaktorkonzept für den quasikontinuierlichen Mehrkammerbetrieb gearbeitet. Beide Betriebskonzepte wurden bereits im Maßstab einiger Kilowatt Strahlungsleistung an einer Solarturm-Testanlage erprobt. Auch dieser Kreisprozess hat den Vorteil, dass für den Prozessbetrieb nur thermische Energie auf technisch beherrschbaren Temperaturniveaus für den Betrieb eines Reaktors benötigt wird.

Im Anfangstadium der Grundlagen- und Verfahrensforschung befinden sich die in Abbildung 3.4 genannten **photolytischen Wasserstoffherstellungungsverfahren**, die biologisch oder technisch genutzt werden können. Unter Photolyse versteht man zusammengefasst alle Verfahren, bei denen die Bestrahlung mit Licht zur Spaltung von Molekülen genutzt wird. Die Wellenlänge des Lichts, die den Energieinhalt bestimmt, muss auf die Stärke der zu lösenden chemischen Bindung genau abgestimmt sein.

Die biologische Herstellung von Wasserstoff wird **Biophotolyse** genannt. Dabei wird der Wasserstoff bei bestimmten Stoffwechselprozessen (Photosynthese oder Stickstofffixierung) mithilfe von Biomasse erzeugt. Es können nur bestimmte biologische Organismen wie z.B. Cyanobakterien oder Grünalgen zum Einsatz kommen. Grundlage ist die oxygene Photosynthese in den Pflanzen zur Energieerzeugung, bei der aus Kohlendioxid und Wasser unter Einwirkung von Sonnenlicht Zucker, Sauerstoff und Wasser entstehen. In einem Zwischenschritt der Photosynthese vor der Bildung von Wasser gibt es freie Wasserstoffatome und Elektronen in den Pflanzenzellen. Daraus können Cyanobakterien unter bestimmten Umgebungsbedingungen parallel zur Photosynthese

in den Zellen mit Stickstoff auch Ammoniak bilden. Dabei wird zusätzlich Wasserstoffgas frei. Es entsteht in den Pflanzen also sowohl Sauerstoff als auch Wasserstoff. Grünalgen können ebenfalls direkt Wasserstoffgas erzeugen, obwohl sie normalerweise ebenfalls Photosynthese zur eigenen Energieerzeugung betreiben. Unter bestimmten Umweltbedingungen und bei Sauerstoffmangel werden in den Algen aufgrund bestimmter Enzyme (Hydrogenasen) die freien Wasserstoffatome und Elektronen aus einer Photosynthese-Teilreaktion zur Wasserstoffbildung und nicht zur Reduktion von Kohlendioxid genutzt. Für die beiden genannten biologischen Prozesse gilt also, dass Wasserstoff mit Sonnenenergie direkt gebildet und sofort abgegeben aber nicht in der Biomasse gespeichert wird. Forschungs- und Entwicklungsvorhaben versuchen derzeit, die beiden biologischen Prozesse in Wasserstoff-Bioreaktoren nutzbar zu machen. Andere Bakterienstämme, wie z.B. Schwefelbakterien, betreiben die sog. anoxygene Photosynthese zur Energiebeschaffung unter Wasserstoffabgabe, bei der kein Sauerstoff entsteht. Diese Bakterien können aus organischen Stoffen und reduzierten Schwefelverbindungen mit Sonnenlicht als externe Energiequelle Wasserstoff und CO_2 in einer Sauerstoffumgebung oder Wasserstoff und oxidierte Schwefelverbindungen unter Sauerstoffabschluss erzeugen. Alle genannten biologischen Prozesse sind nur im Labor nachgewiesen. Es ist noch nicht absehbar, ob sich die Laborprozesse auch tatsächlich auf industrielle Produktionsbedingungen umsetzen lassen, da z.B. die Einstellung günstiger Umweltbedingungen für die Wasserstoffproduktion eine Stresssituation für die beteiligten Organismen darstellt.

Zur technischen Nutzung der biologischen Prozesse zur Wasserstoffherstellung wird auch versucht, ob man die wasserstoffproduzierenden Teilprozesse nicht herauslösen und technisch nachahmen kann. Dies wird mit dem Fachbegriff **katalytische Photolyse** bezeichnet. Einem australischen Forscherteam ist es bereits vor einigen Jahren gelungen, im Labor einen Teil der oxygenen Biophotolyse, der freie Wasserstoff-Ionen und Elektronen kurzzeitig erzeugt, mit Hilfe eines Mangan-Cluster-Katalysators nachzuahmen. Der photolytisch aktive Katalysator hat sein Vorbild in dem manganhaltigen Enzym, das Pflanzen zur Photosynthese nutzen. Mittels einer katalytischen Beschichtung in einer Elektrolysezelle, die mit Sonnenlicht bestrahlt wird, kann bei Anlegen eines elektrochemischen Potentials von ca. 1,2 V in dieser abge-

wandelten Elektrolysezelle sehr einfach Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt werden. Dieser Prozess entspricht also einer Elektrolysezelle, bei der ein großer Teil der Energie direkt durch Solarstrahlung aufgebracht wird.

Ein weiteres technisches Forschungsthema seit vielen Jahren ist die sog. **Photoelektrolyse**. Bei diesem technischen Prinzip, das die Schritte der Erzeugung elektrischer Energie und der nachfolgenden Wasserspaltung in einem technischen System zusammenfasst, wird die Spannungsdifferenz, die an einem photoaktiven Elektrodenpaar (Solarzelle) bei Bestrahlung mit Licht entsteht, direkt zur Dissoziation (Zersetzung) von Wasser genutzt. Eine Materialpaarung aus speziell verarbeitetem Titandioxid und Platin oder Indiumphosphid-Rhodium in Verbindung mit Platin kann eine solche photoelektrochemisch aktive Zelle bilden. Die beiden Elektroden werden Rücken an Rücken elektrisch flächig durchkontaktiert in ein Elektrolytbad, z.B. aus wässriger Lauge oder Säure eingesetzt. Bei Bestrahlung der Titan- oder Indium-Elektrode mit Licht wird an der bestrahlten Seite Sauerstoffgas und an der Platinelektrode Wasserstoffgas gebildet. Die Arbeit mit verschiedenen Elektrodensystemen, Elektrolyten und Schichtherstellmethoden befindet sich noch im Stadium der Grundlagenforschung, hat aber mit dem funktionellen Nachweis gezeigt, dass man hinsichtlich des Wirkungsgrades das zweistufige Photovoltaikzellen-Elektrolysesystem übertreffen kann.

3.1.3 AKTUELLER STAND DER WASSERSTOFFHERSTELLUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Im Jahr 1998 und folgenden wurden im Rahmen der Wasserstofftechnologie- und Brennstoffzellenentwicklung auch Studien zur Markteinführung von stationären und mobilen Brennstoffzellensystemen durchgeführt, die speziell zeigen sollten, wie man bereits den anfänglichen Wasserstoffbedarf möglichst ohne Investitionskosten decken könnte. Dazu wurden Informationen über die Produktion von Wasserstoff als Nebenprodukt verschiedener Chemieprozesse in Deutschland zusammengetragen und in der in Abbildung 3.11 dargestellten Karte zusammengefasst. Auch wenn die Daten bereits vor mehr als 10 Jahren erhoben wurden, kann davon ausgegangen werden, dass sich diese auf Grund der Stabilität der Chemieindustrie nicht wesentlich verändert haben. Die

Produktionskapazität dieses Nebenprodukt-Wasserstoffs beläuft sich auf ca. 1,07 Mrd. Nm³/Jahr. Aktuell wird ein großer Teil dieses Wasserstoffs von Gashändlern abgenommen, durch Reinigung auf einen reproduzierbaren Qualitäts-Standard gebracht und in Druckflaschen und Flaschenbündeln auf dem Druckniveau 200 bar oder 300 bar in den Verkauf für verschiedenste Anwendungen von der Analysetechnik bis zur Nutzung als Reduktionsgas in der Halbleiterherstellung gebracht. Dieser Wasserstoff ist sehr preiswert in der Herstellung, da er als nicht weiter verarbeitbares Nebenprodukt bei verschiedenen chemischen Prozessen anfällt. Trotzdem ist der Verkaufspreis aufgrund des Kleinmengenvertriebs, der aufwändigen Reinigungsprozeduren und des Infrastrukturbetriebs für die Druckflaschen hoch. Ohne den kostenintensiven Kleinmengenvertrieb könnten die Verkaufspreise pro Kubikmeter oder Kilowattstunde erheblich niedriger werden als heute.

Allerdings ist die chemische Industrie aus verschiedenen Umwelt-, Kosten- und Energie-Gesichtspunkten heraus auch bemüht, den Nebenproduktanteil ihrer Prozesse zu optimieren, d.h. soweit möglich zu senken. Die Karte zeigt sehr deutlich, dass in Baden-Württemberg aktuell kein Wasserstoff als frei verfügbares Nebenprodukt hergestellt wird, obwohl in Baden-Württemberg eine ausgeprägte chemische Industrie angesiedelt ist. In Karlsruhe befindet sich zum Beispiel die Mineralölraffinerie Oberrhein (Miro), ein Unternehmen der petrochemischen Industrie, in dem intern große Mengen Wasserstoff aus der Benzindestillation in nach geschalteten Reformieranlagen umgesetzt werden. In allen Entschwefelungsanlagen wird Wasserstoff dabei nach den ersten Destillationskolonnen zur Erzeugung von Schwefelwasserstoff genutzt, welcher dann wiederum zur Erzeugung von reinem Schwefel Raffinerie-intern umgesetzt wird. Miro produziert etwa 80.000 Tonnen Rein-Schwefel pro Jahr. Wenn dieser Schwefel nur aus dem Schwefel-Wasserstoff der Entschwefelungsanlagen stammt, müssen Raffinerie-intern 110 Mio. Nm³/Jahr H₂ umgesetzt werden. Damit gehört Miro als größte Raffinerie in Deutschland auch zu den größten Wasserstoffherzeugern und Nutzern in Deutschland. Momentan spielen in der chemischen oder weiterverarbeitenden Industrie, wenn große Mengen Wasserstoff benötigt werden, elektrolytische oder andere Wasserstoffherstellungsverfahren entweder aufgrund zu hoher Kosten oder zu kleiner Apparategrößen oder auch aufgrund des fehlenden Reifegrades der Technolo-

Kapitel 3

gie weder in Baden-Württemberg noch in anderen Bundesländern bisher keine Rolle. Die Nutzung von Wasserstoff als Sekundär-energieträger zur Speicherung von regenerativer Überschuss-

energie in einer langfristig lagerbaren Form befindet sich noch im Entwicklungs- oder Technikumstadium an der Schwelle zur Demonstration im industriellen Maßstab.

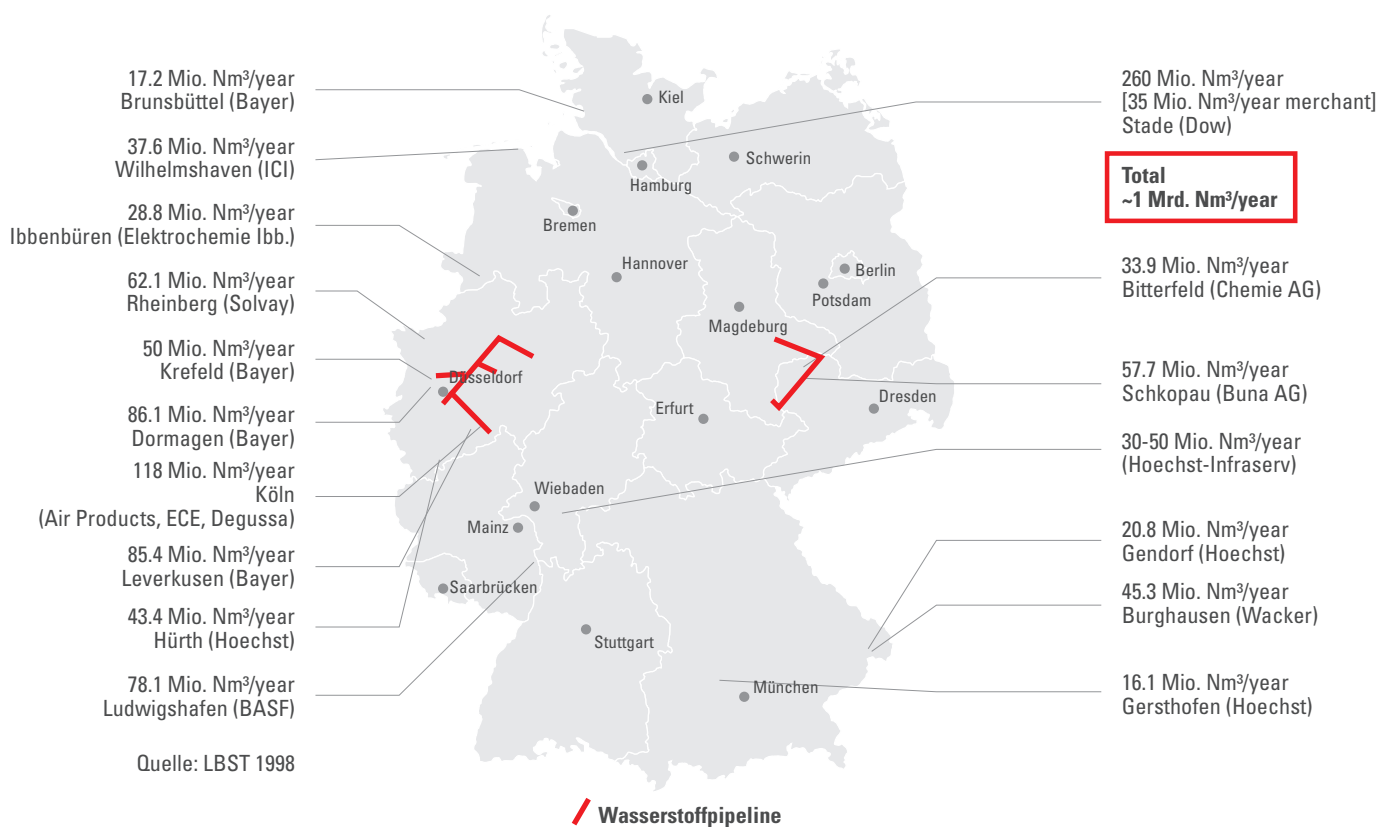


Abbildung 3.11: Herstellung von Nebenprodukt-Wasserstoff in den Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland in Mio. Nm³ pro Jahr. Eigene Darstellung nach [LBST 1998].

	Verbrennungsmotor	Brennstoffzellensystem	Batterieelektrisch
Wirkungsgrad	Niedrig	Mittel	Hoch
Lade-/ Tankzeit	< 5 min	< 5 min	> 1 h
Emissionen im Betrieb	Lärm, Schadstoffe	Systemabhängig keine bis geringe Lärm- und Schadstoffemissionen	Keine Lärm- oder Schadstoffemissionen
Entwicklungsstand	Massenproduktion	Feldtests	Markteinführung für Fahrzeuge
Herstellungskosten	Gering	Noch hoch, bei Massenproduktion nur etwas höher als Verbrennungsmotor	Mittel, abhängig von Reichweite
Verbrauchskosten	Hoch	Mittel	Gering
Platzbedarf	Klein	Mittel	Klein
Gewicht	Mittel	Höher als Verbrennungsmotor	Abhängig von Reichweite

Tabelle 3-1: Qualitativer Vergleich von Verbrennungsmotor, Brennstoffzellen und Batterien.

3.2 BRENNSTOFFZELLEN

3.2.1 EINFÜHRUNG

Brennstoffzellen sind elektrochemische Energiewandler, die die in Brennstoffen gespeicherte chemische Energie direkt in elektrische Energie und Wärme umwandeln.

Im Vergleich zu Verbrennungsprozessen mit anschließender Umwandlung von Wärme in mechanische oder elektrische Energie können mit direkter Umwandlung deutlich höhere Wirkungsgrade erreicht werden, vor allem im Teillastbereich.

Beispiel:

- Der maximale Wirkungsgrad eines PKW mit Benzinmotor liegt im Fahrzyklus bei 15 - 20 % (Tank auf Rad)
- Der Wirkungsgrad eines PKW mit Brennstoffzellensystem und Elektromotor liegt bei 30 - 40 % (Tank auf Rad)
- Der Wirkungsgrad eines PKW mit Lithium-Ionen-Batterien und Elektromotor liegt bei 80 % (Batterie auf Rad).

Im Gegensatz zu Akkumulatoren (Batterien), die nach der Entladung des aktiven Materials wieder aufgeladen werden müssen, können Brennstoffzellen bei kontinuierlicher Brennstoffzufuhr unterbrechungsfrei betrieben werden. Tabelle 3-1 zeigt einen qualitativen Vergleich von Verbrennungsmotor, Brennstoffzellen und Batterien für Fahrzeuge.

3.2.2 GESCHICHTE

Die folgende Auflistung soll die Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie an Beispielen aufzeigen. Sie ist weder vollständig, noch erhebt sie den Anspruch repräsentativ zu sein.

1838/39 führten Christian Friedrich Schönbein und William Robert Grove unabhängig voneinander erste Versuche mit "galvanischen Gasbatterien" (einfachste Brennstoffzellen) durch, die mit Wasserstoff/Sauerstoff und Schwefelsäure als Elektrolyten betrieben wurden (Abbildung 3.12).

1889 wurde von Charles Langer und Ludwig Mond erstmals das

Wort "Brennstoffzelle" verwendet. Langer und Mond benutzen alkalische Elektrolyte und Kohlegas als Brennstoff.

1889 - 1910 entwickelte Walter Nernst unter anderem mit der nach ihm benannten Nernst-Gleichung die Grundlagen der Beschreibung der elektrochemischen Vorgänge in galvanischen Zellen (Brennstoffzellen, Batterien).

1897 erhielt William W. Jacques ein kanadisches Patent auf eine Kohlenstoff/Sauerstoff-Brennstoffzelle mit Natronlauge als Elektrolyten.

1937 Aufbauend auf den Arbeiten von Walter Nernst und Walther Schottky demonstrierten Emil Preis und Hans Baur die erste Brennstoffzelle mit einem Festoxid-Elektrolyten.

1952 zeigte Francis Thomas Bacon ein 5 kW Wasserstoff/Sauerstoff-Brennstoffzellensystem mit alkalischem Elektrolyten (AFC, Alkaline Fuel Cell). Das System wurde vom Luft- und Raumfahrtunternehmen Pratt & Whitney für die Energieversorgung der Apollo Missionen lizenziert.

1955 begann Willard Thomas Grubb bei General Electric mit der Entwicklung von Brennstoffzellen mit sulfoniertem-Polystyrol-Elektrolyten. 1958 führte dessen Kollege Leonard Niedrach die Arbeiten fort und baute die erste Brennstoffzelle mit einer Polymerelektrolytmembran (PEM). 1965 - 66 wurden Weiterentwicklungen dieser Brennstoffzellen in den Gemini 5 bis 11 Missionen der NASA eingesetzt. Abbildung 3.13 zeigt Roy Mushrush von General Electric bei der Vorführung einer solchen 1 kW PEM-Brennstoffzelle.

1959 präsentierte der amerikanische Traktorenhersteller Allis-Chalmers Manufacturing Company einen Traktor mit einem 15 kW AFC-Brennstoffzellensystem und baute danach unter anderem einen mit Brennstoffzellen betriebenen Gabelstapler, ein Golf-Caddy und ein U-Boot.

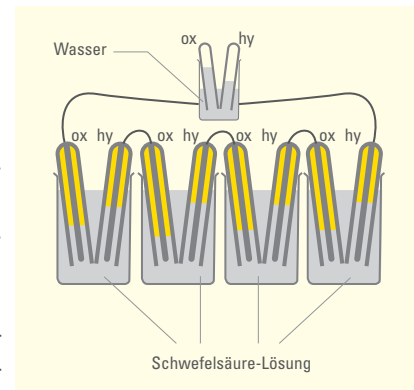


Abbildung 3.12: Galvanische Gasbatterie
Eigene Darstellung nach [W.R. Grove 1842].

Kapitel 3

1967 baute Karl Kordesch (Union Carbide) ein Motorrad mit AFC-Brennstoffzellensystem, 1970 integrierte er ein AFC-System in einen PKW der Austin Motor Company (Abbildung 3.14).

1967 - 75 wurden AFC-Brennstoffzellen in den Apollo Missionen der NASA eingesetzt. Die Brennstoffzellensysteme wurden von Pratt & Whitney auf Basis der von F. T. Bacon lizenzierten Zellen hergestellt. Weiterentwicklungen dieser Systeme durch UTC kamen 1975-2011 in den Space Shuttles zum Einsatz.

ANTRIEB VON UNTERSEEBOOTEN

1980 begannen HDW (Howaldtswerke Deutsche Werft), Ferrostaal und IKL (Ingenieurkontor Lübeck) mit Forschungen zu außenluftunabhängigen Antrieben für U-Boote auf Brennstoffzellenbasis, **1986** wurde ein Versuchssystem mit alkalischen Brennstoffzellen in ein U-Boot eingebaut und ab 1988 erprobt.

1998 starteten HDW und Nordseewerke den Bau der brennstoffzellenbetriebenen U-Boot-Klasse 212A. Das erste dieser U-Boote (U31) wurde 2002 in Betrieb genommen. Seit 2003 werden U-Boote mit Brennstoffzellenantrieb in Serie gebaut.

STATIONÄRE SYSTEME

1983 wurde in Tokio ein 11 MW Brennstoffzellenkraftwerk errichtet, das bis 1997 in Betrieb war. Die Brennstoffzellen hatten einen Elektrolyten aus Phosphorsäure (PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell).

1990 begann MTU mit der Entwicklung des „HotModule“, eines modularen 250 kW Brennstoffzellen-Kraftwerkes mit einem Schmelzkarbonat-Elektrolyten (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell).

1997 wurde die erste Versuchsanlage in Betrieb genommen, bis

Ende **2004** weitere 25 dieser Systeme.

2005 wurde MTU an EQT/Tognum verkauft, eine Kapitalbeteiligungsgesellschaft, die die für 2010 geplante Serienfertigung des „HotModule“ erst verschob und 2011 alle Aktivitäten auf dem Gebiet der stationären Stromerzeugung durch Brennstoffzellen mit der Erklärung beendete, dass sich dieses Geschäft „mittelfristig unter den zur Zeit



Abbildung 3.13: 1 kW PEM-Brennstoffzelle von GE (1965)



Abbildung 3.14: Brennstoffzellenmotorrad (1967) und -PKW (1970) von Karl Kordesch

weltweit erkennbaren Markt- und Förderbedingungen nicht kommerziell gestalten lässt“.

1991 brachte UTC mit dem 200 kW PAFC-Kraftwerk ONSI PC 25 das erste kommerziell erhältliche Brennstoffzellensystem auf den Markt, das bis heute vertrieben wird (seit 2004 unter dem Namen PureCell 200, seit 2008 als PureCell 400 mit 400 kW elektrischer Leistung).

1999 wurde in den Niederlanden das mit 100 kW damals größte SOFC-Brennstoffzellenkraftwerk in Betrieb genommen. Hersteller war Siemens Westinghouse.

2001 wurde das Kraftwerk nach 16.000 Betriebsstunden zur RWE nach Essen verlegt und dort weiter betrieben.

2000 wurde das erste PEM-Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk in Berlin aufgestellt. Hersteller waren Alstom/Ballard, die elektrische Leistung betrug 212 kW.

2002 begann in Japan die Entwicklung stationärer Brennstoffzellensysteme für die Hausenergieversorgung.

2005 - 2008 wurden 3307 Feldtestsysteme in Betrieb genommen.

Seit **2009** werden unter dem Markennamen Ene-Farm 750 W Systeme von verschiedenen Herstellern (Panasonic, Toshiba und Eneos Celltech) kommerziell vertrieben. Der Verkauf wird von der japanischen Regierung über Zuschüsse gefördert. Bis Anfang 2012 wurden mehr als 22.000 Systeme verkauft.

2008 startete das vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) geförderte Callux-Projekt. Ziel des Projektes ist ein mehrjähriger Praxistest von ca. 800 Brennstoffzellen-KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) in Privathaushalten. Anfang 2012 waren es bereits ca. 200 Anlagen. Am Projekt sind mehrere Gerätehersteller und Energieversorger beteiligt.

ANTRIEB VON KRAFTFAHRZEUGEN

1994 stellte Daimler den NECAR 1 vor, einen Kleinbus mit einer 50 kW PEM-Brennstoffzelle.

1997 baute Daimler den NECAR 3, das erste Brennstoffzellenfahrzeug mit vorgeschaltetem Methanol-Reformer, 1999 den NECAR 4, der mit Flüssigwasserstoff betrieben wurde.

1997 präsentierte Daimler den NEBUS, einen Stadtbus mit Brennstoffzellenantrieb.

2000 wurde der im bayerischen Brennstoffzellen-Bus-Projekt entwickelte Bus im regulären Linieneinsatz der Verkehrs-AG Nürnberg eingesetzt (Abbildung 3.16). Projektpartner waren MAN, Siemens und die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Ein durch MAN und Ballard Power Systems weiterentwickelter Bus wurde 2004 auf dem Flughafen München in Betrieb genommen.

1999 - 2003 präsentierten neben Daimler (NECAR 4, NECAR 5, JEEP Commander, F-CELL auf Basis der A-Klasse) auch viele andere Automobilhersteller Brennstoffzellen-Testfahrzeuge: unter anderem Fiat (Elettra H₂ Fuel Cell), Ford (P2000 FC EV, Focus FC5, Focus FCV), Honda (FCX-V3, FCX-V4), Mazda (Premacy FC-EV, RX-8 Hydrogen RE), Nissan (X-Trail FCV), Opel (HydroGen1, HydroGen3), Peugeot (Partner TAXI PAC), Suzuki (MR Wagon FCV), Toyota (FCHV-1, FCHV-2, FCHV-3), Volkswagen (Bora HyMotion).

2003 - 2005 baute Daimler eine Kleinserie mit 36 Brennstoffzellenbussen Citaro BZ, die bis 2006/2007 in zehn europäischen Städten und in Perth und Peking im regulären Fahrgastbetrieb eingesetzt wurden. (Vergleiche Abbildung auf Seite 17).

2004 stellte Audi das Brennstoffzellenfahrzeug A₂H₂ vor, mit 66 kW_{max} Brennstoffzelle, 38 kW NiMH-Akku und 350 bar Wasserstofftanks. Seit 2009 arbeitet Audi am Q5 HFC mit 89 kW_{max} Brennstoffzelle und 700 bar Wasserstofftanks.

2004 zeigte VW den ersten Touran HyMotion 66 kW_{max} Brennstoffzelle und 350 bar Wasserstofftanks. 2008 folgte der Tiguan HyMotion mit 80 kW_{max} Brennstoffzelle und 700 bar Wasserstofftanks.



Abbildung 3.15: Daimler BZ-Fahrzeuge NECAR 1 (1994), NECAR 3 (1997), F-CELL (2011)



Abbildung 3.16: Bayerischer Brennstoffzellen-Bus (2000)

Kapitel 3

Toyota baut seit **2008** den FCHV-adv auf Basis des Highlander in kleinen Stückzahlen und testet ihn über Leasingnehmer. Der Geländewagen hat eine Brennstoffzelle mit ca. 90 kW_{max} und 700 bar Wasserstofftanks.

2008 startete Honda eine Kleinserienproduktion des FCX Clarity mit 86 kW_{max} Brennstoffzelle und 350 bar Wasserstofftanks.

Seit **2008** liefert Opel / GM eine Kleinserie des HydroGen4 / Chevrolet Equinox Fuel Cell mit 93 kW_{max} Brennstoffzelle und 700 bar Wasserstofftanks aus.

2009 begann Daimler mit einer Kleinserienproduktion des F-Cell auf Basis der B-Klasse mit 100 kW_{max} Brennstoffzelle und 700 bar Wasserstofftanks. 2011 beendeten drei dieser Fahrzeuge eine Weltumrundung mit jeweils ca. 30.000 km.

3.2.3 FUNKTION UND PRINZIPIELLER AUFBAU

Eine Verbrennungsreaktion wird in der Chemie als Redoxreaktion bezeichnet. Jede Redoxreaktion besteht aus zwei Teilreaktionen: der Oxidation des Reduktionsmittels (des Brennstoffes) und der Reduktion des Oxidationsmittels (bei Verbrennungen ist das Oxidationsmittel im Allgemeinen Sauerstoff).

- Bei der Oxidation gibt das Reduktionsmittel (der Brennstoff) Elektronen ab und bildet positiv geladene Ionen.
- Bei der Reduktion nimmt das Oxidationsmittel (Sauerstoff) Elektronen auf und bildet negativ geladene Ionen.

Positive und negative Ionen vereinigen sich zum Verbrennungsprodukt.

Beispiel Verbrennungsreaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff zum Produkt Wasser

Reduktionsmittel:	Wasserstoff	
Oxidationsmittel:	Sauerstoff	
Oxidationsreaktion:	H_2	$\longrightarrow 2 H^+ + 2e^-$
Reduktionsreaktion:	$\frac{1}{2} O_2 + H_2O + 2e^-$	$\longrightarrow 2 OH^-$
Gesamtreaktion:	$H_2 + \frac{1}{2} O_2$	$\longrightarrow H_2O$

Bei chemischen **Verbrennungsprozessen** laufen beide Teilreaktionen zusammen ab und die Reaktionsenergie wird in Form von Wärme frei. Die Wärme kann danach mittels einer Wärme-Kraft-Maschine in elektrisch oder mechanisch nutzbare Energie umgewandelt werden. Der Wirkungsgrad dieser Umwandlung wird durch den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt.

In **Brennstoffzellen** laufen die Teilreaktionen in getrennten Reaktionsräumen ab, ein Teil der Reaktionsenergie wird direkt in elektrische Energie umgewandelt („kalte Verbrennung“), der Rest in Wärme. Der elektrische Wirkungsgrad (der Anteil der in elektrische Energie umgewandelten chemischen Energie des Brennstoffes) ist deutlich höher als bei Verbrennungsprozessen mit anschließender Umwandlung von Wärme in elektrische oder mechanische Energie.

- Die Oxidation des Brennstoffes geschieht im Anodenraum, dabei werden Elektronen und Protonen bzw. Wasser gebildet.
- Die Reduktion des (Luft-)Sauerstoffes geschieht im Kathodenraum, dabei werden Elektronen aufgenommen und dadurch negativ geladene Ionen bzw. Wasser gebildet.

Abbildung 3.17 zeigt den prinzipiellen Aufbau und die Funktionsweise einer Brennstoffzelle.

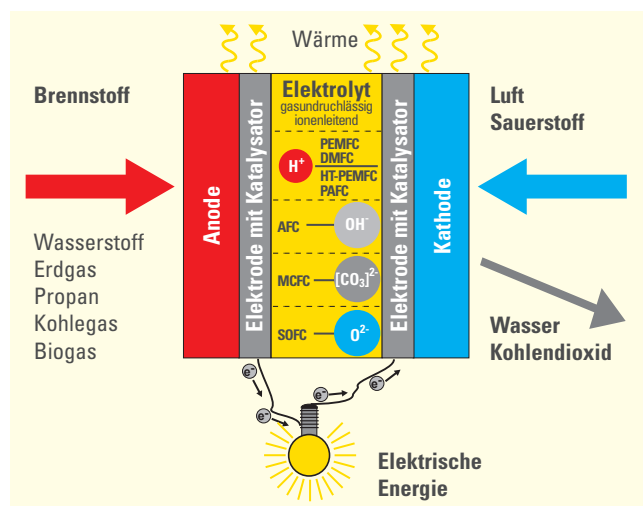


Abbildung 3.17: Funktion und prinzipieller Aufbau einer Brennstoffzelle. Eigene Darstellung.

In der Mitte ist in gelb der Elektrolyt dargestellt, dessen Dicke z.B. bei PEM-Brennstoffzellen im μm -Bereich liegt. Auf der Kathoden- und Anodenseite des Elektrolyten befinden sich Elektroden (mit einer Dicke ebenfalls im μm -Bereich).

An die Elektroden schließen sich der Anoden- bzw. Kathodenraum an (Dicke im mm-Bereich). Der Elektrolyt trennt die Reaktionsräume und ist für Elektronen und Gase annähernd undurchlässig. Er transportiert entweder die auf der Anode entstehenden Protonen oder die auf der Kathode entstehenden negativen Ionen auf die jeweils andere Seite.

Die Elektroden sind gasdurchlässig, elektronenleitend und mit Katalysatoren versetzt. Katalysatoren beschleunigen bzw. ermöglichen chemische Reaktionen durch Herabsetzen der Aktivierungsenergie der Reaktion. Sie werden selbst nicht verbraucht.

Die chemischen Reaktionen und damit die entscheidenden Vorgänge in Brennstoffzellen spielen sich an der Oberfläche der Katalysatoren an den Grenzen von Elektroden und Elektrolyt ab. Die Elektroden sind Elektronenleiter, der Elektrolyt ist ein Ionenleiter.

Im Anodenraum wird der Brennstoff, im Kathodenraum wird Luft oder Sauerstoff zugeführt und über die aktive Fläche der Brennstoffzelle verteilt. Die bei der Reaktion entstehenden Produkte Wasser und in Abhängigkeit vom Brennstoff auch CO_2 werden abgeführt. Die bei der Anodenreaktion (Oxidation) frei werdenden Elektronen gelangen über einen äußeren Stromleiter zur Kathode und geben dabei elektrische Energie ab.

- Je nach Brennstoffzellentyp (die verschiedenen Brennstoffzellentypen AFC, PEMFC, DMFC, HT-PEMFC, PAFC, MCFC und

SOFC werden in Kapitel 3.2.4 beschrieben) wandern entweder die auf der Anode durch Elektronenabgabe entstandenen Protonen durch den Elektrolyten zur Kathode und bilden mit den dort durch Elektronenaufnahme entstandenen negativen Sauerstoff-Ionen das Endprodukt (im Allgemeinen Wasser), oder

- die auf der Kathode durch Elektronenaufnahme entstandenen negativen Ionen durch den Elektrolyten zur Anode und bilden mit den dort durch Elektronenabgabe entstandenen positiven Brennstoff-Ionen (Protonen) das Endprodukt (im Allgemeinen Wasser).

3.2.4 BRENNSTOFFZELLENTYPEN

Es gibt verschiedene Typen von Brennstoffzellen, die sich im verwendeten Elektrolyten, in der Betriebstemperatur, in den verwendbaren Brennstoffen und im Leistungsbereich und damit den Einsatzgebieten unterscheiden. Tabelle 3-2 gibt einen Überblick über die Brennstoffzellentypen, auf die sich Forschung und Entwicklung in der Vergangenheit und der Gegenwart konzentrier(t)en.

Alkalische Brennstoffzellen (Alkaline Fuel Cells, AFC) haben einen alkalischen Elektrolyten, z.B. 30 - 40 %ige Kalilauge (die AFC in den Apollo-Missionen wurden allerdings bei 200°C mit 80 %iger Kalilauge betrieben). Bereits bei niedrigen Betriebstemperaturen reicht normalerweise die Verwendung günstiger Katalysatoren wie Nickel. AFCs reagieren empfindlich auf CO_2 -Verunreinigungen und werden deshalb oft mit Wasserstoff und reinem Sauerstoff betrieben. AFC gehören zu den am frühesten erforschten Brennstoffzellentypen und wurden und werden vor allem in der Raumfahrt eingesetzt. Wirkungsgrad im Betrieb: ca. 60 % Brennstoffzelle, ca. 50 % Brennstoffzellensystem.

Typ	Elektrolyt	Betriebstemperatur	Brennstoffe	Leistungsbereich (pro Modul)
AFC	Alkalisch	60 - 130°C	H_2 (Wasserstoff)	< 20 kW
PEMFC	Polymerelektrolytmembran	60 - 90°C	H_2 , gereinigtes Reformat	1 W - 250 kW
DMFC	Polymerelektrolytmembran	60 - 130°C	CH_3OH (Methanol)	< 500 W
HT-PEMFC	Phosphorsäure (in Nafion®- oder PBI-Membran)	120 - 180°C	Reformat	< 20 kW
PAFC	Phosphorsäure	120 - 220°C	H_2 , Reformat	50 - 600 kW
MCFC	Karbonatschmelzen	600 - 700°C	Erdgas, Kohlegas, Biogas	MW-Bereich
SOFC	Oxidkeramik	750 - 1.000°C	Erdgas, Propan, Kohlegas, Biogas	1 W - 250 kW

Tabelle 3-2: Brennstoffzellentypen.

Kapitel 3

Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzellen oder auch Proton exchange membrane fuel cells (**PEMFC**) benutzen einen festen Elektrolyten aus saurer, in Wasser gequollener Membranfolie und Elektroden mit Platin-basierten Katalysatoren. Durch die niedrigen Betriebstemperaturen haben sie Startzeiten im Sekundenbereich. Die Pt-Katalysatoren sind empfindlich gegen CO (CO-Konzentration muss < 10 ppm sein) und andere Spurenverunreinigungen, sie werden deshalb nur mit H₂ oder fein gereinigtem Reformat aus einfachen Kohlenwasserstoffen wie Erdgas, Flüssiggas oder Alkoholen betrieben. Versuche mit Benzin- und Kerosinreformat laufen. Die Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen beschränkt sich momentan fast ausschließlich auf die PEMFC-Technik. Auch im Bereich von Hausenergieversorgungen, Kraftwerken, U-Booten und der Luft- und Raumfahrt wird sukzessive in PEMFC-Technologie investiert.

Wirkungsgrad im Betrieb: Brennstoffzelle 50 %, System ca. 40 % (H₂) bzw. 30 % (Reformat).

Direktmethanol-Brennstoffzellen (Direct methanol fuel cells, **DMFC**) werden mit flüssigem Methanol betrieben und benutzen ebenfalls einen festen Elektrolyten aus saurer Membranfolie, aber auf der Anode (Brennstoffseite) eine Elektrode mit Platin-Ruthenium-Katalysator. Vorteil ist der Wegfall der beim Betrieb von PEMFC mit Methanol nötigen Reformierung, Nachteil ist die geringe Leistungsdichte, die mit diesen Zellen erzielt wird. DMFC-Systeme werden hauptsächlich als Ladegeräte für Batterien entwickelt. Der Leistungsbereich beschränkt sich meist auf unter 200 Watt.

Wirkungsgrad im Betrieb: ca. 40 % Brennstoffzelle, ca. 30 % Brennstoffzellensystem.

Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzellen (**HT-PEMFC**) benutzen ebenfalls einen festen Elektrolyten aus einer Polymerfolie (typischerweise Polybenzimidazol, PBI), die aber nicht mit Wasser sondern mit Phosphorsäure getränkt ist und dadurch bei höheren Temperaturen betrieben werden kann. Vorteil ist eine größere CO-Toleranz bis in den Prozentbereich, wodurch auf eine Feinreinigung des als Brennstoff verwendeten Reformats verzichtet werden kann. Entwicklungsarbeiten mit HT-PEMFC-Technik gibt es vor allem im Bereich Hausenergieversorgung (kleine KWK-Blockheizkraftwerke).

Wirkungsgrad im Betrieb: Brennstoffzelle ca. 50 %, System mit Reformer ca. 35 %.

Phosphorsäure-Brennstoffzellen (Phosphoric acid fuel cells, **PAFC**) verwenden konzentrierte Phosphorsäure in einer Siliziumcarbid-Teflon-Schicht (Vlies) als Elektrolyt und Elektroden mit Platin-Katalysatoren (bei Verwendung von Reformat als Brennstoff evtl. auch Platin-Ruthenium). Durch die Betriebstemperaturen von rund 200°C sind sie ebenso wie HT-PEMFC relativ CO-tolerant. PAFC-Systeme werden als kleine bis mittlere Kraftwerke und in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt, früher auch für Busantriebe. Das bisher meistgebaute Brennstoffzellensystem ist vermutlich immer noch das ONSI PC 25 (s. Kapitel 3.2.2). PAFC-Systeme bekommen zunehmend Konkurrenz durch PEFC-Systeme.

Wirkungsgrad im Betrieb: Brennstoffzelle ca. 50 %, System mit Reformer ca. 35 %.

Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (Molten carbonate fuel cells, **MCFC**) haben einen Schmelzkarbonat-Elektrolyten (geschmolzene Kohlensäure-Salze, z.B. Lithium-/Kaliumkarbonat oder Lithium-/Natriumkarbonat), der in einer porösen Keramik-Matrix (z.B. Lithium-Aluminat) gehalten wird. Aufgrund der Betriebstemperatur von ca. 650°C und der daraus resultierenden hohen Reaktionsgeschwindigkeiten werden keine teuren Edelmetallkatalysatoren benötigt. Gewöhnlich werden Nickelverbindungen als Katalysatoren eingesetzt. Durch die hohen Temperaturen sind MCFC außerdem unempfindlich gegenüber Kohlenmonoxid und können mit einem so genannten Vorreformer zur Zersetzung höherer Kohlenwasserstoffe mit entschwefeltem Erd- und Kohlegas oder mit entsprechend gereinigtem Biogas betrieben werden. Die interne Methanreformierung ist Teil des Kühlkonzeptes. Die hohen Temperaturen bedingen lange Start- und Abschaltzeiten und stellen mit dem stark korrosiven Salzelektrolyten hohe Anforderungen an die eingesetzten Materialien. MCFC-Systeme werden für den Kraftwerksbereich von 200 kW bis zu mehreren MW entwickelt.

Wirkungsgrad im Betrieb: ca. 60 % Brennstoffzelle, ca. 50 % Brennstoffzellensystem. Mit nachgeschaltetem Dampfgenerator und mit Abwärmenutzung erreichen MCFC-Systeme Systemwirkungsgrade bis 80 % und sind damit konventionellen Gas- oder Kohlekraftwerken überlegen. Die erzielbaren Leistungsdichten sind jedoch begrenzt.

Festoxid-Brennstoffzellen (Solid oxide fuel cells, **SOFC**) arbeiten mit einem festen keramischen Metalloxid als Elektrolyt (z.B. yt-

riumstabilisiertes Zirkonoxid). Ebenso wie MCFC benötigen SOFC aufgrund der hohen Betriebstemperaturen keine Edelmetallkatalysatoren, verwendet werden meist nickel- oder kobaltbasierte Keramiken auf der Anode (Brenngasseite) und lanthanbasierte Oxide auf der Kathode. Auch SOFC können ohne vorgeschalteten Reformer mit fossilen Gasen oder Biogas betrieben werden. Temperaturbedingte Nachteile sind die hohen Anforderungen an die eingesetzten Materialien, vor allem an die Dichtungen, und die langen Zeiten zum Starten und Herunterfahren. SOFC-Systeme werden entwickelt im Leistungsbereich von 1 kW (Kraft-Wärme gekoppelte Hausenergieversorgungen) bis 200 kW (Kleinkraftwerke). Sie erreichen ebenso wie MCFC-Systeme Wirkungsgrade bis 50 %, mit Abwärmenutzung bis 80 %.¹¹

Wirkungsgrad im Betrieb bei Kraftwerken: ca. 60 % Brennstoffzelle, ca. 50 % Brennstoffzellensystem, mit nachgeschaltetem Dampfgenerator und mit Abwärmenutzung bis 80 %. Bei kleinen SOFC-Hausenergieversorgungen liegt der Systemwirkungsgrad bei rund 35 %.

3.2.5 TECHNISCHER AUFBAU

Abbildung 3.18 zeigt stellvertretend für alle Brennstoffzellentypen den Aufbau einer PEMFC.

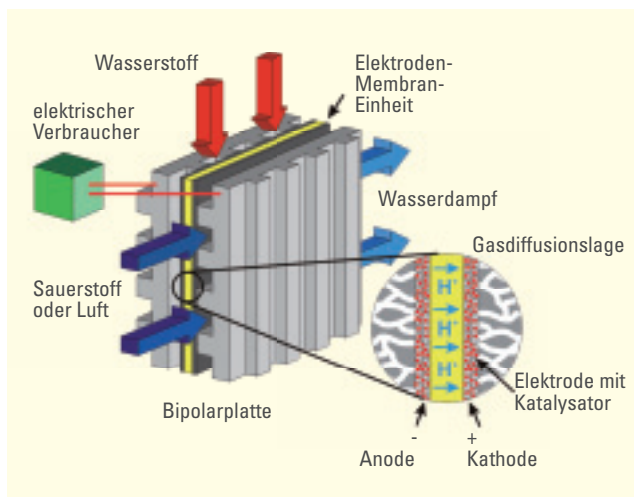


Abbildung 3.18: Technischer Aufbau einer PEM-Brennstoffzelle (PEMFC). Eigene Darstellung.¹²

Als **Elektrolyt** (in der Zeichnung gelb) wird eine Polymermembran verwendet. Die Membran ist gasdicht, im mit Wasser gequollenen Zustand leitend für Protonen und andere positiv geladene Ionen und nicht leitend für Elektronen und negativ geladene Ionen. Wasser und Alkohole können durch die Membran diffundieren. Auf beiden Seiten der Membran werden dünne Elektroden aufgesprüht oder anderweitig aufgetragen und mit der Membran verpresst und/oder verbacken.

Die **Elektroden** bestehen aus mit Elektrolyt und Katalysatorpartikeln vermischem Kohlenstoff (Ruß). Sie sind porös (und damit gas- und flüssigkeitsdurchlässig) und elektrisch leitfähig. Als Katalysatoren werden bei PEMFC meist Platin oder Pt-haltige Legierungen eingesetzt, auf der Anode auch Platin/Ruthenium (vor allem im Betrieb mit Reformat).

Die Membran mit den verpressten und/oder verbackenen Elektroden wird als EME (Elektroden-Membran-Einheit) oder MEA (**Membrane-Electrode-Assembly**) bezeichnet. Die in PEMFC verwendeten MEAs sind typabhängig 5 - 200 µm dünn.

Die Funktionen von Elektrolytmembran, Elektroden und Katalysator wurden in Kapitel 3.2.3 beschrieben.

An beide Seiten der MEA wird eine **GDL (Gas Diffusion Layer, Gas-Diffusionslage**, in der Zeichnung dunkelgrau) gepresst. GDLs sind meist hochporöse papier- oder vliesähnliche Kohlefasergewebe mit einer Dicke (unverpresst) von etwa 0,1 - 0,4 mm. Auf der aktiven (der Elektrode zugewandten) Seite wird zur Verringerung des elektrischen Übergangswiderstandes zwischen GDL und MEA teilweise eine mikroporöse Schicht (MPL, Microporous Layer) aufgebracht.

GDLs erfüllen folgende Funktionen:

- Sie dienen der Feinverteilung der zugeführten Gase auf die gesamte MEA-Fläche.
- Sie müssen elektrisch leitfähig sein, um die in der Anodenelektrode erzeugten und in der Kathodenelektrode benötigten Elektronen nach außen bzw. nach innen leiten zu können. Zur Verringerung von Übergangswiderständen ist dafür unter anderem eine große Kontaktfläche zur MEA nötig.

¹¹ Seit kurzem werden auch Mikro-SOFC mit el. Leistungen ab 1 W angeboten <http://www.ezelleron.eu>

¹² Mit freundlicher Genehmigung von Dr. Alexander Kabza, ZSW. <http://home.arcor.de/kabza/pemfcd/pemfc.html>

Kapitel 3

- Sie müssen die MEA feucht halten (die Ionenleitfähigkeit einer trockenen Polymermembran fällt drastisch ab) und gleichzeitig das produzierte Wasser (Wasserdampf) nach außen leiten, wobei sich ihre Poren nicht mit Flüssigwasser zusetzen dürfen (und dadurch den Gastransport blockieren). Das Feuchtmanagement kann durch Hydrophobierung (z.B. Teflonierung) der GDLs beeinflusst werden. Kommerzielle GDLs enthalten 0 - 40 % Gewichtsprozent Teflon.

Auf den GDLs sitzen die Gasverteilerplatten (in der Zeichnung hellgrau) aus Graphitkomposit oder Metall. Sie sind je nach Anwendung 0,8 - 5 mm dick und mit einer Kanalstruktur versehen (**Abbildung 3.19**).

Üblicherweise werden mehrere Brennstoffzellen in Reihe zu einem Brennstoffzellenstack verbaut (s. Kapitel 3.2.6). Die Gasverteilerplatten trennen dann die Anode (den Minuspol) der einen Zelle von der Kathode (dem Pluspol) der nächsten Zelle und heißen deshalb auch **Bipolarplatten** (BPP). BPP enthalten oft auf der einen Seite Kanäle für das Anodengas und auf der anderen Seite Kanäle für das Kathodengas (wie in **Abbildung 3.18**). Zur Temperaturregulierung sind zwischen Anoden- und Kathodenseite oft Kühlkanäle angebracht.

BPP erfüllen die folgenden Funktionen:

- Sie dienen der Verteilung der zugeführten Gase auf die GDLs.
- Sie trennen Anode und Kathode benachbarter Zellen und müssen deshalb gasdicht sein.
- Sie müssen elektrisch leitfähig sein. Zur Verringerung von Übergangswiderständen ist dafür unter anderem eine große Kontaktfläche zur GDL nötig.
- Sie müssen das produzierte Wasser (Wasserdampf und kondensiertes Flüssigwasser) nach außen leiten und dürfen ihre Kanäle nicht mit Flüssigwasser zusetzen (und dadurch den Gastransport blockieren).
- Sie müssen mechanisch stabil sein, denn mit ihrer Hilfe wird die gesamte Brennstoffzelle verpresst.
- Sie tragen zum Wärmehaushalt des Brennstoffzellenstapels bei.

In **Abbildung 3.18** nicht gezeigt, aber in Brennstoffzellen unabdingbar, sind temperatur- und medienbeständige **Dichtungen** für

die Gas- und Flüssigkeitsdichtheit der Brennstoffzelle, die meist auf den BPP aufgebracht sind. Für die Dichtigkeit und zur Verringerung der elektrischen Übergangswiderstände an den Materialgrenzen müssen Brennstoffzellen verpresst werden.

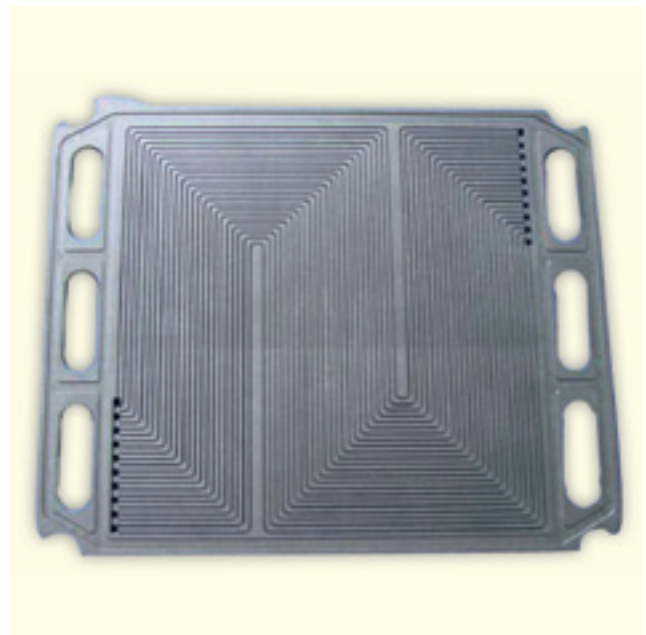


Abbildung 3.19: Bipolarplatte mit mäanderförmigen Gaskanälen (Kathodenseite). Eigene Darstellung.

3.2.6 BRENNSTOFFZELLENSTACKS

Eine einzelne Brennstoffzelle liefert im Betrieb eine elektrische Spannung von 0,55 - 0,75 V. Um technisch besser nutzbare höhere Spannungen zu erzielen, werden mehrere Brennstoffzellen gestapelt und dadurch elektrisch in Reihe geschaltet (Anode der einen an Kathode der nächsten Brennstoffzelle). Ein solcher Stapel aus Brennstoffzellen wird als Brennstoffzellenstack bezeichnet.

Um eine homogene Temperaturverteilung im Stack und über die aktive Fläche der einzelnen Zellen zu erreichen, sind zwischen den Einzelzellen Kühlzonen mit Kanälen für den Durchfluss eines flüssigen oder gasförmigen Kühlmittels eingebracht, entweder als separate Platten ähnlich den Bipolarplatten (s. Kapitel 3.2.5) oder

unmittelbar in die Bipolarplatten integriert.

Abbildung 3.20 zeigt einen PEM-Brennstoffzellenstack mit rund 20 einzelnen Zellen mit BPP aus einem Graphitkompositmaterial (schwarz). Der Stack wird begrenzt und verpresst durch zwei mechanisch stabile Endplatten aus eloxiertem Aluminium. Zur einfacheren Orientierung wurde bei diesem Stack die Anodenendplatte rot, die Kathodenendplatte blau eloxiert. Die Anodenseiten der einzelnen Zellen des Stack zeigen zur Anodenendplatte, die Kathodenseiten der Zellen zur Kathodenendplatte. Die Verpressung des Stacks und damit der einzelnen Zellen erfolgt über vier Zuganker, die im Bild an den Ecken der Endplatten zu sehen sind. Zwischen den Endplatten und den Zellen befinden sich die Stromabnehmer (stehen im Bild nach links heraus), an die die elektrischen Verbraucher angeschlossen werden. Der Stromabnehmer vor der Kathodenendplatte ist der Pluspol, der Stromabnehmer vor der Anodenendplatte der Minuspol des Stacks. Die Zu- und Abfuhr der Reaktionsgase und des Kühlmittels erfolgt bei diesem Stack über Schraubverbinder auf der Anodenendplatte. Die Medien werden durch die Endplatte in Verteilschächte geleitet, die in die Bipolarplatten der einzelnen Zellen integriert sind und von dort in die Gas- und Kühlmittelkanäle der Bipolarplatten. Die Verteilzone der Bipolarplatte in Abbildung 3.19 sind die sechs großen Durchgänge am rechten und linken Rand der Platte. Unten links und oben rechts im Bild befinden sich die Schächte für die Luftzu- und -abfuhr, in der Mitte Kühlwasserzu- und abfuhr, links oben und rechts unten Brenngaszu- und -abfuhr.

Die Leistung eines Brennstoffzellen-Stacks hängt von den Betriebsbedingungen ab. Temperatur-, Feuchte-, Medien- und Druckverteilung im Stack sollten für einen optimalen Betrieb möglichst homogen sein. Sie werden bestimmt von den verwendeten Materialien (z.B. Porosität, Katalysatoren und weiteres), vom Design und Aufbau der einzelnen Zellen (z.B. Zelldimensionen, Kanalstrukturen und weiteres) und vom Aufbau des Brennstoffzellenstacks (z.B. Anzahl der Kühlplatten, Verpressung und weiteres). Diese Verteilungen können von außen nur bedingt beeinflusst werden, die Feuchteverteilung z.B. dadurch, dass Feuchtigkeit an den Eingängen zu- und an den Ausgängen abgeführt wird.

Die Betriebsparameter eines Stacks sind Temperaturen, Taupunkte (Feuchten), Drücke und Stöchiometrien¹³ der zugeführten Medi-

en, die Kühlmitteltemperaturen am Stackein- und -ausgang und die klimatischen Bedingungen am Betriebsort. Diese Parameter(felder) werden vom Stackhersteller vorgegeben und müssen im Betrieb eingehalten werden.

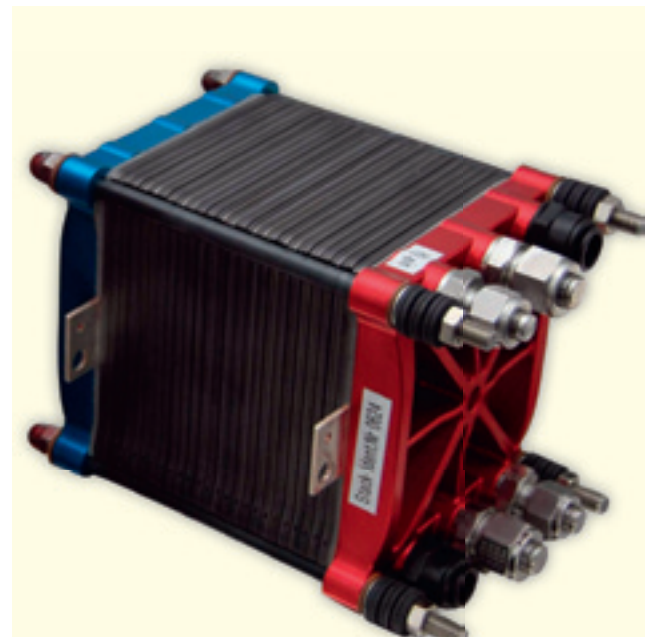


Abbildung 3.20: PEM-Brennstoffzellenstack. Eigene Darstellung.

3.2.7 BRENNSTOFFZELLENSYSTEME

Für den Betrieb eines Brennstoffzellenstacks werden Nebenaggregate bzw. ein Brennstoffzellensystem benötigt. Aufgaben dieses Systems sind:

- Brennstoffzu- und abfuhr (Anode).
- Befeuchtung des zugeführten Brennstoffes.
- Luft- oder Sauerstoffzu- und abfuhr (Kathode).
- Befeuchtung der zugeführten Luft bzw. des zugeführten Sauerstoffs.
- Abfuhr des Produktwassers.
- Zu- und Abfuhr sonstiger Prozessgase/-flüssigkeiten.
- Temperaturregelung, normalerweise über Kühlkreisläufe.
- Druckregelung.
- Abgabe von elektrischer und thermischer Leistung an den Anwender.
- Überwachung.

¹³ Als Stöchiometrie bezeichnet man das Verhältnis von zugeführter zu verbrauchter Menge.

Kapitel 3

Ein Brennstoffzellensystem besteht aus Bauteilen oder Baugruppen für die Medienver- und entsorgung und für die Temperatur-, Druck- und Feuchterege lung, aus dem(n) Brennstoffzellenstack(s) und aus einer Systemsteuerung, die das System so regelt, dass die von einem Anwender geforderte elektrische und thermische Leistung abgegeben werden kann. Abbildung 3.21 zeigt ein Schema eines einfachen PEM-Brennstoffzellensystems. Der BZ-Stack wird bei diesem System mit Wasserstoff und Umgebungsluft betrieben.

ANODE

Der Brennstoff des Systems in Abbildung 3.21 (hier Wasserstoff) kommt aus einem Wasserstofftank. Der Tank wird im Fehlerfall durch ein stromlos geschlossenes Hauptventil gesperrt. Nach dem Hauptventil mindert ein Druckregler den Tankdruck auf den vom Stack benötigten Anodeneingangsdruck. Hinter dem Druckregler sitzt ein Überdruckventil, das den Stack vor zu hohem Druck schützt. Der zugeführte Wasserstoff wird nicht separat befeuchtet, stattdessen wird mehr Wasserstoff in den Stack geführt als verbraucht wird. Der nicht verbrauchte Teil wird über eine Pumpe rezirkuliert. Der rezirkulierte Wasserstoff führt Produktwasser in kondensierter Form und als Dampf mit sich. Das Kondensat wird über einen Kondensatabscheider abgetrennt, der Wasserdampf passiert den Ab-

scheider und befeuchtet den Wasserstoff am Anodeneingang. Das Produktwasser wird zwar auf der Kathodenseite der Zellen erzeugt (s. Reaktionsgleichungen in Kapitel 3.2.4, Absatz PEMFC), ein Teil des Wassers diffundiert aber durch die Polymere membran auf die Anodenseite. Flüssigwasser würde in den Brennstoffzellen Poren und Kanäle zusetzen und damit den Gasfluss behindern und wird deshalb entfernt.

In dem abgebildeten System wird der Stack anodenseitig geschlossen (im Fachjargon „dead ended“), aber mit kurzen Spülstößen (im Fachjargon „purge“) betrieben. Ziel des dead ended Betriebs ist ein möglichst 100 %iger Verbrauch des zugeführten Wasserstoffs. Da sich im Betrieb aber Flüssigwasser und Stickstoff in den Zellen ansammeln, wird in regelmäßigen Abständen das sogenannte Purgeventil für ein paar Millisekunden geöffnet. Dabei werden Flüssigwasser und Stickstoff zusammen mit etwas Wasserstoff aus den Zellen gespült. Die mit solchen Systemen erreichbaren Wasserstoffumsätze liegen bei > 95 %. Industriewasserstoff enthält je nach Qualität 0,001 - 0,00001 % Stickstoff. Da der Wasserstoff im Stack verbraucht wird, der Stickstoff nicht, führt dieser geringe Anteil in Verbindung mit N₂-Diffusion (von der Kathode durch die Membran) bei dead ended Betrieb aber bereits nach 1 Minute zu Stickstoffanteilen von bis zu 30 % in den Zellen des Stacks.

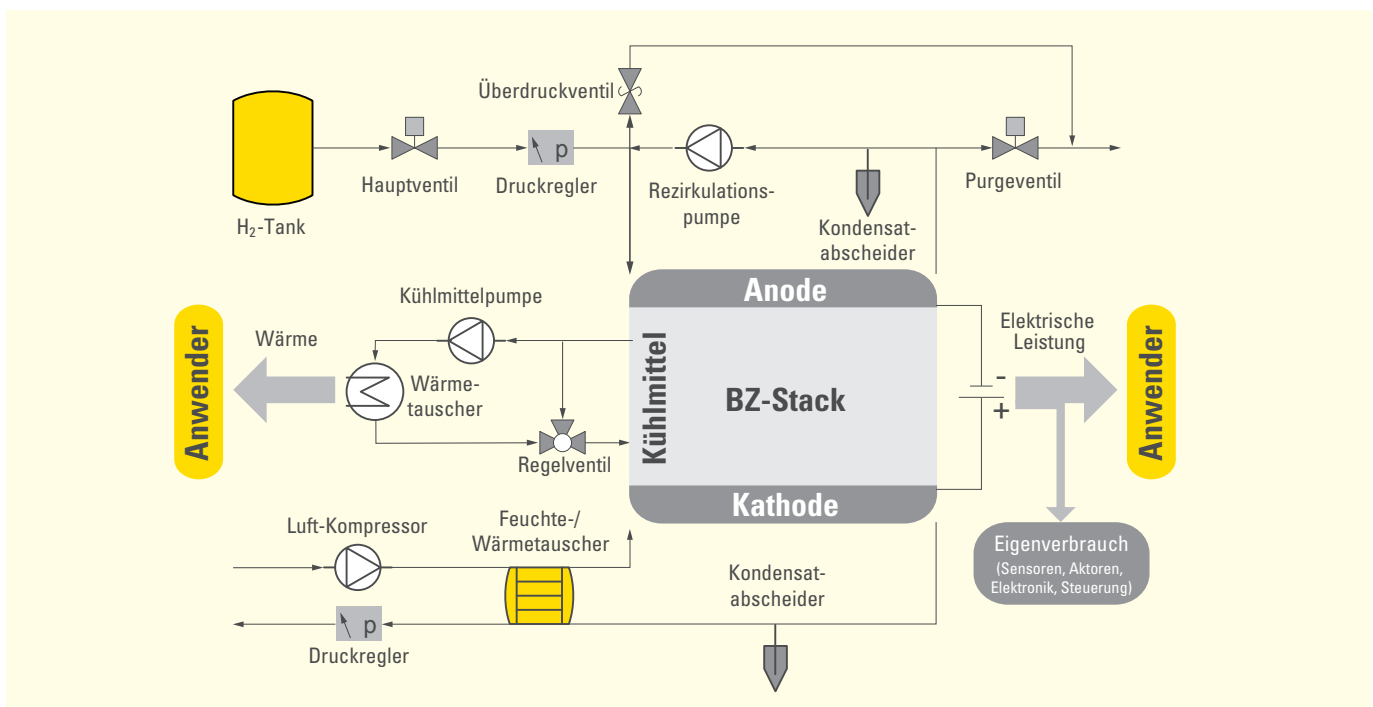


Abbildung 3.21: Schema PEM-Brennstoffzellensystem (vereinfacht). Eigene Darstellung.

KATHODE

Im System in Abbildung 3.21 wird mit einem Kompressor Außenluft zuerst durch eine Seite eines Feuchte-/Wärmetauschers (wo sie Feuchtigkeit aufnimmt) und anschließend durch die Kathodenseiten der Zellen des Stacks gedrückt und liefert dadurch den für die Reaktion nötigen Sauerstoff.

Das bei der Reaktion erzeugte Wasser (abzüglich des kleinen Teils, der auf die Anode diffundiert) wird von der Restluft ausgetragen. Flüssigwasser wird in einem Kondensatabscheider abgetrennt, Restluft und Wasserdampf gehen durch die andere Seite des Feuchte-/Wärmetauschers (wo ein Teil der Feuchtigkeit auf die trockene Zuluft übertragen wird) und zum Schluss durch einen Druckregler, der den Druck auf dem vom Stack benötigten Wert hält.¹⁴

KÜHLSYSTEM

In Abbildung 3.21 wird die Eintrittstemperatur des Kühlmittels in den Stack über das Regelventil eingestellt, die Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Austritt über den Durchsatz der Kühlmittelpumpe. Die bei der Reaktion anfallende Wärme wird über einen Wärmetauscher zur Verfügung gestellt.

BRENNSTOFFZELLENSTACK

Entscheidend für den Betrieb eines Brennstoffzellenstacks in einem Brennstoffzellensystem sind seine Betriebskennlinien, die in die Systemsteuerung einfließen:

- Stackleistung in Abhängigkeit von der Temperatur an den Stackeingängen und der Temperatur im und der Temperaturdifferenz über den Stack.
- Stackleistung in Abhängigkeit von den Taupunkten (Feuchten) der zugeführten Gase.
- Durchfluss-Druck-Kennlinien von Anodengas, Kathodengas und Kühlmittel.
- Stackleistung in Abhängigkeit der Stöchiometrien von Brennstoff und Sauerstoff.

SYSTEMSTEUERUNG

Die Systemsteuerung verarbeitet die Daten der Systemsensoren (nicht in Abbildung 3.21 eingezeichnet: Temperatur-, Druck-, Feuchte-, Fluss- und Levelsensoren) und steuert anhand dieser Daten und der Stackkennlinien die Systemaktoren (in Abbildung 3.21 Ventile, Druckregler, Pumpen und Kompressor) so, dass die vom Anwender angeforderte Leistung abgegeben werden kann. In die Steuerung sind verschiedene Überwachungsroutinen implementiert, die Warnungen und Fehlermeldungen ausgeben und das System im Fall von Problemen abschalten.

SYSTEMAUSLEGUNG

Brennstoffzellenstacks und -systeme werden speziell für vorgesehene Anwendungen gebaut. System und Stack für ein Kraftfahrzeug, in dem Gewicht und Größe entscheidend sind, werden völlig anders entwickelt als für ein Kleinkraftwerk gleicher Leistung, bei dem Gewicht und Raumbedarf weniger wichtig sind als z.B. eine lange Lebensdauer.

Entscheidend für die Eignung eines Systems für den vorgesehenen Einsatz sind die Betrachtung der Gesamtleistung und das aufeinander Abstimmen von Stack und Systemkomponenten. Beispielsweise erfordert eine hohe Leistungsdichte des Stacks meist einen Betrieb unter erhöhtem Druck. Während auf der Anodenseite bei mit Wasserstoff betriebenen Systemen der Druck durch die H₂-Tanks ohnehin zur Verfügung steht, muss er auf der Kathodenseite bei mit Umgebungsluft betriebenen Systemen durch einen Kompressor erzeugt werden. Dieser Kompressor verbraucht dafür aber einen erheblichen Teil der vom Stack erzeugten elektrischen Leistung, trägt einiges zu Gewicht, Größe und Kosten des Gesamtsystems bei und ist unter Umständen laut und muss in das Kühlsystem eingebunden werden. Je nach Anwendung kann deshalb der Einsatz eines größeren Stacks, der annähernd drucklos betrieben werden kann, und eines Lüfters statt eines Kompressors vorteilhafter sein.

Die Systemauslegung wird deshalb oft durch eine Systemsimulation unterstützt, in der alle Medien- und Energieströme im geplanten System mit den technischen Daten verschiedener Bauteilvarianten statisch und bei Bedarf auch dynamisch durchgerechnet werden.

¹⁴ In einem Feuchte-/Wärmetauscher strömen Zu- und Abluft in durch Membranen getrennten Räume. Über die Membranen werden Wasser und Wärme ausgetauscht, aber keine Luft. Meist werden Polymermembranen verwendet, unter anderem auch dieselben Membranen wie in PEM-Brennstoffzellen.

Kapitel 3

3.2.8 ENTWICKLUNGSSTAND

Die im Folgenden genannten Beispiele haben nicht den Anspruch auf Vollständigkeit und dienen nur der Erläuterung.

Es gibt nur wenige kommerziell erhältliche und in Serie gefertigte Brennstoffzellensysteme, z.B. kleine DMFC-Batterieladegeräte bis 100 W von der SFC Energy AG bei München¹⁵, Ene-Farm Hausenergieversorgungsanlagen von Panasonic, Toshiba und EOS Celltech in Japan, Gabelstapler mit Brennstoffzellenantrieb von PlugPower¹⁶, PAFC-Kraftwerke im Bereich 200 kW - 400 kW von UTC Power¹⁷ oder MCFC-Kraftwerke im Megawatt-Bereich von der US-amerikanischen Firma Fuel Cell Energy¹⁸. Die SFC Energy AG hat in elf Firmenjahren rund 25.000 Systeme verkauft; seit 2009 wurden über 22.000 Ene-Farm Systeme in Japan installiert; PlugPower verkaufte 2010 rund 550 Gabelstapler.

MINIBRENNSTOFFZELLEN BIS 20 W

Völlig oder fast peripheriefrei arbeitende Minibrennstoffzellen wurden zwischen 2000 und 2006 von vielen Firmen (darunter zum Beispiel Canon, Casio, Fujitsu, Hitachi, NEC, Nokia, Sanjo, Toshiba) vorgestellt, die baldige Markteinführung von mehreren der Firmen angekündigt, aber bislang nicht realisiert. Nur Toshiba bot 2009 das 2,5 Watt DMFC-System Dynario als Ladegerät mit USB-Anschluss (z.B. für Mobiltelefone) in einer auf 3.000 Stück begrenzten Zahl für rund 250 € ausschließlich in Japan an.

Durch die noch immer hohen Herstellungskosten und wegen der zunehmenden Energiedichte von Li-Ionen-Akkus dürfte die Kommerzialisierung von Minibrennstoffzellen inzwischen weniger interessant sein. In Baden-Württemberg wurden Minibrennstoffzellen am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg und am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Ulm entwickelt und vorgestellt, die sächsische eZelleron GmbH bietet 1 W, 25 W und 75 W Mini-SOFC an.

BRENNSTOFFZELLEN-BATTERIELADEGERÄTE VON 20 - 200 W

Bis etwa 200 W elektrischer Leistung können Brennstoffzellensysteme als netzunabhängige Ladegeräte eine sinnvolle Ergänzung zu Batterien sein, diese aber nicht vollständig ersetzen. DMFC-Systeme

von 40 - 100 W als Batterieladegeräte wurden zum Beispiel von der bayerischen SFC Energy AG bereits in den Markt eingeführt und sind über ein breites Händlernetz erhältlich. Der Verkaufspreis liegt gegenwärtig bei ca. 4.500 € für ein 90 W System¹⁹ (Abbildung 3.22). Brennstoff ist hochreines Methanol, Energiekosten ca. 3 €/kWh. Mit Wasserstoff betriebene PEMFC-Systeme bis 200 W wurden in den vergangenen zehn Jahren von verschiedenen Forschungseinrichtungen weltweit vorgestellt, in Baden-Württemberg z.B. vom FhG ISE in Freiburg und vom ZSW in Ulm.

Nachteile von PEMFC-Kleinsystemen gegenüber DMFC-Systemen sind Schwierigkeiten bei der Zulassung von Wasserstoffspeichern sowie der größere Platzbedarf und das größere Gewicht von Wasserstofftanks im Vergleich zu Methanolkanistern. Vorteil ist die höhere Leistungsdichte des Stacks.

Die Herstellungskosten von BZ-Kleinsystemen (die sich auch in den Verkaufspreisen der Systeme der SFC Energy AG widerspiegeln) sind noch immer enorm.



Abbildung 3.22: DMFC-System EFOY. Eigene Darstellung nach [SFC Energy AG].

¹⁵ <http://www.sfc.com> - Jahresbericht

¹⁶ <http://www.plugpower.com> - Jahresbericht

¹⁷ <http://utcpower.com>

¹⁸ <http://www.fuelcellenergy.com> - Jahresbericht

¹⁹ <http://www.steinhaus-shop.de>

KLEIN-BRENNSTOFFZELLENSYSTEME VON 200 W - 3 KW

werden als mobile netzunabhängige Stromversorgungen (Auxiliary Power Unit, APU), als unterbrechungsfreie oder Notstromversorgungen (USV), als Bordstromversorgungen, als Hausenergieanlagen und als Energieversorgung von Elektro-Leichtfahrzeugen (Fahrräder, Scooter, Golfcarts, Rollstühle) entwickelt.

Brennstoffzellensysteme müssen in diesem Leistungsbereich mit Benzin-, Diesel- und Gasgeneratoren und mit Batterien konkurrieren. Der Vorteil von Brennstoffzellensystemen gegenüber Generatoren ist ihr deutlich höherer elektrischer Wirkungsgrad von 30 - 40 % (Benzin und Diesel ca. 15 %; Gas ca. 25 %) und ihr (fast) emissionsloser und leiser Betrieb. Der Vorteil gegenüber Batterien ist ihre nur durch den Brennstoffvorrat (und die Lebensdauer) begrenzte Laufzeit. Der Nachteil von Brennstoffzellensystemen sind die noch sehr hohen Herstellungskosten der Stacks von etwa 3.000 € pro kW elektrischer Leistung, das aufwändige System und im Vergleich zu Batterien die deutlich höheren Kosten des Brennstoffes im Vergleich zu den Kosten für elektrischen Strom.

Erst mit fallenden Stack- und Systemkosten können Brennstoffzellen Verbrennungsgeneratoren aus dem Markt drängen. Da die Anforderungen an Leistung und Einsatzdauer von netzunabhängigen und unterbrechungsfreien Stromversorgungen in vielen Bereichen steigen (z.B. Telekommunikation, Ampelanlagen, Baustellenabsicherungen, Wohnmobile und weiteren), werden Brennstoffzellensysteme oder Brennstoffzellen/Batterie-Hybridssysteme teilweise auch Batterien ersetzen.

Von 200 W bis 1 kW werden hauptsächlich PEMFC-Systeme entwickelt (eingesetzt werden können auch DMFC-Systeme, die aus mehreren kleinen Modulen bestehen), von 1 kW bis 2 kW anwendungsabhängig auch HT-PEMFC- und SOFC-Systeme. Die Verwendung von AFC-Systemen beschränkt sich auf Nischenanwendungen wie z.B. die Raumfahrt. HT-PEMFC- und SOFC-Systeme brauchen mehr als 20 Minuten bzw. mehrere Stunden Vorwärmzeit bis zur Betriebsbereitschaft. Diese Systeme werden deshalb meist nur für Einsätze im Dauerbetrieb geeignet, z.B. für Hausenergieversorgungsanlagen mit permanenter Einspeisung ins öffentliche Stromnetz oder für USV mit angeschlossenem Speicher als Stromsenke für Zeiten mit



Abbildung 3.23: Messwagen der Stadtwerke Ulm mit BZ-Energieversorgung . Eigene Darstellung nach [UBZM].

geringem Strombedarf. PEMFC-Systeme sind in wenigen Sekunden betriebsbereit, reagieren auf Lastwechsel innerhalb von Millisekunden und haben deshalb einen breiteren Anwendungsbereich.

Systeme im Leistungsbereich 200 W – 3 kW wurden und werden weltweit von zahlreichen Firmen und Forschungseinrichtungen entwickelt. In Großserie gefertigte kommerziell erhältliche Systeme gibt es außer in Japan und ansatzweise in den USA noch nicht, aber viele sind bereits im Feldtest, einige Systeme haben die Serienreife erreicht. Ihre Chancen auf dem freien Markt sind aber sehr gering, solange die Preise der für Brennstoffzellenstacks benötigten Komponenten nicht deutlich fallen.

Für Deutschland hervorzuheben wäre das vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung geförderte Callux-Projekt, der bundesweit größte Praxistest von 1 kW Brennstoffzellenheizgeräten für Einfamilienhäuser, an dem fünf Energieversorgungsunternehmen (darunter die EnBW) und drei Gerätehersteller (Vaillant, Baxi Innotech und die Schweizer Hexis AG mit Geschäftsstelle in Konstanz) beteiligt sind.

Kapitel 3

In Baden-Württemberg werden Systeme in diesem Leistungsbe- reich vom ZSW in Ulm, vom FhG ISE in Freiburg, von der Heilbronner Firma Enymotion, EPH-Elektronik in Ottmarsheim und von FutureE in Nürtingen entwickelt.

Das FhG ISE präsentierte z.B. ein brennstoffzellenbetriebenes Last- fahrrad. Das ZSW baut u.a die von der Firma UBZM (Ulmer Brenn- stoffzellenmanufaktur) vertriebene Ulmer Stromschachtel (in Abbil- dung 3.23 als Energieversorgung eines mobilen Messwagens der Stadtwerke Ulm), eine mit Wasserstoff betriebene netzunabhängige PEMFC-Stromversorgung mit 0,5 - 2 kW elektrischer und 0,8 - 3,2 kW Wärmeleistung, integrierte ein 500 W Brennstoffzellensystem in ei- nen Airport Scooter der Firma Tünkers und entwickelt einen 1 kW Methanol-Kleinstreformer, eine tragbare 1 kW PEMFC-Stromversor- gung, die mit Ethanol betrieben werden kann, und eine erdgasbe- triebene 1 kW HT-PEMFC-KWKHausenergieversorgung.

Enymotion bietet netzunabhängige Batterieladegeräte an: ein mit LPG (Campinggas) zu betreibendes 200 W Brennstoffzellen/Refor- mer-System und ein 500 W System für Ethanol.

EPH-Elektronik bietet das PEM-Brennstoffzellensystem G-E-O-S als mobile Energieversorgung in verschiedenen Leistungsklassen bis 1,2 kW an. Die Stacks kommen von der Schunk GmbH aus Hessen. FutureE baut modulare Systeme von 0,5 - 2 kW mit einem BZ-Stack der kanadischen Firma Ballard.

Erwähnt werden sollte hier noch ein Projekt für Studenten der Hoch- schule Esslingen, in dem ein Smart in ein Elektrofahrzeug umgebaut und mit einer 2,5 kW Brennstoffzelle als Range Extender ausgestat- tet wurde.

BRENNSTOFFZELLENSYSTEME VON 3 - 30 KW

werden ebenfalls als mobile Stromversorgungen, als USV und als Bordstromversorgungen entwickelt, außerdem als kleine Block- heizkraftwerke und als Energieversorgung von Klein- und Industrie- fahrzeugen (z.B. Gabelstapler). Vielversprechend, aber zumindest in Deutschland noch nicht realisiert, wäre die Entwicklung von 15 – 30 kW BZ-Range-Extendern für Elektro-PKW.

Auch in diesem Leistungsbereich müssen Brennstoffzellensys-

teme mit Benzin-, Diesel- und Gasgeneratoren und mit Batterien konkurrieren. Entwickelt werden großteils PEMFC- und SOFC-Sys- teme (evtl. HT-PEFC-Systeme im Bereich bis 5 kW) und AFC-Syste- me für die Raumfahrt. SOFC-Systeme brauchen mehrere Stunden Aufwärmzeit und kommen deshalb nur für den Dauerbetrieb (z.B. Kraftwerke) in Frage. PEMFC-Systeme reagieren hochdynamisch und sind für alle Anwendungen geeignet. Viele der entwickelten Systeme sind im Praxistest oder bereits serienreif, einige wenige werden in Serie gefertigt und auf dem Markt angeboten, allerdings noch unter finanziellen Verlusten für die Anbieter.

Eine besondere Herausforderung in diesem Leistungsbereich ist die Luftversorgung von Brennstoffzellenstacks, die einen hohen Ein- gangsdruck auf der Kathode benötigen, weil auf dem Markt angebo- tene Kompressoren im Allgemeinen zu schwer und zu ineffizient sind.

Entwickler von Systemen in diesem Bereich weichen deshalb oft auf Stacks mit sehr geringen Kathoden-Druckabfällen aus (die aber leis- tungsschwächer sind) und mit Lüftern statt Kompressoren betrieben werden können.

Systementwickler in Baden-Württemberg sind das ZSW in Ulm, das DLR in Stuttgart, FutureE in Nürtingen und die ElringKlinger AG in Dettingen. Das ZSW hat unter anderem ein erdgasbetriebenes 4 kW PEMFC-BHKW, zwei 10 kW PEMFC-Systeme zur Erzeugung von elektrischer Energie, Wärme, Wasser und sauerstoffabgereicherter Luft und ein 30 kW PEMFC-Notstromaggregat gebaut. Das DLR hat z.B. das Brennstoffzellenflugzeug Antares entwickelt. Das 25 kW Brennstoffzellensystem des Flugzeugs stammt von der dänischen Firma Serenergy. FutureE bietet die oben erwähnten modularen 2 kW Systeme bis 50 kW Gesamtleistung an. ElringKlinger entwickelt SOFC-Stacks für Bordstromversorgungen von LKW.

BRENNSTOFFZELLENSYSTEME VON 30 - 400 KW

werden weltweit als Kleinkraftwerke und als Fahrzeug- und U-Boot- antriebe entwickelt. Im Kraftwerksbereich müssen sie mit Verbren- nungs-, Stirling- und Dampfschraubenmotoren und mit Mikrogastur- binen konkurrieren.

Gaskraftwerke mit Verbrennungsmotor erreichen in diesem Lei- stungsbereich mit 35 - 40 % gleiche oder sogar bessere elektrische

Wirkungsgrade als PEMFC- und PAFC-Kraftwerke mit Erdgasbetrieb. SOFC- und MCFC-Kraftwerke haben deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade (40 - 50 %), sind wegen ihrer langen Aufwärmzeiten aber nur für den Dauerbetrieb mit moderaten Lastwechseln geeignet.

Fahrzeugantriebe aus mit Wasserstoff betriebenen PEMFC-Systemen haben mit 30 - 35 % deutlich bessere Wirkungsgrade als Fahrzeugantriebe mit Benzin- oder Dieselmotoren mit 15 % bzw. 25 % und verursachen keine lokalen Emissionen.

Aktueller Stand:

- Die Fahrdynamik und die Betankungszeiten von Fahrzeugen mit PEMFC-Systemen sind vergleichbar denen mit Verbrennungsmotoren.
- Die Kraftstoffkosten dieses Systems sind aktuell noch höher als bei Verbrennungsmotoren, werden sich diesen aber vermutlich zukünftig annähern (abhängig von internationalen Preisentwicklungen und Besteuerungen).
- Die Reichweite einer Tankfüllung z.B. mit einem 700 bar Wasserstoffspeicher liegt bei etwa 400 km und ist damit für Kunden akzeptabel.
- Die Lebensdauer von Brennstoffzellensystemen in Fahrzeugen ist schon heute annähernd vergleichbar mit der Lebensdauer von Verbrennungsmotoren.
- Die Herstellungskosten von Brennstoffzellensystemen für Fahrzeuge sind zurzeit auf Grund geringer Stückzahlen noch zu hoch für die Kommerzialisierung.

Problematisch ist auch in diesem Leistungsbereich die Luftversorgung der Brennstoffzellenstacks, weil auf dem Markt keine geeigneten Kompressoren angeboten werden. Automobilhersteller, die Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb bauen, haben deshalb eigene Kompressoren entwickeln lassen, die aber auf dem freien Markt nicht erhältlich sind.

Die Entwicklung von Brennstoffzellenkraftwerken in Deutschland hat unter anderem Siemens betrieben, dass mehrere SOFC-Anlagen im Leistungsbereich 100 - 300 kW in Betrieb nahm (z.B. das in Kapitel 3.2.2 erwähnte System in den Niederlanden und in Essen). Von der MTU in München wurde das modulare 250 kW MCFC-Kraftwerk HotModule zur Serienreife entwickelt. 2005 wurde MTU an eine

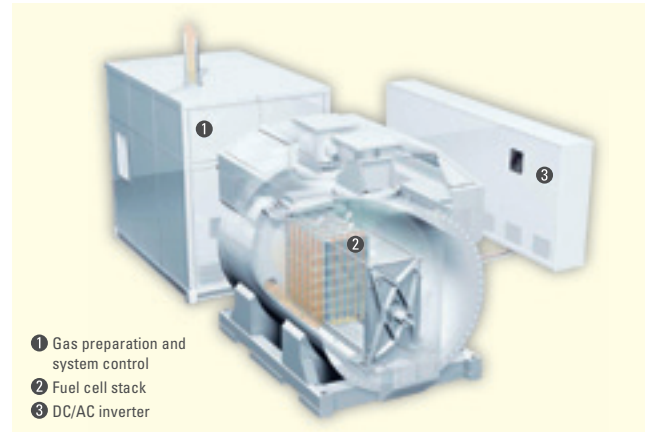


Abbildung 3.24: Schnitt durch das MTU HotModule.

Kapitalbeteiligungsgesellschaft verkauft, 2011 wurden alle Brennstoffzellenaktivitäten eingestellt (s. auch Kapitel 3.2.2).

Fast alle Automobilhersteller weltweit investieren in die Entwicklung von Brennstoffzellenantrieben. In Baden-Württemberg produziert Daimler seit 2009 eine Kleinserie von 200 B-Klasse F-Cell (Brennstoffzellen-PKW der aktuellen Generation). Die ersten dieser Fahrzeuge wurden 2010 ausgeliefert (s. Kapitel 3.2.2). Der Stack des F-Cell kommt von der kanadischen AFCC (an der Daimler 50,1 % Anteile hält).

Das Brennstoffzellensystem wird von der Daimler Tochtergesellschaft NuCellSys in Kirchheim entwickelt und gebaut. Abbildung 3.25 zeigt einen vereinfachten Schnitt durch die B-Klasse F-Cell: Unter dem Kofferraum befindet sich der Li-Ionen-Akku, davor drei Wasserstoff-Tanks, davor (unter den Vordersitzen) der Brennstoffzellenstack, im Motorraum sind das Brennstoffzellensystem und der Elektromotor untergebracht.



Abbildung 3.25: Schnitt durch die B-Klasse F-Cell [Daimler]

Kapitel 3

Außer Daimler sind in Baden-Württemberg im Bereich Brennstoffzellenfahrzeuge noch Audi in Neckarsulm aktiv und das ZSW, das ein ursprünglich von Daimler gebautes 50 kW Brennstoffzellensystem mit Methanol-Reformer (NECAR 5-Technologie) für einen Busantrieb weiterentwickelte und ein 100 kW Brennstoffzellensystem für automobiler Anwendungen als Komponententestplattform betreibt.

Der Einsatz von Brennstoffzellenantrieben in U-Booten (die in diesen Leistungsbereich fallen) bietet neben der Außenluftunabhängigkeit (ermöglicht deutlich längere Tauchzeiten als bei konventionellen Antrieben) weitere Vorteile wie geringe Wärme- und Schallemissionen. Brennstoffzellen für U-Bootantriebe werden z.B. von UTC und Siemens hergestellt. Siemens baut die für Wasserstoff/Sauerstoff-Betrieb ausgelegten PEMFC-Systeme Sinavy BZM mit 34 und 120 kW elektrischer Leistung, die in den U-Boot-Klassen 212A (die derzeit modernsten U-Boote der deutschen und der italienischen Marine), 209PN und 214 modular eingebaut werden (in die Klasse 212A sind neun BZM 34 eingebaut, die 300 kW elektrische Leistung liefern).

BRENNSTOFFZELLENSYSTEME > 400 KW

werden bisher hauptsächlich aus Modulen ≤ 400 kW aufgebaut. MCFC- und SOFC-Module haben hier elektrische Wirkungsgrade von 45 - 50 % (im Betrieb mit Erdgas) und sind damit herkömmlichen Gaskraftwerken (Wirkungsgrad 35 - 40 %) deutlich, Kohlekraftwerken (Wirkungsgrad ca. 45 %) dagegen kaum überlegen. Mit nachgeschaltetem Dampfgenerator kann der elektrische Wirkungsgrad der BZ-Systeme um ca. 10 % erhöht werden. Eine andere Möglichkeit zur Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades von SOFC- und MCFC-Systemen sind Hybride aus Brennstoffzellensystem und Gasturbine. Die Turbine verbrennt dabei das „Anoden-Off-Gas“ (das im Brennstoffzellenstack nicht umgesetzte Brenngas) und erzeugt daraus elektrische Energie. Außerdem presst sie erhitzte Luft unter Hochdruck in die Kathodenseite der Brennstoffzellen und steigert dadurch den Wirkungsgrad der Zellen).

Fuel Cell Energy (FCE) in Danbury, Connecticut, USA vertreibt MCFC-Kraftwerke von 300 kW - 3 MW elektrischer Leistung. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 47 %. Siemens lieferte 2000 ein

Test-Hybridsystem aus einer 200 kW SOFC und einer 20 kW Gasturbine an das National Fuel Cell Research Center in Kalifornien. Das System erreichte im Betrieb über ca. 3500 Stunden einen elektrischen Wirkungsgrad von 53 %. Ab 2006 entwickelten Siemens, EnBW und DLR ein SOFC-Gasturbinen-Hybridkraftwerk mit 2 - 4 MW elektrischer Leistung. Der erhoffte elektrische Wirkungsgrad von 70 % wäre bereits in diesem „kleinen“ dezentral einsetzbaren Leistungsbereich weit höher als der Wirkungsgrad der größten (400 MW) und modernsten GuD-Kombikraftwerke (Gas und Dampf), die 60 % erreichen. Die Arbeiten wurden mittlerweile eingestellt. Die kanadische Firma Ballard vertreibt die CLEARgen Systeme, mit Wasserstoff betriebene PEMFC-Kraftwerke mit 1 MW elektrischer Leistung und einem elektrischen Wirkungsgrad von 48 %.

Kapitel 4

WASSERSTOFF- UND BRENNSTOFFZELLEN-TECHNOLOGIEN: TECHNISCHER AUFBAU

Insbesondere die regenerative Erzeugung von Wasserstoff durch Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom oder durch die Umwandlung von Biomasse spielt zusammen mit der effizienten Energiewandlung in Brennstoffzellen bei der Transformation des Energiesystems eine wesentliche Rolle. Die Wasserstofftechnologie bietet zukünftig sehr hohe Wachstumspotenziale für das Hochtechnologieland Deutschland mit seinen Unternehmen verschiedener Branchen. Im Folgenden werden zunächst die verschiedenen Wertschöpfungsstufen der Technologien dargestellt sowie anschließend die Potenziale abgeschätzt.

Sofern explizit Firmen genannt werden, sind diese immer als Beispiele zu verstehen. Die Zusammenstellung basiert auf intensiven Recherchen, trotzdem erhebt diese Auswahl keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Eine Nennung ausnahmslos aller Akteure ist nicht darstellbar.

4.1 TECHNISCHER AUFBAU WASSERSTOFFERZEUGUNG

4.1.1 TECHNOLOGIE ELEKTROLYSE

Für den direkten Wandlungsschritt von elektrischer Energie in chemische Energie mit einem elektrochemischen Energiewandler stehen drei Wasserelektrolysetechnologien zur Verfügung, die sich jeweils in einem unterschiedlichen Entwicklungsstadium befinden: Die sog. wässrige Elektrolyse, für den Betrieb mit Säure, z.B. Schwefelsäure, als auch mit Lauge, z.B. Kalilauge, als leitfähiges Medium ist derzeit der Standard. Der Betrieb mit Kalilauge, also die alkalische Elektrolyse, hat sich weitestgehend durchgesetzt. Sie ist im Bereich weniger Kilowatt bis zu einigen Megawatt elektrischer Leistung verfügbar. Diese Elektrolyseure sind derzeit keine Großserienprodukte sondern werden in Manufakturbauweise und als Einzelprodukte hergestellt. Die alkalische Elektrolyse wird heutzutage sowohl als sog. drucklose Elektrolyse im Bereich von etwa 0,02 - 0,05 bar über Atmosphärendruck als auch als Druckelektrolyseur bei knapp über 30 bar als Seriengerät und bis 120 bar als Versuchssystem betrieben.

Abbildung 4.1 (links) zeigt einen atmosphärischen 100 kW Elektrolyseur der Fa. Krebskosmo für den dynamischen Betrieb mit einem Photovoltaikfeld, der im Testfeld der Solar-Wasserstoff-Bayern

GmbH (SWB) jahrelang mit hoher Verfügbarkeit betrieben wurde. Bei diesem Elektrolyseur wurden erstmals Forschungsergebnisse anderer parallel laufender Projekte, z.B. HYSOLAR-Projekt (engl.: **HY**drogen from **SOLAR** energy), industriell umgesetzt. Alle Zellrahmen des Elektrolyseblocks wurden aus Kunststoff gegossen. Als gasdichte Membran wurde ein kathodenseitig mechanisch verstärktes Kunststoffmaterial, Polysulfon, eingesetzt. Atmosphärische alkalische Elektrolyseure mit gepumptem und Natur-Elektrolytumlau sind momentan bis zu einer Leistung im Bereich von 2 Megawatt verfügbar. Um die Investitions- und Betriebskosten einer elektrolytischen Wasserstofferzeugungsanlage senken zu können, wurde die atmosphärische Elektrolyse zur Druckelektrolyse weiterentwickelt. Für den stationären Betrieb ohne oder mit nur geringen elektrischen Leistungsschwankungen sind bereits sehr große Druck-Elektrolyseanlagen bis zu knapp 3,5 Megawatt Leistung realisiert worden. Abbildung 4.1 (rechts) zeigt zwei nebeneinander aufgestellte Großelektrolyseure für den Betrieb bei einem Druck von 30 bar, die jeweils eine Produktionskapazität von über 480 Nm³/h Wasserstoffgas haben.



Abbildung 4.1: 111 kW atmosphärischer alkalischer Wasserelektrolyseur (links) und alkalische Druckelektrolyseanlagen nach dem Lurgi-Prinzip (rechts). Eigene Darstellung und ²⁰.

²⁰ Abbildung nach <http://www.elektrolyse.de/vkp/modules.php?name=Content&pa=showpage&pid=4>

Kapitel 4

In der Entwicklung befindlich und industriell schon in kleiner Leistung verfügbar ist die sog. trockene Wasserelektrolyse. Die PEM-Elektrolyse (engl.: Polymer Electrolyte Membrane) oder früher als SPE-Elektrolyse (engl.: Solid Polymer Electrolysis) ist funktionell und materialeitig mit der PEM-Brennstoffzellentechnik (siehe Kapitel 4.2) verwandt. Membran, Kathode und Anode einer PEM-Elektrolyse bilden eine nicht trennbare Einheit, die sogenannte Elektroden-Membran-Einheit (EME). Die wesentlichsten Vorteile dieser Elektrolyseart gegenüber der alkalischen Elektrolyse sind der Wegfall des Laugenkreislaufs und die Möglichkeit der signifikanten Erhöhung der Stromdichte und somit der Gasproduktionsrate pro Elektrodenfläche. Aufgrund der Vorteile der PEM-Elektrolysetechnologie gegenüber der alkalischen Technik sind aktuell intensive Entwicklungsanstrengungen im Gange, die Skalierung in den industriell interessanten Leistungsbereich weit oberhalb 100 kW Leistung schnell voranzutreiben. Eine sich noch weit im Forschungsstadium befindende Wasserelektrolysetechnologie ist

die Hochtemperatur-Festelektrolyt-Wasserelektrolyse, nach der englischen Bezeichnung meist als SOEL (engl.: Solid Oxide Electrolysis) bezeichnet. Die technische Entwicklung zur experimentellen und prototypischen Nutzung des Funktionsprinzips als sog. Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse HOT ELLY wurde bis Anfang der 80er Jahre in Baden-Württemberg bei der Fa. Dornier-System GmbH am Standort Friedrichshafen betrieben. Membran, Anode und Kathode der SOEL bilden wie bei der PEM-Elektrolyse die zentrale nicht trennbare EME-Komponente. Von der Hochtemperatorelektrolyse-Technologie gibt es, wie in Abbildung 4.2 dargestellt, aktuell zwei Zellprinzipien, das sog. planare Konzept mit flächigen Zellen und das tubulare Konzept (Röhrenkonzept, bei HOT ELLY erstmals eingesetzt), bei dem die Röhren-Innenseite eine Elektrodenfläche und die Röhren-Außenseite die andere Elektrode bildet. Eine Aussage darüber, welche Basistechnologie zur Anwendungsreife weiterentwickelt werden kann, ist im derzeitigen Versuchsstadium nicht zu treffen.

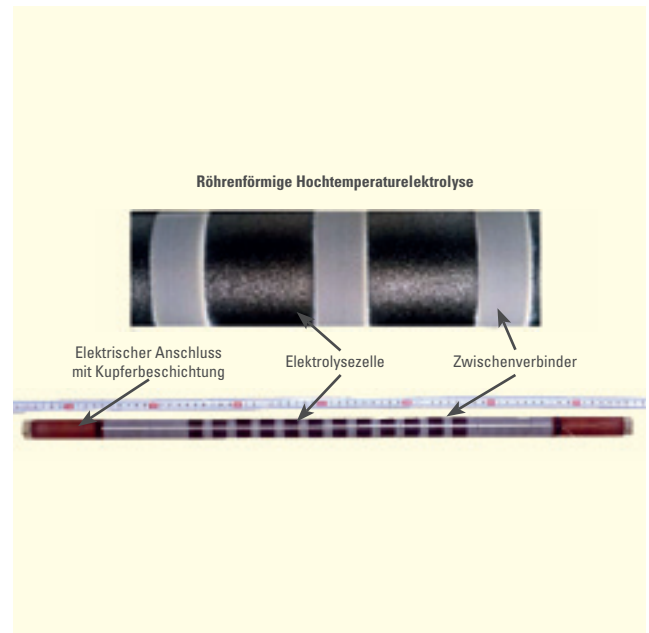
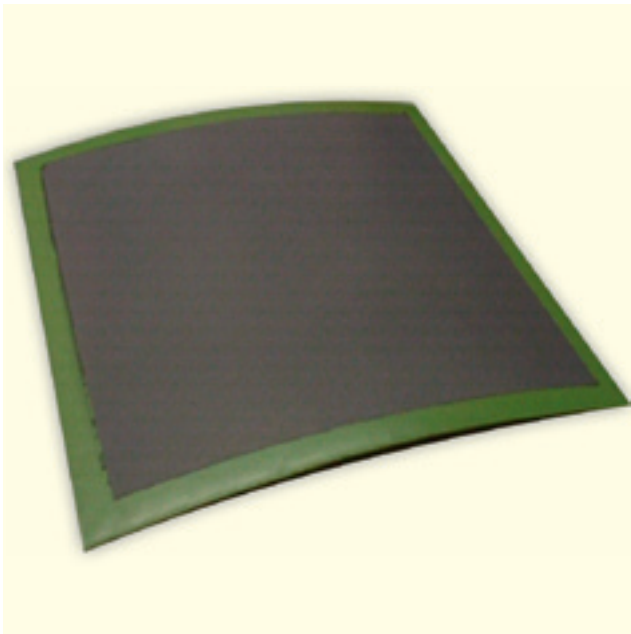


Abbildung 4.2: Planare SOEL-Versuchszelle 4 x 4 cm² des Risoe National Laboratory in Dänemark (links) nach [Jensen 2006]. Tubularer SOEL-Versuchselektrolyseur mit 12 Zellen (rechts) angepasst. Eigene Darstellung nach [Hino et al. 2004].

4.1.1.1 ELEKTROLYSEZELLE UND ELEKTROLYSEBLOCK

Bei jeder oben beschriebenen Elektrolysetechnologie wird in der Zelle an der Kathode gasförmiger Wasserstoff und anodenseitig Sauerstoff erzeugt. Auf Grund der begrenzten nutzbaren Ladungsmenge pro Elektrodenfläche sind in heutigen industriellen alkalischen Elektrolyseuren, die maximale Elektrodenflächen von ca. 3 m² für den drucklosen Betrieb und knapp 2 m² für den Druckbetrieb haben, wasserstoffseitig nur Gasmengen von ca. 2 - 3 Nm³/h pro Zelle produzierbar. Eine Vergrößerung der Elektrodenfläche ist aus verschiedenen technischen Gründen unpraktisch oder unvernünftig. Bei den PEM-Elektrolyseuren ist die technische Entwicklung noch im Bereich von maximal ca. 1.000 cm² Elektrodenfläche. Die einfache technische Lösung der wesentlichen Erhöhung der produzierbaren Gasmenge pro Elektrolyseur ist die Zusammenfassung vieler Elektrolysezellen zu einem Elektrolyseblock. Es gibt zwei elektrische Verschaltungsarten für mehrere Zellen, die verfahrenstechnisch in einem Block zusammengefasst sind. Erstens die sog. unipolare Verschaltung, bei der alle Zellen parallel verschaltet sind. Dabei ist die Blockspannung gleich der Zellspannung und der Blockstrom ist die Summe der einzelnen Zellströme. Zweitens die sog. bipolare Verschaltung mit serieller Anordnung, bei der alle Zellen vom gleichen Blockstrom durchflossen werden und die Blockspannung die Summe aller Zellspannungen ist. Bis auf wenige Sonderfälle hat sich die bipolare Verschaltung von Elektrolyseblöcken und auch von Brennstoffzellenblöcken durchgesetzt.

Die Zellen werden Rücken an Rücken mit wechselnder elektrischer Polarität aufeinandergeschichtet und zu einem Elektrolyseblock zusammengesetzt. Die elektrisch sehr gut leitende und gleichzeitig gasdichte Verbindung zwischen den unterschiedlichen Zellenseiten der aufeinanderfolgenden Zellen wird durch die Bipolarplatten sichergestellt. Die wichtigste Optimierungsmaßnahme eines Elektrolyseurs ist die Minimierung des Elektrodenabstandes in einer Zelle. Diese Bauweise wird als Nullabstandszelle bezeichnet. Da die Produktgase auf den einander zugewandten Elektroden-Vorderseiten produziert werden, haben die Elektroden Löcher oder Schlitze, durch die die Produktgasblasen direkt auf die Rückseite in die sog. Gassammelräume gelangen können. Aufgrund der Elektrodenanordnung besteht zwischen den Bipolarplatten und den zugeordneten Elektroden ein Abstand, der mit sog. Stromüberträgern überwunden wer-

den muss, da für die Blockfunktion die Bipolarplatten mit den Gas-Produktionselektroden elektrisch leitend verbunden sein müssen. Die Produktgase werden aus den Einzelzellen in Gassammelkanälen zusammengeführt.

Bei einem alkalischen Elektrolyseur wird der Elektrolyt (Gemisch aus Kalilauge und Wasser) für den Elektrolyseprozess und als Kühlmedium den Einzelzellen aus getrennten Sammelkanälen für die Wasserstoff- und Sauerstoffseite zugeführt. Bei einem PEM-Elektrolyseur gibt es üblicherweise sogar drei Sammelkanäle. Diese sind die sauerstoffseitige Zufuhr von Speisewasser in die Einzelzellen und der blockinterne Kühlkreislauf mit Zu- und Ablauf, der mit nicht leitfähigem, voll entsalztem Wasser betrieben werden muss. Die Sammelkanäle können sowohl blockintern realisiert werden als auch als externe Verrohrung mit separaten Abzweigen in jede Zelle. Beide technischen Lösungen werden genutzt, wobei bei Druckelektrolyseuren nur das Prinzip mit blockinternen Sammelkanälen eingesetzt wird. Eine einzelne Zelle hat nur wenige Bauteile, die für die einfache Montage lösbar mechanisch miteinander verbunden sind, ineinander gesteckt oder geschichtet als sog. Filterpressanordnung. Im einfachsten Fall besteht eine Zelle aus einem Zellrahmen, einer umlaufenden Dichtung, einer Zellmembran, zwei Gasproduktions-Elektroden und zwei Stromüberträgern sowie zwei Bipolarplatten, welche sich die Zelle mit den Nachbarzellen funktionell teilt. Abbildung 4.3 zeigt am Beispiel einer Druckelektrolysezelle alle Funktionsbestandteile, als zusätzliches Bauteil ist noch der sog. Druckring gezeigt. Der Druckring dient der Gas-Abdichtung einer Bipolarplatte oder einer Zellmembran, wenn sie in den Zellrahmen eingesetzt wird. Der Druckring wird fest mit dem Zellrahmen verschweißt oder verklebt.

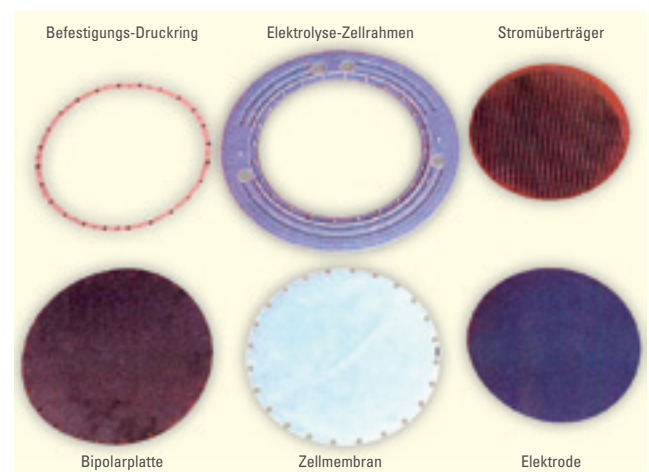


Abbildung 4.3: Komponenten einer Druckelektrolysezelle. Eigene Darstellung nach [Berruezo 2011].

Kapitel 4

Der Zellrahmen ist das äußere „Gefäß“ jeder Elektrolysezelle. Er kann sowohl aus einem Kunststoffmaterial als auch aus Metall gefertigt sein. Sowohl rechteckige Formen meist für drucklose Elektrolyseure als auch runde Formen hauptsächlich für Druckelektrolyseure sind gängig. Bei der Materialauswahl muss neben den wichtigen mechanischen Eigenschaften auch primär auf die Eignung im direkten Kontakt mit Wasserstoff, Sauerstoff, voll entsalztem Wasser, Kalilauge, Phosphorsäure und Kombinationen aus diesen Chemikalien geachtet werden. Dichtungen und Dichtungsringe nach außen oder innerhalb und zwischen den Elektrolysezellen sind denselben elektrochemischen Angriffen der o.g. Chemikalien ausgesetzt. Neben einer entsprechenden Beständigkeit und Korrosionsfestigkeit vergleichbar zu den Zellrahmen dürfen sie aber ihre Dichtungseigenschaften wie z.B. Oberflächengüte, Elastizität und Rückstellkraft nicht durch den Elektrolysebetrieb einbüßen. Die Gasproduktionselektroden müssen aus leitfähigem Material mit den notwendigen katalytischen Eigenschaften je nach Elektrolyseurtyp (Alkalischer oder PEM-Elektrolyseur) und nach Polarität (Kathoden- oder Anodenseite) gefertigt sein. Die Anforderungen an ihre elektrochemische Beständigkeit sind dieselben wie bei den Dichtungen und Zellrahmen. Elektrodenblechstärke, Lochung oder Schlitzung hängen von Auslegungsfaktoren wie der Fläche, Gasproduktionsrate und Anpresskraft der Stromübertrager und der Zellmembran ab.

Für einen alkalischen Elektrolyseur können schon durchgehend vernickelte Stahllochbleche mit Blechdicke ab 0,5 mm eingesetzt werden. In einem PEM-Elektrolyseur wiederum kann die Elektrode auch als dünne Beschichtung, z.B. aus Graphit und Katalysator, direkt auf der Zellmembranoberfläche aufgebracht sein. Für den Fall, dass auf die Elektroden noch katalytisch aktive Beschichtungen zur Minimierung des spezifischen Energieverbrauchs der Wasserzersetzung speziell bei alkalischen Elektrolyseuren aufgebracht werden muss, ist auch auf eine Mindestdicke abhängig vom Beschichtungsprozess und auf minimale Lochdurchmesser zu achten, damit die Löcher durch die Beschichtung nicht zu stark verengt werden.

Als Stromübertrager zwischen Bipolarplatte und Gaselektrode kommen je nach Elektrolyseur sogenannte Streckmetallbleche, vergleichbar dünnen Elektrodenblechen, Metallgestricke und Gewebe aus dünnen Drähten bei alkalischen Blöcken oder auch Graphitfasergewebe oder Graphit-Lochplatten bei PEM-Elektrolyseuren

zum Einsatz. Die Zellmembran muss dieselben Beständigkeitseigenschaften haben wie die vorgenannten Bauteile. Jedoch muss die Membran in einer alkalischen Zelle entweder mit Kalilauge durchtränkt sein oder auf andere Weise Hydroxidionen-leitfähig sein. Der sog. ionische Widerstand, vergleichbar dem ohmschen Widerstand eines elektrischen Leiters, soll gering sein. Die Gasdifferenzdruck-Festigkeit der Membran soll jedoch hoch sein. Damit die Elektroden von beiden Seiten durch die Stromübertrager angepresst werden können, muss die Membran eine hohe mechanische Festigkeit haben. Aufgrund des direkten Kontakts mit den Elektroden, die teilweise lokal heiß sein können, ist zusätzlich eine möglichst hohe Temperaturbeständigkeit notwendig. Eine ganze Reihe von Kunststoffmaterialien und auch Naturstoffen wie Wollfilz sind bei den verschiedenen Elektrolysetypen und Betriebsbedingungen als Membranen geeignet. Die Bipolarplatte entspricht bezüglich ihrer elektrochemischen Beständigkeits- und Leitfähigkeits-Eigenschaften den o.g. Elektroden. Zellblöcke werden aus identischen aufeinandergeschichteten Zellanordnungen mit 5 bis 350 Zellen pro Block zusammengesetzt. Elektrolyseblöcke, die ohne Pumpe für die Flüssigkeitskreisläufe nach dem Prinzip des Naturumlaufs betrieben werden, haben üblicherweise wesentlich weniger Zellen im Block als gepumpte Elektrolyseblöcke. Abbildung 4.4 zeigt als 3D-Zeichnungsmodell den schematischen Aufbau eines Zellenstapels für den Druckbetrieb aus Zellkomponenten, wie sie in Abbildung 4.3 gezeigt sind.

Die Schichtung von losen Komponenten zu einem Zellenstapel ergibt noch keinen flüssigkeits- und druckdichten, funktionsfähigen Elektrolyseblock, an den Rohrleitungen und elektrische Leistungskabel angeschlossen werden können. Der anoden- und kathodenseitige Abschluss eines Elektrolyseblocks wird üblicherweise mit je einer metallischen druckfesten Endplatte hergestellt. An die Endplatten können die Leistungskabel angeschlossen werden, und auch die Rohrverbindungen mit den externen Produktgasleitungen sowie Elektrolyt- und Kühlleitungen hergestellt werden. Die Endplatten und die Zellen werden mit Zugankern und Federpaketen gleichmäßig mechanisch verspannt, um den sicheren elektrischen Kontakt in den Zellen und die Dichtigkeit nach außen und intern zu gewährleisten. Abbildung 4.5 zeigt einen Druckelektrolyseblock aus 140 Zellen mit einer Elektrodenfläche von 5.000 cm², der aus Komponenten zusammengesetzt ist, die denen in Abbildung 4.3 gleichen.

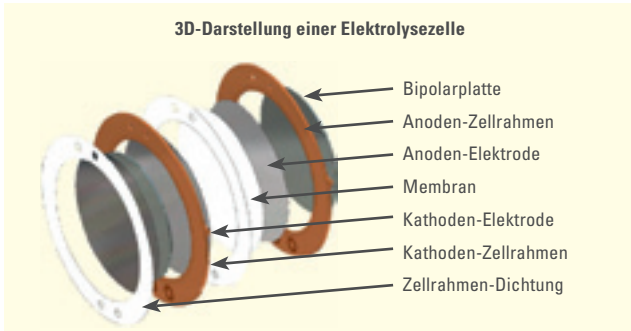


Abbildung 4.4: Schematischer Aufbau eines Zellenstapels durch Aufeinander-schichtung von Zellkomponenten. Eigene Darstellung nach [Wenske 2010].

Mittig erkennt man auf der Endplatte die sechs Anschlussbolzen für die Leistungskabel. Die oberen beiden Flansche sind für den Anschluss der Produktgasleitungen vorgesehen. Die beiden mittigen Flanschverbindungen sind die Zuläufe des Elektrolyt-Kreislaufs. Die Verteilung des Elektrolyten auf die Wasserstoff- und Sauerstoffseite der Einzelzellen erfolgt blockintern in einer Verteilerplatte vor der ersten Elektrolysezelle.

4.1.1.2 ELEKTROLYSEUR

Der Elektrolyseblock ist die zentrale Komponente, in der Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Er benötigt zusätzlich eine Reihe von peripheren Kreisläufen, Komponenten und Subsystemen, die die Aufgaben der

- Zufuhr von neuem Elektrolyt,
- Nachspeisung von Speisewasser,
- Zufuhr der elektrischen Leistung,
- Abfuhr von Wärmeenergie,
- Sammlung und Trennung der Produktgas/Elektrolytgemische auf beiden Gasseiten,
- Zufuhr von Inertgas sowie
- Umwälzung des Elektrolytgemisches übernehmen.

Die Zusammenfassung aller Subsysteme zu einer Funktionseinheit ist der Elektrolyseur. Abbildung 4.6 zeigt die Querschnittszeichnung eines atmosphärischen Elektrolyseurs mit externen Elektrolyt-sammelkanälen und Einzelzell-Gasabgabe in einen gemeinsamen



Abbildung 4.5: 140-zelliger Druckelektrolyseblock für den dynamischen Solarbetrieb. Eigene Darstellung.

Gasseparator. Obwohl die Zeichnung nur einen sehr einfachen elektrochemischen Apparat darstellt, der schon vor mehreren Jahrzehnten entwickelt wurde, stellt er, mit modernen Materialien gefertigt und ausgerüstet mit katalytisch aktiven Elektroden, immer noch einen kostengünstigen Wasserstofferzeuger mit hoher Energieeffizienz dar.

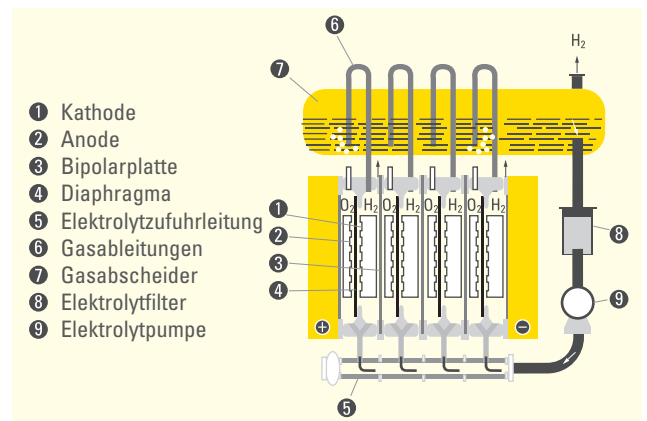


Abbildung 4.6: Atmosphärischer alkalischer Elektrolyseur nach dem sog. Oerlikon-Prinzip. Eigene Darstellung nach [Hausmann 1976].

Das dargestellte Elektrolyseurkonzept sowohl mit Naturumlauf als auch mit gepumptem Elektrolyt-Kreislauf, wie in der Abbildung dargestellt, wird in ähnlicher, weiterentwickelter Form heute noch von mindestens vier Firmen im deutsch-sprachigen Raum bis in die Leistungsklasse von über 2 MW hinein gebaut.

Kapitel 4

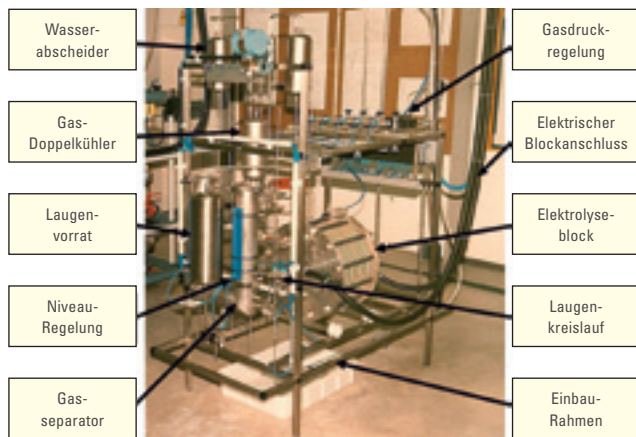


Abbildung 4.7: Alkalischer Druckelektrolyseur mit 15 kW Leistung für den dynamischen Solarbetrieb. Eigene Darstellung.

Verfahrenstechnisch sind Druckelektrolyseure den atmosphärischen Elektrolyseuren sehr ähnlich. Aufgrund der Notwendigkeit zur Druckregelung und den hohen Anforderungen an die Dichtigkeit benötigen Druckelektrolyseure eine wesentlich erweiterte Betriebsausstattung. Ihr Aufbau kann dafür, je nach Betriebsdruckniveau, sehr kompakt gehalten werden. Abbildung 4.7 zeigt mit hervorgehobenen Hauptkomponenten einen fortschrittlichen Druckelektrolyseur, der für den direkten verschalteten dynamischen Versuchsbetrieb mit einer Photovoltaikanlage konzipiert wurde und in verschiedenen Umbauversionen über 15 Jahre betrieben werden konnte.

Bis auf die Funktionsweise der einzelnen Elektrolysezelle und die Zusammenfassung der Bauteile Anode, Kathode und Membran zu einer nicht trennbaren Einheit, der sog. Elektroden-Membran-Einheit EME, gleicht ein PEM-Elektrolyseur in der apparativen Komplexität stark einem alkalischen Druckelektrolyseur.

4.1.1.3 ELEKTROLYSEANLAGE

Die Hinzunahme der Funktionen

- Gastrocknung,
- Überwachung der Betriebsfunktionen,
- Überwachung der Apparate- und Betriebssicherheit und
- Steuerungs- und Regelfunktionen des Elektrolysebetriebs

erweitert den Elektrolyseur zur Elektrolyseanlage.

Die Funktionstrennung zwischen Elektrolyseur und Elektrolyseanlage ist sinnvoll, da die Anlagenfunktionen von übergeordneten Teilsystemen auch für mehrere Elektrolyseure in einer Elektrolyseanlage gleichzeitig oder gemeinsam erfüllt werden können. Mit dem Begriff Elektrolyseur wird eigentlich nur der Apparat bezeichnet, der aus elektrischer Energie und Wasser mit dem verfahrenstechnischen Prozess „Elektrochemische Wasserersetzung“ die beiden Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff bereitstellt. Dieser minimale Apparat ist schematisch in Abbildung 4.6 dargestellt. Zur Verfahrenstechnik einer Elektrolyseanlage, die Wasserstoff und Sauerstoff mit vorgegebener Produktgasqualität bereitstellt, das Speisewasser einer geforderten Reinheit für den Elektrolyseprozess bereitstellt und auch Abwärme und Kondensat soweit aufbereitet, dass eine Wiederverwendung im Elektrolyseur oder eine Nutzung in einem anderen Anlagenteil möglich ist, gehört noch ein wesentlich höherer apparativer Aufwand.

Zu den Elektrolyse-Kernsystemen um den zentralen Elektrolyseblock herum gehören neben dem Elektrolyt-Kreislauf mit Elektrolytaufbereitung eingangsseitig die Wasseraufbereitung und die geregelte Wassernachspeisung. Aus dem Elektrolyten können mit einem geschlossenen Primär-Kühlkreislauf über einen Wärmeübertrager große thermische Abwärmeleistungen für andere Zwecke im Prozess oder für andere Anlagensysteme bereitgestellt werden. Über die beiden Gasabscheider sind die Produktgassysteme für Wasserstoff und Sauerstoff mit dem Elektrolyt-Kreislauf stofftechnisch gekoppelt. Zu den nachgeschalteten Produktgassystemen gehören eine Gasnachkühlung und Kondensatabscheidung, damit der Austrag an Speisewasser und Kalilauge in den Elektrolyt-Kreislauf direkt zurückgeführt werden kann. Dies dient einerseits der Optimierung der Verbrauchsmedien, schützt aber andererseits auch nachfolgende Gassysteme vor aggressivem Kondensat. Zur Außerbetriebsetzung einer Elektrolyseanlage müssen alle gasführenden Komponenten und Subsysteme mit Inertgas, meist Stickstoff, gespült werden, bis sie keine explosiven oder brennbaren Gasgemische oder Anteile enthalten. Dieses Spülsystem speist Stickstoff entweder direkt an den Block-Gasausgängen oder in die Gasseparatoren ein und spült auch die Gasleistungen und Komponenten der nachfolgenden Subsysteme frei.

Für die Bereitstellung von Wasserstoff mit hoher Reinheit und vorgegebenem Druck folgen am Elektrolyseur-Gasaustritt noch drei Subsysteme. Bei einem Druckelektrolyseur wird der Wasserstoff zuerst vom Restsauerstoffgehalt und Wasser befreit. In einer Reinigungsstufe mit einer Oxidations-Katalysatorpatrone wird der Restsauerstoffgehalt, der im Bereich 0,1 - 0,3 Vol.-% liegt, mit einem entsprechenden Anteil Wasserstoff zu Wasser rekombiniert. Das Gas mit dem Wasserdampfanteil wird gekühlt, und der Wasserdampf auskondensiert und abgeschieden. Mit dieser Reinigungsstufe kann man eine Gasreinheit von 99,9 Vol.-% (Wasserstoff 3.0) erzielen. Da Wasserstoff aus dem Elektrolyseprozess mit vorgeinigtem Wasser prinzipiell frei von hohen Anteilen an Partikeln, Kohlenwasserstoffen und anderen schädlichen Gasbestandteilen ist, reicht nach der Entfernung des Sauerstoff-Restgehaltes eine Reinigungsanlage bestehend aus Gasvorwärmung, Druckwechselabsorption und Wasserabscheidung, um Partikel herauszufiltern und über die Kombination, Vorwärmung, Adsorber und Kühler den Restwasseranteil des Wasserstoffs soweit abzusenken, dass die Gasreinheit 99,999 Vol.-% (Wasserstoff 5.0) erreicht wird. Die beiden Adsorberpatronen werden im Wechsel betrieben. Eine reinigt das Frischgas, bei der anderen wird mit trockenem Wasserstoff das adsorbierte Wasser desorbiert und im Wasserabscheider abgegeben.

Der letzte Schritt vor dem Verbraucher ist die Zwischenspeicherung mit Kompressorverdichter zur Einstellung des geforderten Druckniveaus für die Wasserstoffabgabe aus einem Speicherbehälter oder die Minimierung des Wasserstoffvolumens für den Gastransport in einem transportablen Druckgaspeicher.

4.1.1.4 WASSERSTOFFERZEUGUNGSANLAGE

Die oben beschriebene Elektrolyseanlage mit ihren Gas-Nachbehandlungsschritten ist das Kernsystem einer Wasserstoffherstellung. Jedoch sind eine ganze Reihe weiterer wichtiger peripherer Systeme und Komponenten für den sicheren Betrieb der Elektrolyseanlage notwendig, die von spezialisierten Fachfirmen vor der Aufstellung zusammengesetzt, in Betrieb genommen und eingestellt werden können, bevor sie am Aufstellungsort zur Wasserstoffanlage zusammengeführt und untereinander verbunden werden.

Dazu gehören:

- Elektroleistungsaufbereitung
- Elektroleistungs-Systemversorgung
- Wasseraufbereitung/Nachspeisung
- Elektrolyt-Kreislauf
- Stickstoff-Inertisierungssystem
- Druckluftversorgung
- Kühl- und Kältesysteme
- H₂/O₂-Produktgasanalyzesystem
- H₂/O₂-in-Luft-Raumluft-Überwachungssystem
- Gesamtanlagen-Steuerungs- und Sicherheitssystem

Anlagenkonzeption, Teilsystemabgrenzung, Betriebsraumausausrüstung und Gesamtgebäudekonzeption müssen aufeinander abgestimmt werden. Die elektrische Versorgungsleistung kann sowohl aus einem Netz als auch von einer einzelnen Anlage, wie z.B. einer Windkraftanlage oder einem Photovoltaikfeld, bezogen werden. Der größte Anteil der elektrischen Eingangsleistung wird einem regelbaren Gleichrichter oder Umrichter im Teilsystem „Elektroleistungsaufbereitung“ zugeführt, der direkt mit dem Elektrolyseblock verbunden ist und die elektrische Gleichstrom-Leistung für den Elektrolyseprozess bereitstellt. Ein kleinerer Anteil der Anlagenleistung wird für den Betrieb aller elektrischen und elektromechanischen Komponenten und Systeme der Anlage selbst genutzt. Das ist der sog. Eigenverbrauch, der über das Teilsystem „Elektroleistungs-Systemversorgung“ an alle Subsysteme und Komponenten verteilt wird. In einer fortschrittlichen Wasserstoffherstellungsanlage, wie sie als 350 kW Solar-Wasserstoff-Produktionsdemonstrationsanlage im Rahmen des HYSOLAR-Projektes erstmals aufgebaut wurde, betrug der System-Eigenverbrauch im jährlichen Durchschnitt nur knapp 8,1 %. Bei herkömmlichen Elektrolyseanlagen für den industriellen Einsatz kann der Eigenverbrauch bis auf über 12 % anwachsen. Das Reinwasser für den Elektrolyseprozess wird üblicherweise mit einem weiteren Teilsystem „Wasseraufbereitung/Nachspeisung“ aus dem am Installationsort zur Verfügung stehenden Rohwasser aufbereitet und dem Teilsystem „Elektrolyt-Kreislauf“ zugeführt. Das Reinwasser muss den hohen Anforderungen einer geringen Leitfähigkeit im Bereich weniger MikroSiemens, Herausfilterung aller Schmutzbestandteile und Abscheidung aller für den Elektrolyseprozess schädlichen lo-

Kapitel 4

nen genügen. In Deutschland kann sich der Aufwand für die Wasseraufbereitung bei Nutzung von Trinkwasser oder Regenwasser auf einen einfachen Filter und eine handelsübliche Ionentauscherpatrone beschränken. Bei stärker belastetem Wasser bis hin zur Nutzung von Salzwasser oder Abwasser kann die Wasseraufbereitungsanlage auch mehrere aufwändige Aufbereitungsstufen, Filtrierung, Umkehrosmose, Desodorierung, Aktivkohlefiltration und UV-Bestrahlung umfassen. Pro Kubikmeter Wasserstoffgas mit Abgabe bei ca. 20°C Gastemperatur muss knapp 0,8 Liter Reinwasser der Elektrolyse zugeführt werden. Im Gesamtsystem ist auch eine Stickstoffversorgung für die Freispülung aller gasbelasteten Anlagenteile von den Produktgasen Wasserstoff und Sauerstoff an die Umgebung enthalten. Eine Stickstoffspülung (Inertisierung) ist aus Sicherheitsgründen immer vor Öffnung gasbelasteter Anlagenteile oder Arbeiten an solchen Teilen notwendig.

Ein weiteres peripheres Teilsystem, das abhängig von der Anlagenausführung einfach oder aufwändig ausfallen kann, ist das Teilsystem „Druckluftversorgung“. Speziell in den Teilsystemen der Wasserstoffherstellung, in denen Wasserstoff- und Sauerstoffgas verwendet wird, werden bisher aus Sicherheits- und Verfügbarkeitsgründen vielfach druckluftbetriebene Aktoren eingesetzt. Zur Deckung des Druckluftbedarfs muss dann in die Wasserstoffherstellungsanlage auch eine Druckluftversorgung integriert werden. Die Ansprüche an die Druckluftqualität sind denen in anderen chemischen Anlagen, die druckluftbetriebene Systeme haben, gleich. Der Trend der Entwicklung geht allerdings aus Kosten- und Zuverlässigkeitsgründen dahin, die Anzahl der druckluft-betriebenen beweglichen Teile in den Gas-Teilsystemen zu reduzieren und auf elektrische Antriebe umzustellen.

Für das Teilsystem „Kühlungs- und Kältesysteme“ kann teilweise auf effiziente Standardsysteme nach dem aktuellen Stand der Technik zurückgegriffen werden. Die Aufgaben sind Wärmeabfuhr aus dem Elektrolytkreislauf und den Teilsystemen Gaskühlung, Wasserkondensation, Gasreinigung, Gastrocknung und Gasverdichtung. Für den Einsatz im dynamischen und intermittierenden Betrieb mit erneuerbaren Energien müssen insbesondere die Kühlungs- und Kältesysteme für den speziellen Anwendungsfall, Temperaturbereich, energieeffizienten, wartungsarmen und unüberwachten Betrieb weiterentwickelt werden.

Die Teilsysteme „H₂/O₂-Produktgasanalyzesystem“ und „H₂/O₂-in-Luft-Raumluft-Überwachungssystem“ sind ebenfalls bewährte

Standardsysteme. Dabei wird eine Weiterentwicklung in Richtung automatisierter Betrieb, Verlängerung von Wartungs- und Prüfintervalen für den kosteneffizienten Betrieb einer Wasserstoffherstellungsanlage wichtig sein. Das Raumluftüberwachungssystem überwacht die Anlagenbetriebsräume auf ihren Wasserstoff- und Sauerstoff-in-Luft-Gehalt. Im Falle von Undichtigkeit in der Elektrolyseanlage wird aufgrund der Messungen der Gasgehalte der Elektrolysebetrieb automatisch abgeschaltet. Raumluftüberwachungs- und Produktgasanalyzesystem sind wesentliche Elemente der Anlagenbetriebsicherheit und unterliegen deshalb strengen Zulassungs- und Wartungskriterien. Das „Gesamtanlagen-Steuerungs- und Sicherheitssystem“ steuert und regelt den Betrieb der Wasserstoffherstellungsanlage.

4.1.1.5 KOSTENSTRUKTUREN VON WASSERSTOFFHERSTELLUNGSANLAGEN

Die Bauweise hat abgesehen von organisatorischen Herausforderungen auch erheblichen Einfluss auf die Kostenstruktur einer Wasserstoffherstellungsanlage. Abbildung 4.8 zeigt die Kostenstruktur einer Anlage, die aus vorgefertigten Subsystemen transportiert und zusammengebaut wird. Die größten Kostenanteile einer vorgefertigten Anlage sind der Elektrolyseur, die Leistungselektronik für den Gleichstrombetrieb des Elektrolyseblocks und die Gesamtanlagensteuerung und -regelung. Aufgrund eines hohen Vorfertigungsanteils halten sich die Kosten für Montage und Inbetriebnahme in Grenzen. Abbildung 4.9 zeigt das Kostenbeispiel einer Anlage, die an ihrem Aufstellungsort aus Komponenten und Teilsystemen gebaut wird und bei der alle Einzelbetriebnahmen und Einstellungen separat nacheinander erfolgen. Die wichtige Kernaussage des Vergleichs ist, dass die erheblichen Unterschiede der Kostenstrukturen nur eine Verschiebung der Kostenstruktur widerspiegeln. Bei Vorortbau scheint der Elektrolyseurkostenanteil beispielsweise erheblich geringer zu sein als bei Vorfabrikation. Tatsächlich steckt aber der Personalkostenanteil bei Vorortbau im Kostenblock Montage/Inbetriebnahme. Umgekehrt scheint der Vorfabrikations-Kostenanteil für Steuerung und Regelung erheblich höher. Zwar ist die Vorfabrikation von Verkabelung/Anschlusstechnik und Prüfung dieses Teilsystems beim Hersteller merkbar preiswerter, aber es muss bei der Vorortfertigungsweise programmtechnisch erheblicher Aufwand in Prüf- und Einstellprozeduren gesteckt werden, der die Kosteneinsparung überkompensiert.

**Aufbau einer Wasserstoffherstellungsanlage
am Aufstellungsort aus vorgefertigten Subsystemen**

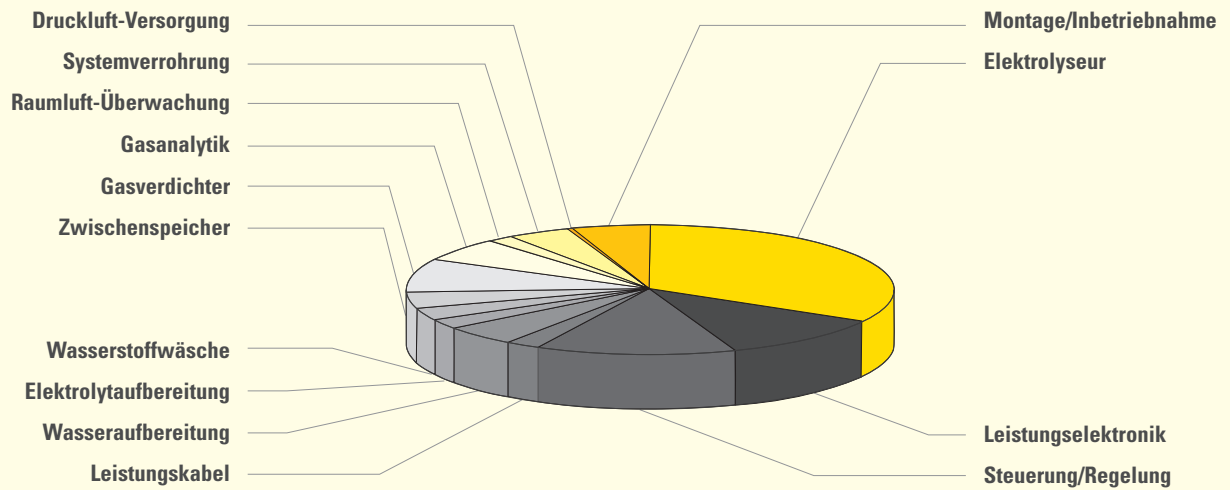


Abbildung 4.8: Kostenstruktur mit Vorfabrikation wichtiger Teilsysteme. Eigene Darstellung.

**Aufbau einer Wasserstoffherstellungsanlage
am Aufstellungsort mit Vorortfertigung zentraler Teilsysteme**

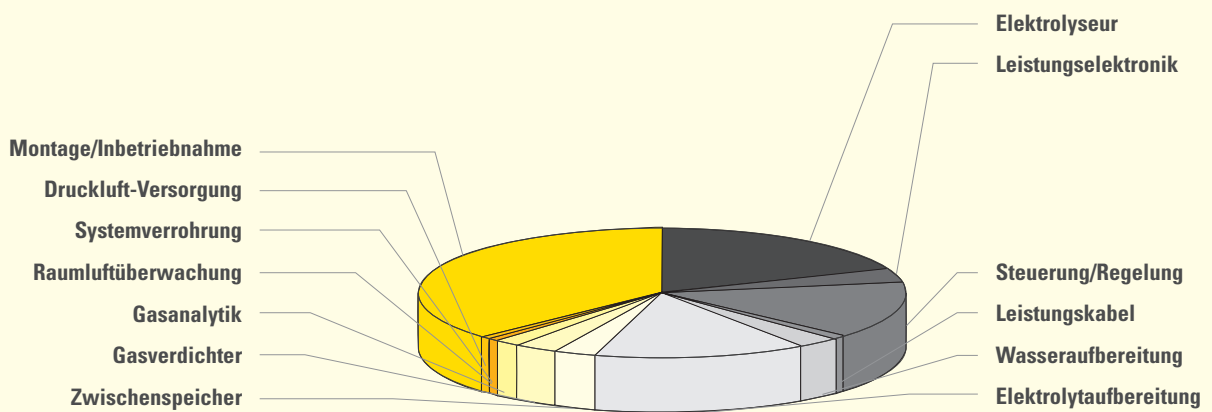


Abbildung 4.9: Kostenstruktur bei Vorortbau am Aufstellungsort. Eigene Darstellung.

Kapitel 4

4.1.2 TECHNOLOGIE BIOMASS-TO-H₂ MITTELS THERMOCHEMISCHER VEREDELUNG

Neben der elektrochemischen Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyseverfahren sowie der biochemischen Umsetzung sog. nasser Biomasse zu einem Biogas besteht die Möglichkeit, feste Biomasse thermochemisch in ein Synthesegas zu überführen und zu regenerativem Wasserstoff aufzubereiten (Abbildung 4.10).

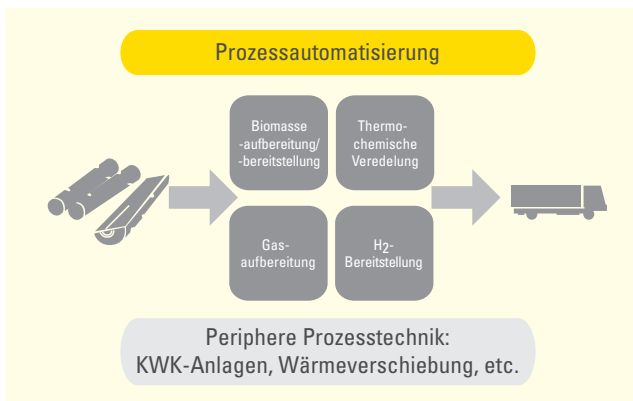


Abbildung 4.10: Prozessschritte zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff mittels thermochemischer Veredelung von fester Biomasse. Eigene Darstellung.

Für die thermochemische Veredelung kommen verschiedene dezentrale und großtechnische Verfahrenskonfigurationen mit unterschiedlichen Anforderungen an feste Biomasse in Betracht. In einem ersten Prozessschritt muss die Biomasse zum einen hinsichtlich Stückigkeit (z.B. Hack- oder Feingut) und Wassergehalt bzw. **Trocknungsgrad** aufbereitet sowie zum anderen mittels geeigneter **Lager- und Förder- bzw. Dosiersysteme** bereitgestellt werden. Anschließend werden die stark inhomogenen Brennstoffbestandteile bei der **thermochemischen Veredelung** unter Einwirkung hoher Temperaturen und Reaktionspartner bzw. Vergasungsmittel in ein leichter zu verarbeitendes gasförmiges Zwischenprodukt, das Produktgas bzw. Rohgas, umgesetzt. Abbildung 4.11 zeigt die einzelnen Verfahrensschritte der Biomassevergasung.

Zunächst erfolgt die Trocknung der Biomasse unter Einwirkung von Wärme. In einem zweiten Schritt findet unter Ausschluss von Reaktionspartnern bzw. Vergasungsmedien die Pyrolyse der Biomasse statt. Hierbei wird die Biomasse unter Einwirkung von Wär-

me bzw. erhöhter Temperatur in dampf- und gasförmige Produkte, wie bspw. Pyrolysegase (CO, CO₂, CH₄, H₂, etc.), Oxygenate bzw. Teere (sauerstoff- und kohlenwasserstoffhaltige Verbindungen), und ein Koksresiduum überführt. Ab Temperaturen von 650°C ist die pyrolytische Zersetzung abgeschlossen. Der bei der Pyrolyse entstandene Biomassekoks reagiert bei Temperaturen von über 700°C in Kombination mit einem Vergasungsmittel weiter. Zur Reduktion des Pyrolysekokes kommen grundsätzlich H₂O, CO₂ und H₂ als Reaktionspartner bzw. Vergasungsmittel infrage. Abhängig vom Reaktionspartner wird aufgrund der Wärmetönung der ablaufenden Reduktionsreaktionen

- entweder Energie benötigt (Reduktion mit H₂O und CO₂)
- oder Reaktionswärme freigesetzt (Reduktion mit H₂ bzw. hydrierende Vergasung).

Wasserdampf ist dabei ein häufig eingesetztes Vergasungsmittel. Grundsätzlich bieten sich für die endotherme Vergasung mit H₂O zwei Prozessführungen an.

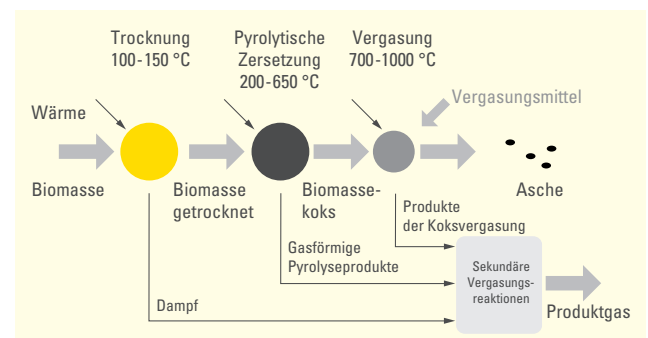


Abbildung 4.11: Schematische Darstellung der einzelnen Prozessschritte bei der Biomassevergasung. Eigene Darstellung nach [Kaltschmitt et al. 2009].

Bei der **autothermen Vergasung** wird die benötigte Wärme im Vergasungsreaktor durch teilweise Verbrennung bzw. partielle Oxidation mittels Zugabe von technischem Sauerstoff oder Luft bereitgestellt. Dabei vermischt sich das Produktgas mit den Verbrennungsprodukten, was zu einer Reduktion des Heizwertes im Produktgas führt. Mit dem Ziel regenerativen Wasserstoff zu erzeugen, kommt der Einsatz von Luft auf Grund des hohen Stickstoffanteils jedoch nicht in Frage. Erfolgt die Prozessrealisierung mit Sauerstoff, so wird ein weitgehend kohlenwasserstofffreies Produktgas, bestehend aus den Majorkomponenten H₂, CO und CO₂, erzeugt. Bei **allothermen Prozessen** wird die benötigte Ener-

gie extern erzeugt und dem Vergasungsprozess von außen zugeführt. Die Wärmezufuhr kann dabei über Wärmeübertrager sowie entsprechende Wärmeträger erfolgen. Im Gegensatz zur autothermen Betriebsweise wird der Heizwert des erzeugten Produktgases nicht erniedrigt. Erfolgt die Prozessrealisierung mit Wasserdampf, so finden sich neben H_2 , CO , CO_2 hauptsächlich leichte Kohlenwasserstoffe bis C_3H_8 im Produktgas.

In Tabelle 4-1 sind die wichtigsten thermochemischen Veredelungsverfahren, die im deutschsprachigen Raum entwickelt wurden und sich für die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff in Frage kommen, zusammengefasst. Dabei wird die Art der Prozessführung, Temperatur- und Druckniveau sowie Wasserstoffgehalt im Produktgas verglichen. Daraus geht hervor, dass mit autothermen Prozessen geringere Wasserstoffgehalte im Produktgas als mit allothermen Verfahren erreicht werden können. Insbesondere das

Verfahren	Reaktortyp	Temperatur [°C]	Druck [bar]	H ₂ -Gehalt [Vol.-% _{tr}]	Quelle
<i>Einstufige autotherme Verfahren (O₂ als Oxidationsmittel und H₂O als Vergasungsmittel)</i>					
GSP-Verfahren (Schwarze Pumpe GmbH)	Festbett- oder Schlackebett	800 - 1.300	25	27 - 34	Bandi und Specht 2006; Schmalfeld 2008
ZAWS-Vergasung (CUTEK-Institut GmbH)	Zirkulierende Wirbelschicht	800	1	32 - 37	Vodegel et al. 2008; Radig 2007
HTW-Verfahren (Rheinische Braunkohlewerke AG)	Zirkulierende Wirbelschicht	800 - 1.100	10 - 20	~36	Bandi und Specht 2006; Radig 2007
<i>Einstufige autotherme Verfahren (H₂O als Vergasungsmittel und Luft zur Verbrennung)</i>					
FICFB-Prozess (Technische Universität Wien)	Zweibett-Wirbelschicht	~ 850	1	36 - 42	Brellocks et al. 2009
AER-Prozess (ZSW Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg)	Zweibett-Wirbelschicht	650 - 800	1	55 - 71	Brellocks et al. 2009
Heat Pipe Reformer (agnion Technologies GmbH/ HS Energieanlagen GmbH)	Zwei getrennte Wirbelschichten ¹	~ 850	5	37 - 47	Hein und Stemann 2008; Radig 2007
<i>Mehrstufige autotherme Verfahren (O₂ als Oxidationsmittel und H₂O als Vergasungsmittel)</i>					
Bioliq (Karlsruher Institut für Technologie KIT)	Schneckenrohr-Pyrolyse Flugstrom-Vergasung	550 - 600 ~ 1.200	1 80	20 - 30	Schaarschmidt et al. 2008; Kornmayer et al. 2008; Dahmen et al. 2007
Carbo-V (Umwelt und Energietechnik UET)	Festbett-Pyrolyse Flugstrom-Vergasung	400 - 500 ~ 1.500	1 25 - 30	~ 40	Bandi und Specht 2006; Radig 2007
<i>Mehrstufige allotherme Verfahren (H₂O als Vergasungsmittel und Luft zur Verbrennung)</i>					
DM2 (Dr. Muehlen GmbH & Co KG)	Wanderbett-Pyrolyse Wanderbett-Vergasung	500 - 600 900 - 1.000	1	~ 57 ²	Mühlen et al. 2002; Renz und Lüdtke 2008

¹ Wärmeaustausch über Heat-Pipes; Vergasungsrückstand wird zu Verbrennungszone geführt.

² kein Messwert, berechneter Erwartungswert.

Tabelle 4-1: Übersicht zu den wichtigsten im deutschsprachigen Raum entwickelten thermochemischen Veredelungsverfahren mit Eignung zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff.

Kapitel 4

AER-Verfahren zeichnet sich hinsichtlich eines hohen H_2 -Gehaltes im Produktgas aus.

Im Hinblick auf eine Wasserstofferzeugung mit hohem Reinheitsgrad sollte bei der thermochemischen Veredelung ein möglichst reines Produktgas mit einem hohen Wasserstoffanteil erzeugt werden, um den Aufwand für die nachfolgende **Gasaufbereitung** zu minimieren. Entscheidend hierbei ist, dass der gesamte Prozess der Gasaufbereitung sowohl auf die Qualität und Beschaffenheit des Produktgases (i. W. Gaszusammensetzung inkl. unerwünschter Spurenstoffe, Druck und Temperatur) als auch auf die nachfolgende Gewinnung von regenerativem Wasserstoff abgestimmt ist. Grundsätzlich kann in Gasreinigungs- und -konditionierungsprozesse unterschieden werden. Dabei besteht die Möglichkeit, dass in einem Aufbereitungsschritt bzw. einer Apparatur Gasreinigung und -konditionierung gleichzeitig erfolgen. Mittels Wärmeübertragung sowie Gasverdichtungs- und -entspannungsstationen kann das Produktgas zudem auf die erforderlichen Eintrittsbedingungen für die H_2 -Bereitstellung eingestellt werden. Neben den gasförmigen Hauptbestandteilen (H_2 , H_2O , CO , CO_2 sowie leichte Kohlenwasserstoffe bei allothermer Prozessführung mit H_2O) und Wasserdampf kann das Produktgas noch mit Störkomponenten wie

- Teere (höhere sowie polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe),
 - Flugkoks- und Rußpartikel,
 - Stickstoff-, Schwefel- und Chlorverbindungen,
 - Staub- und Aschepartikel,
 - Alkaliverbindungen sowie
 - Schwermetalle
- belastet sein.

Für die Partikelentfernung aus Gasströmen kommen dabei abhängig von der Feststoffbeladung und Temperatur verschiedene Verfahren in Betracht. Bei hohen Feststoffbeladungen kann zunächst eine Grobpartikelabscheidung mittels Massenkraftabscheidung bzw. Zyklonen erfolgen. Zudem werden Partikel aus dem Produktgasstrom mittels Tiefen- und Oberflächenfiltration entfernt. Bettfilter basieren dabei auf dem Prinzip der Tiefenfiltration und werden bevorzugt bei geringer Feststoffbeladung eingesetzt. Gewebe- bzw. Faser- und Sinterfilter arbeiten mittels Oberflächenfiltration. Dabei werden Gewebe- bzw. Faserfilter überwiegend bei

Temperaturen $<250^\circ\text{C}$ unter atmosphärischen Drücken betrieben. Sinterfilter können entweder aus Keramik oder aus Metall hergestellt werden und sind für den Einsatz in druckaufgeladenen Systemen sowie für höhere Temperaturen geeignet. Eine weitere Option der Partikelentfernung sind Elektrofilter. Diese sind auf Grund der im Gasstrom enthaltenen organischen Partikel (Ruß und Flugkoks) jedoch nur bedingt einsetzbar [Althaus und Urban 2006].

Neben Verfahren zur mechanischen Partikelentfernung kommen für die Gasaufbereitung nasse Abscheideverfahren, sogenannte Gaswaschverfahren, zur Gasaufbereitung in Betracht. Abhängig vom Gaswaschverfahren können neben Partikeln und Schwebstoffen die Major Komponenten Wasserdampf und Kohlendioxid (abhängig von Temperatur und Druck am Wäscheraustritt), sowie Minor Komponenten wie Teere, Alkaliverbindungen, Schwermetalle und Schadgase (NH_3 , HCN , H_2S , HCl , etc.) abgetrennt werden. Ein Nachteil dieser Verfahren ist jedoch die aufwendige Regeneration bzw. Aufbereitung der eingesetzten Waschmedien. Man unterscheidet physikalische und chemische Waschverfahren. Bei physikalischen Waschverfahren werden die physisorptiven Eigenschaften des Lösemittels genutzt, um entsprechende Komponenten aus dem Gasstrom abzutrennen. Chemische Waschverfahren basieren dabei auf chemisch aktiven Lösemitteln, d.h. das Lösemittel geht mit dem abzutrennenden Stoff eine Bindung ein. Mit chemischen Waschverfahren können grundsätzlich höhere Gasreinheiten erreicht werden. Zudem gibt es kombinierte Verfahren, die die Löslichkeitseigenschaften physikalischer und chemischer Lösemittel verbinden.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, CO_2 , H_2O sowie Schadstoffe (z. B. Halogenide, Teere) ad- und absorptiv aus dem Produktgas mit entsprechendem Aufwand zu entfernen. Bei der Adsorption werden die Störkomponenten an der Sorbenzoberfläche angelagert. Die wichtigsten Vertreter sind Aktivkohlen unterschiedlichster Beschaffenheit. Die Absorption beschreibt die chemische Einbindung von Komponenten direkt in das Sorbenz. Mittels Absorption können bspw. CO_2 , H_2O , H_2S und HCl aus dem Gasstrom entfernt werden [Althaus und Urban 2006]. Technisch verfügbar sind ZnO- und CaO-basierte Absorbentien. Sowohl bei der ad- als auch bei der absorptiven Gasaufbereitung erfolgt eine sukzessive Beladung der eingesetzten Sorbentien, was entweder einen Austausch oder eine Regeneration erfordert.

Abhängig von der Verteilung der Major Komponenten im Produktgas können neben den bisher aufgeführten Verfahren katalytische Gaskonditionierungsverfahren wie

- die CO-Shift-Reaktion und
- die Reformierung von Teeren und Kohlenwasserstoffverbindungen zur Maximierung der H₂-Ausbeute vor der eigentlichen H₂-Bereitstellung eingesetzt werden.

Nach der Gasaufbereitung stellt die H₂-Bereitstellung den letzten Prozessschritt für die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff mittels thermochemischer Veredelung dar. Die Abtrennung des im aufbereiteten Gas enthaltenen Wasserstoffs kann sowohl mittels Druckwechseladsorption als auch mittels Membranverfahren erfolgen. Um hohe Standzeiten beider Verfahren zu erzielen, sind die bereits genannten Produktgasreinigungs- bzw. -konditionierungsverfahren erforderlich.

Druckwechseladsorptionsanlagen arbeiten zyklisch bzw. die Gastrennung erfolgt in einem sogenannten Adsorptionszyklus. Dabei erfolgen in einer Anlage die Prozessschritte der Adsorption von H₂ aus dem Gasgemisch und Desorption von H₂ sowie erforderliche Zwischenschritte in mehreren Adsorbereinheiten gleichzeitig, um einen kontinuierlichen Betrieb der Anlage zu ermöglichen. Als Adsorbentmaterialien werden in den Adsorbereinheiten Aktivkohlen oder Gemische aus Aktivkohlen, zeolithischen Molekularsieben und Silicagel eingesetzt. Grundsätzlich sind sehr hohe H₂-Reinheiten > 99,999 % möglich [Walter 2003].

Für die Abtrennung von Wasserstoff aus Prozessgasen mittels Membrantechnologie kommen sowohl polymerbasierte als auch metallische Membranen in Frage. Als polymere Materialien können z.B. Polyamide, Polysulfone, Celluloseacetat sowie Polyimide eingesetzt werden. Bei metallischen Membranen werden Palladium bzw. Legierungen aus Palladium und bspw. Niob, Tantal sowie Vanadium als Materialien eingesetzt, was diesen Membrantyp in der Herstellung teuer macht. Im Gegensatz zur Druckwechseladsorption kann der Betrieb von Membranen zur Wasserstoffabtrennung kontinuierlich erfolgen. Dabei durchströmt der Gasstrom die Membranapparatur auf der Retentatseite (erhöhter Druck) und es kommt über die Membran zur Abtrennung des Wasserstoffs auf die Permeatseite (niedrigerer Druck). Mit metallischen Membranen kann Wasserstoff hoher Reinheiten erzeugt werden [Höllein 2004; Zillich 2010].

Sowohl mit Druckwechseladsorptionsanlagen als auch mit Membranverfahren lässt sich eine vollständige Abtrennung des im Gasstrom enthaltenen Wasserstoffs mit vertretbarem Aufwand nicht erreichen. Daher bleibt neben dem erzeugten Reinstwasserstoff stets ein Gasgemisch bestehend aus CO₂, CO, H₂ und ggf leichten Kohlenwasserstoffverbindungen zurück. Dieses Gas kann bspw. mittels KWK-Anlagen in Strom und Wärme überführt werden.

4.1.3 AKTEURE AUS FORSCHUNG UND INDUSTRIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Im Folgenden werden für die Technologie der Wasserstoffherzeugung die bestehenden Akteure in den Bereichen Forschung und Industrie in Baden-Württemberg dargestellt. Eine Einteilung erfolgt nach Technologiefeldern, deren Abdeckung über eine farbige Skala angezeigt werden soll. Diese Skala stellt eine qualitative Bewertung dar und beinhaltet Kriterien wie Anzahl und Bedeutung der Unternehmen sowie technologische Kompetenzen.

Farbzuordnung in den Tabellen	
Gute Abdeckung	Geringe Abdeckung
Mittlere Abdeckung	Kritische Abdeckung

Die Zusammenstellung basiert auf intensiven Recherchen, trotzdem erhebt diese Auswahl keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Eine Darstellung ausnahmslos aller Akteure ist nicht darstellbar. Genannte Firmen sind daher immer als Beispiele zu verstehen.

4.1.3.1 ELEKTROLYSE

Forscher und Hersteller haben mit der Konzeption und Errichtung einer Forschungs- und Versuchsanlage für solar erzeugten Wasserstoff in Baden-Württemberg bereits 1986 Neuland betreten. Eine Zusammenstellung der derzeit in der Elektrolyseentwicklung tätigen Forschungsinstitutionen zeigt Abbildung 4.12. Im Bereich der Forschung am Elektrolyse-Kernsystem ist Baden-Württemberg gut aufgestellt.

Inzwischen gibt es auch eine Anzahl baden-württembergischer Unternehmen, die wesentlich zur anwendungsnahen Forschung, Produktentwicklung und Herstellung von Kernkomponenten und Teil-

Kapitel 4

systemen dieser neuen elektrochemischen Speichertechnologie beitragen können und nachfolgend genannt sind. Die Zusammenstellung basiert auf der Zusammenarbeit mit vielen Unternehmen, zugänglichen Veröffentlichungen und Prospekten sowie einer ausführlichen Recherche im Internet. Eine Recherche kann jedoch nur so gut sein, wie öffentlich zugängliche Informationen verfügbar sind. Deshalb kann für die nachfolgende Zusammenstellung kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben werden. Trotz der Vielzahl von Forschungsinstituten und Industrieunternehmen, die sich bereits mit dem Thema Wasserstoffherzeugung als Kernthema oder als Randthema des Firmen-Portfolios beschäftigen, sind viele Systemfelder des Industriezweigs „Wasserstoffherzeugung“ nur mit maximal einem Unternehmen unterkritisch oder gar nicht besetzt. Abbildung 4.13 fasst die Unternehmen zusammen und stellt in einer Tabelle die notwendigen Technologiefelder einer Wasserstoffherzeugungsanlage und deren Abdeckung dar. Die Tabelle zeigt deutlich, dass wichtige Technologiefelder der Elektrolysetechnologie zur Wasserstoffherstellung industriell nicht ausreichend besetzt sind, so dass es in Baden-Württemberg derzeit noch kein Gesamtbild einer regionalen Elektrolyseindustrie gibt.

Eine detailliertere Aufteilung der Kernkomponenten und Teilsysteme einer Wasserstoffherzeugungsanlage in einzelne Ausrüstungskomponenten kann eine bessere Übersicht über die Liefermöglichkeiten der baden-württembergischen Industrie liefern und darstellen, in welchen Ausrüstungsbereichen Defizite vorhanden sind, die nicht durch regionale Hersteller abgedeckt sind. In Abbildung 4.14 sind folglich alle spezialisierten Komponenten und Ausrüstungen für die Errichtung von Wasserstoffherzeugungsanlagen, die speziell den Randbedingungen des Ex-Schutzes, des Umgangs mit ätzenden oder aggressiven Flüssigkeiten oder der Steuerung von brennbaren oder brandfördernden Gasen genügen müssen, aufgeführt. Diese Zusammenstellung der benötigten Komponenten und Ausrüstungen für Wasserstoffherzeugungsanlagen und Anlagengebäude zeigt ebenfalls, dass es momentan noch keine regionale Komponenten- und Ausrüstungsindustrie gibt, die zusammen mit baden-württembergischen Anlagen- und Teilsystemherstellern eine unabhängige regionale Konzeptions- und Errichtungskapazität bilden. Die benötigten Anlagenausrüstungen und Komponenten wurden auf die Produktportfolios der in diesem Bereich tätigen Industrieunternehmen abgebildet.

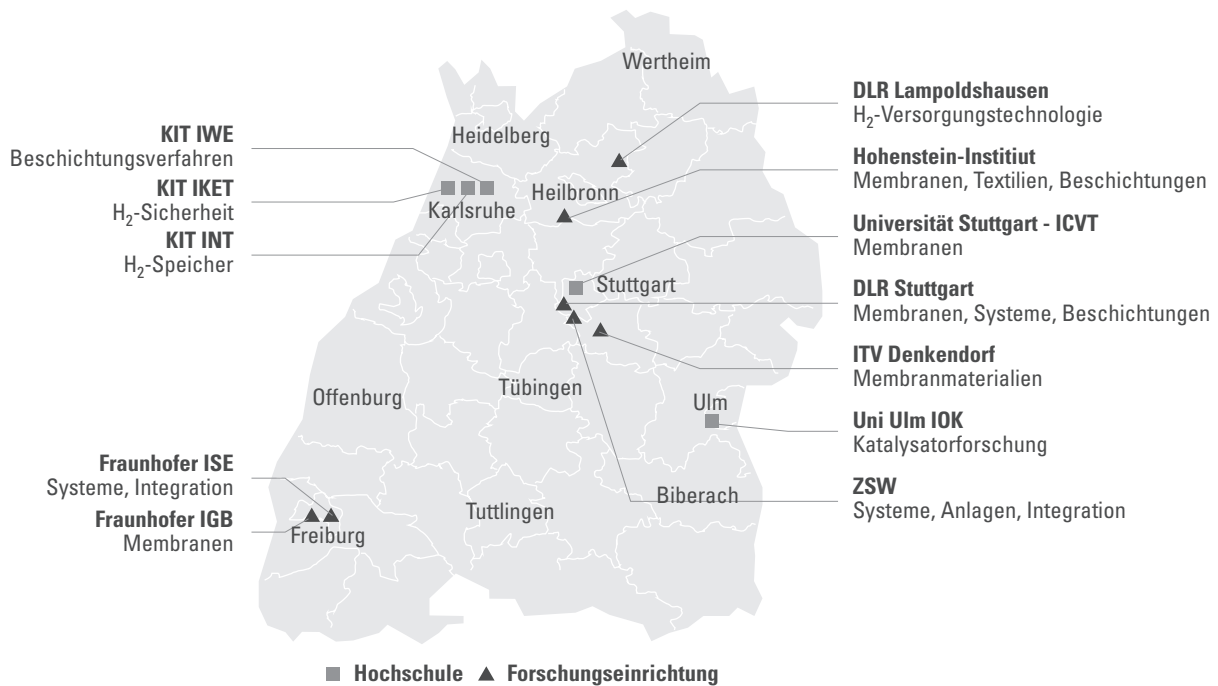
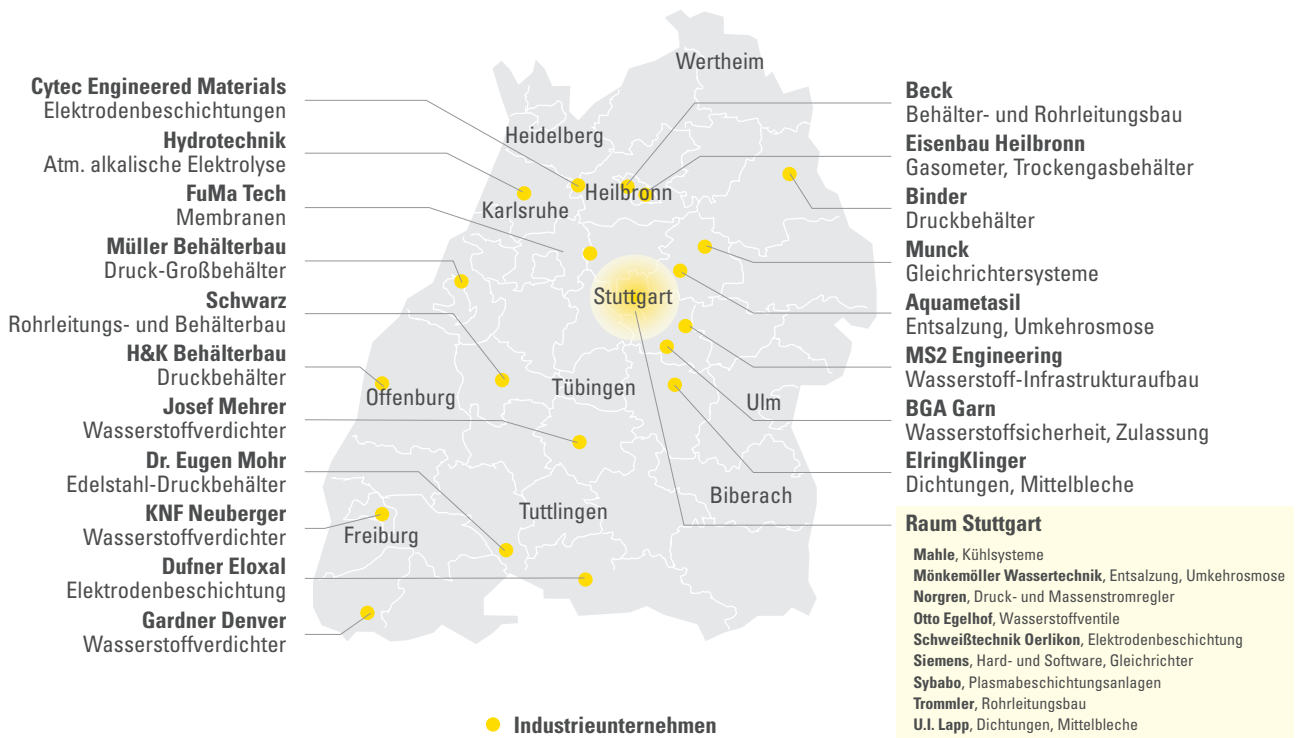


Abbildung 4.12: Baden-württembergische Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Wasserstoffherzeugung.



Technologiefelder (Anzahl Hersteller in BW)	
Blockherstellung (1)	Membranen (2)
Dichtungstechnik für Chemieanlagen (2)	Rohrleitungsbau (1)
Druckbehälter (3)	Steuerungstechnik, Sicherheitsausrüstung (1)
Elektroden (-)	Wasseraufbereitung (2)
Elektrodenbeschichtung/Aktivierung (4)	Wasserstoff-Infrastruktur (2)
Elektrolyseanlagen (1)	Wasserstoff-Regelausrüstung (2)
Gleichrichter (2)	Wasserstoffsicherheit (1)
Kabeltechnik (2)	Wasserstoffspeicher (5)
Kühlsysteme (1)	Wasserstoffverdichter (3)
	Wasserstoff-Betankungs-, Umfülltechnologie (1)

Abbildung 4.13: Baden-württembergische Unternehmen auf dem Gebiet der Kernkomponenten und Teilsysteme für die Wasserstoffherzeugung und industrielle Abdeckung der Technologiefelder.

Kapitel 4



Technologiefelder (Anzahl Hersteller in BW)			
Aktuatoren (2)	Elektrische Verbindungstechnik (1)	Kabeldurchführungen (2)	Schränke (1)
Automatisierungsausrüstung (1)	Elektro-pneumatische Ausrüstung (1)	Kabelmanagement (1)	Schutzräume (1)
Barrieren für Ex-Schutz (3)	Elektromagnete für Ventile (1)	Kabelverlegung (-)	Sensortechnik (3)
Beleuchtungskörper (1)	Elektromagnetische Ventile für Gase (3)	Klappen (-)	Sicherheitsschränke (-)
Berstscheiben (-)	Elektromagnetische Ventile für Flüssigkeiten (2)	Lichttechnik (-)	Sicherheitsventile (1)
Berührungslose Schutzeinrichtungen (1)	Entnahmestellen (-)	Lüfter (2)	SIL-Komponenten (Ausrüstung) (1)
Betriebsausrüstung (1)	Erdung (-)	Messinstrumente (-)	Stellantriebe (-)
Brandmelder (-)	Flammsperren (-)	Niveauschalter (-)	Tankanlagen (-)
Chemiepumpen (-)	Gasreinigung (-)	Persönliche Schutzausrüstung (-)	Temperaturschalter (-)
Detonationssicherung (-)	Gehäuse (1)	PT100-Sensoren (-)	Thermische Nachbehandlung (1)
Dosierpumpen (1)	Grenzwertgeber (-)	Regelventile, stetig (1)	Thermische Systemtechnik (-)
Druckregler (1)	Heizungstechnik (-)	RFID-Technik (-)	Thermoelemente (-)
Druckschalter (2)	Kabel (2)	Schaltgeräte/Sicherheitsschalter (-)	Transmitter (1)
Einhausungen (1)			

Abbildung 4.14: Baden-württembergische Unternehmen auf dem Gebiet der spezialisierten Komponenten und Ausrüstung für Wasserstoffanlagen und industrielle Abdeckung der Technologiefelder.

Im Anhang werden im Rahmen des Leitfadens zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie weitere wichtige nationale und baden-württembergische Akteure, Agenturen und Organisationen aus dem Themenumfeld Wasserstoffherzeugung angeführt und vorgestellt.

4.1.3.2 BIOMASS-TO-H₂

Im Folgenden wird eine Übersicht zu Forschungseinrichtungen und Herstellern, die auf dem Gebiet der Wertschöpfungskette „Biomass-to-H₂“ mittels thermochemischer Konversion in Baden-Württemberg tätig sind, gegeben. Abbildung 4.15 listet entsprechende Forschungseinrichtungen in Baden-Württemberg auf. Es zeigt sich, dass sich die Forschung zur Wasserstoffbereitstellung mittels thermochemischer Konversion auf die Standorte Freiburg, Karlsruhe und Stuttgart konzentriert.

Eine Verschaltung der gesamten Wertschöpfungskette „Biomass-to-H₂“ mittels thermochemischer Konversion wurde in der Forschung bisher nicht realisiert. Daher gibt es in der Folge auch kei-

nen industriellen Anbieter für ein Komplettsystem.

Abbildung 4.16 gibt einen Überblick zu Unternehmen, die sowohl einzelne Komponenten herstellen als auch im Bereich des mittel- bis großtechnischen Anlagenbaus in Baden-Württemberg tätig sind. Dabei wurde auf eine Zusammenstellung hinsichtlich anlagentechnischer Nebenkomponten wie Wärmeübertragersysteme, Messtechnik, Ventile, Verdichter etc. verzichtet. Die Rechercheergebnisse zeigen, dass mit Ausnahme der Firma Kopf SynGas GmbH & Co.KG anscheinend kein Hersteller-Know-How im Industriemaßstab bzgl. der thermochemischen Veredelung in Baden-Württemberg vorhanden ist. Dabei beruhen die Erfahrungen der Firma Kopf SynGas GmbH & Co.KG im Wesentlichen auf der Vergasung von Klärschlamm mit Luft sowie der anschließenden Nutzung des erzeugten Schwachgases in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage. D.h. eine erfolgreiche Markteinführung geeigneter thermochemischer Veredelungstechnologien zur Wasserstoffherzeugung (z.B. AER-Verfahren) kann nur mittels Unterstützung von Forschungseinrichtungen bei entsprechender öffentlicher Förderung sowie marktpolitischen Rahmenbedingungen erfolgen.

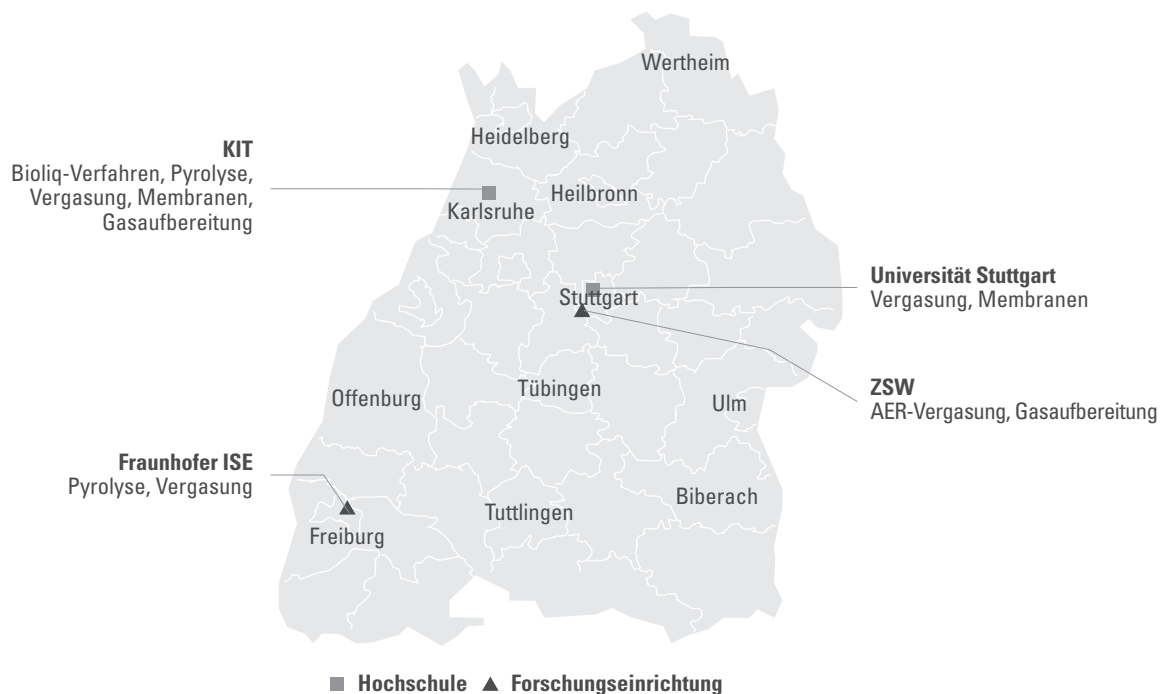
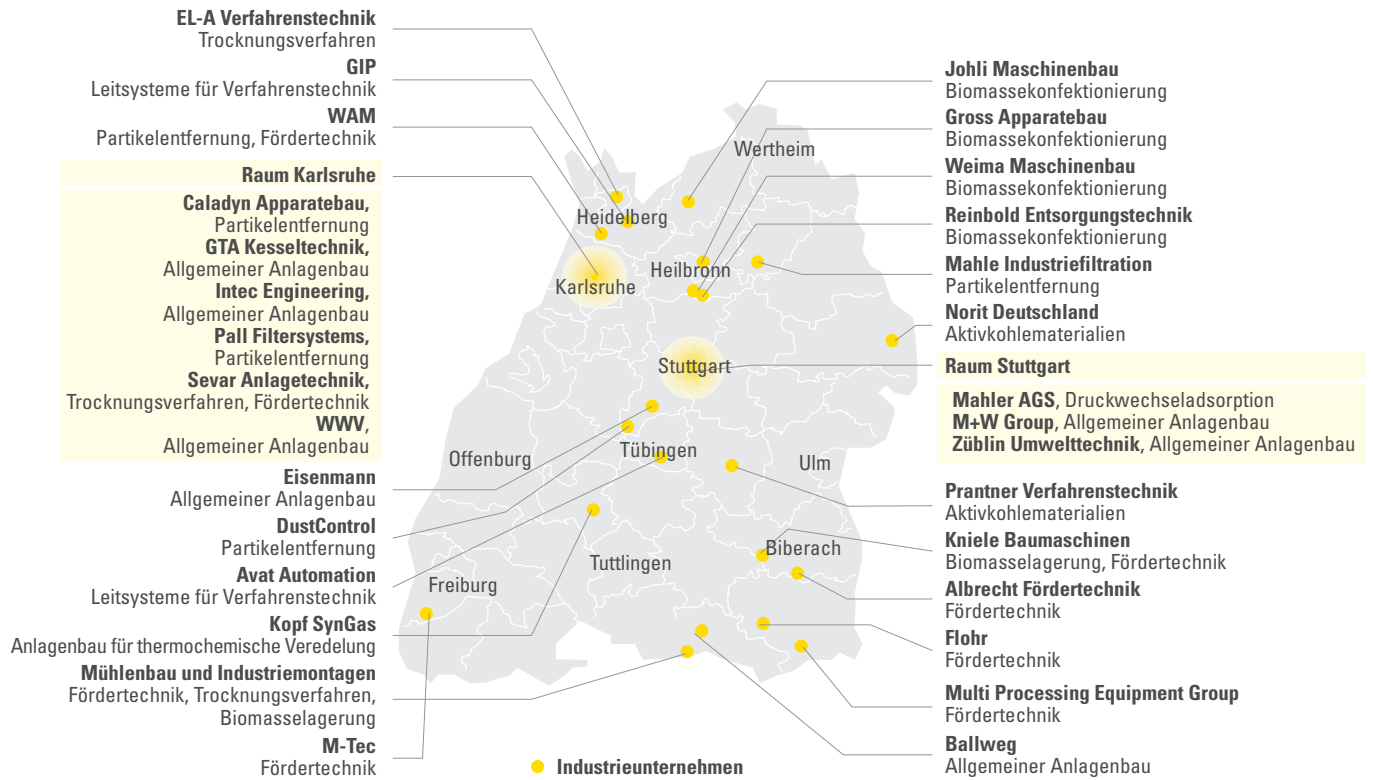


Abbildung 4.15: Übersicht zu Forschungseinrichtungen bei „Biomass-to-H₂“ in Baden-Württemberg.

Kapitel 4



Technologiefelder (Anzahl Hersteller in BW)	
Absorptive Gaskonditionierungsverfahren (-)	Fördertechnik (8)
Aktivkohlematerialien (2)	Gaswaschverfahren (-)
Allgemeiner Anlagenbau (7)	Katalytische Gaskonditionierungsverfahren (-)
Biomassekonfektionierung (4)	Leitsysteme für Verfahrenstechnik (2)
Biomasselagerung (2)	Membranverfahren (-)
Druckwechseladsorption (1)	Partikelentfernung (5)
Elektromagnetische Ventile für Flüssigkeiten (2)	Trocknungsverfahren (3)
Anlagenbau thermochemische Veredelung (1)	

Abbildung 4.16: Baden-württembergische Unternehmen auf dem Gebiet Biomass-to-H₂ und industrielle Abdeckung der Technologiefelder.

Im Anhang werden im Rahmen des Leitfadens zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie weitere wichtige nationale und baden-württembergische Akteure, Agenturen und Organisationen aus dem Themenumfeld Wasserstoffherzeugung angeführt und vorgestellt.

4.2 TECHNISCHER AUFBAU BRENNSTOFFZELLE

Sofern im Folgenden explizit Firmen genannt werden, sind diese immer als Beispiele zu verstehen. Die Zusammenstellung basiert auf intensiven Recherchen, trotzdem erhebt diese Auswahl keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Eine Darstellung ausnahmslos aller Akteure ist nicht darstellbar.

Brennstoffzellensysteme bestehen aus einem oder mehreren Brennstoffzellenstacks und verschiedenen anwendungs- und auslegungsabhängigen Systembauteilen (s. Abbildung 3.21). Brennstoffzellenstacks bestehen aus mehreren Stackkomponenten. Dieses Kapitel gibt einen Überblick über

- die in Baden-Württemberg und die in Deutschland ansässigen Hersteller von Komponenten von Brennstoffzellenstacks.
- die in Baden-Württemberg und die in Deutschland ansässigen Entwickler und Hersteller von Brennstoffzellenstacks.
- die in Baden-Württemberg und die in Deutschland ansässigen Hersteller von Bauteilen von Brennstoffzellensystemen.
- die in Baden-Württemberg und die in Deutschland ansässigen Entwickler und Hersteller von Brennstoffzellensystemen.
- baden-württembergische Forschungseinrichtungen im Bereich Brennstoffzellen.

Zusätzlich werden Beispiele für baden-württembergische Firmen gegeben, die das Potenzial zur Entwicklung und Produktion von Komponenten von Brennstoffzellenstacks oder Bauteilen von Brennstoffzellensystemen hätten, wobei die Entwicklungsarbeiten von den aufgeführten Forschungseinrichtungen unterstützt werden könnten.

4.2.1 BRENNSTOFFZELLENSTACKS UND STACKKOMPONENTEN

Brennstoffzellenstacks bestehen aus mehreren Brennstoffzellen und zwei Endplatten, evtl. befinden sich vor den Endplatten noch Stromabnehmer(platten). Der Aufbau der einzelnen Brennstoffzellen ist abhängig vom Brennstoffzellentyp.

- **PEMFC**, **HT-PEMFC** und **DMFC** bestehen aus der Membran-Elektroden-Einheit (MEA), Gasdiffusionslagen, Bipolar- und

Kühlplatten (s. Abbildung 3.18). Die einzelnen Komponenten wurden in Kapitel 3.2.5 bereits detailliert beschrieben.

- **PAFC** sind ähnlich aufgebaut wie PEMFC, nur werden hier die Elektroden und der Elektrolyt meist auf die Gasdiffusionslagen aufgetragen. Die GDLs bestehen z.B. aus Carbid- oder Carbonvlies. Die Bipolarplatten sind mit den in PEMFC verwendeten BPP vergleichbar. PAFC werden weltweit von PEMFC verdrängt. In Deutschland findet bereits keine Entwicklung von PAFC mehr statt. Hersteller von Komponenten speziell für PAFC-Stacks gibt es in Deutschland nicht.
- **MCFC** haben einen Flüssigelektrolyten, der in einer porösen Keramikstruktur gehalten wird. Als Elektroden werden Folien aus porösen gesinterten Nickelverbindungen verwendet und von den Bipolarplatten auf die Keramik des Elektrolyten gepresst.
- **SOFC** bestehen aus einem Festoxidelektrolyten mit einer Dicke im Bereich von 100 Mikrometer, auf den die Elektroden und Gasdiffusionslagen mehrschichtig aufgetragen werden, z.B. im Siebdruckverfahren. Die Bipolarplatten sind wegen der hohen Betriebstemperaturen von SOFC metallisch und werden oft als MIC (Metallic Interconnector) bezeichnet.

Hersteller von Komponenten von **MCFC**- und **SOFC**-Stacks gibt es aufgrund der geringen Stückzahlen dieser Stacks kaum. Die Kompetenz für die Herstellung dieser Komponenten liegt oft bei den Stackentwicklern.

Zu den wenigen kommerziellen Herstellern von SOFC-Festelektrolyten (ohne und mit aufgedruckten Elektroden), teilweise auch von ganzen SOFC-Brennstoffzellen gehören

- die CeramTec GmbH in Plochingen.
- die Kerafol GmbH in Eschenbach (Bayern).
- die H.C. Starck GmbH in Goslar (Niedersachsen).
- das japanische Unternehmen Nippon-Shokubai.
- die australische Ceramic Fuel Cells Ltd.
- die US-Firmen NexTech und Ceramatec.

Kapitel 4

Abbildung 4.17 zeigt verschiedene elektrolytgestützte SOFC-Zellen der CeramTec GmbH.

Hersteller von Bipolarplatten (MIC) speziell für SOFC sind beispielsweise die ElringKlinger AG in Dettingen/Erms (Kreis Reutlingen) und die österreichische Plansee GmbH (mit Sitz unter anderem in Lechbruck, Bayern). In der SOFC-Entwicklung tätige Forschungseinrichtungen in Baden-Württemberg sind das DLR (Stuttgart) und das KIT (Karlsruhe).

PEM-Brennstoffzellen werden in weit größeren Stückzahlen hergestellt und die für die Zellherstellung benötigten Komponenten sind bereits kommerziell erhältlich. Die folgenden Kapitel behandeln deshalb nur Komponenten von Polymermembranbrennstoffzellen (PEMFC, HT-PEMFC, DMFC).

Die Hersteller von kommerziell vertriebenen Komponenten von PEM-Brennstoffzellen sind allerdings noch sehr überschaubar und die Komponentenpreise sehr hoch. Abbildung 4.18 zeigt die Innenansicht eines PEM-Brennstoffzellenstacks (vgl. dazu auch Abbildung 3.18 und Abbildung 3.20).

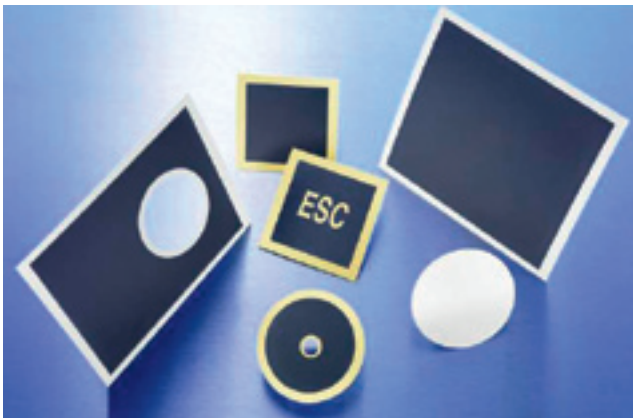


Abbildung 4.17: SOFC-Zellen [Ceramtec].

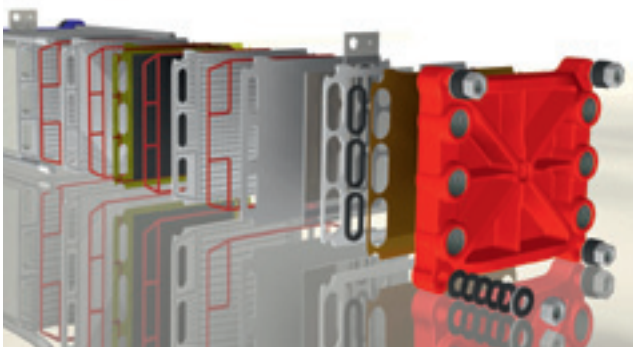


Abbildung 4.18: Innenansicht eines Brennstoffzellenstacks. Eigene Darstellung.

4.2.1.1 MEMBRAN-ELEKTRODEN-EINHEIT (MEA)

Die MEA einer PEM-Brennstoffzelle besteht aus einer protonenleitenden Polymerfolie, auf der beidseitig Elektroden aufgetragen sind (normalerweise mit Wasser, Elektrolyt und Katalysatorpartikeln vermischter Kohlenstoffstaub (Ruß)). Die Elektroden werden aufgesprüht oder aufgestrichen und danach kalt oder heiß mit der Membran verpresst.

Das erste Material für Brennstoffzellenmembranen war Nafion[®], ein modifiziertes Teflon des amerikanischen Chemiekonzerns DuPont. Einige der heutigen Hauptlieferanten für MEAs sind die Firmen W. L. Gore & Associates (unter anderem bekannt durch Gore-Tex), Umicore, Johnson Matthey und 3M.

In Deutschland werden Membranen und MEAs kommerziell produziert und vertrieben von:

- der FuMA-Tech GmbH in St. Ingbert (Saarland) und Vaihingen/Enz (Baden-Württemberg).
- der SolviCore GmbH & Co. KG in Hanau (Hessen), ein Joint Venture der Firmen Umicore und Solvay.
- der Elcomax GmbH in München (Bayern).
- der balticFuelCells GmbH in Schwerin (Mecklenburg-Vorpommern) in sehr kleinen Stückzahlen (Forschungsmaßstab).

MEA-Vertrieb in Deutschland haben:

- die 3M Deutschland GmbH in Neuss (Nordrhein-Westfalen).
- die BASF Fuel Cell GmbH in Frankfurt (Hessen). Die MEAs wurden ursprünglich in Frankfurt produziert, die Produktion wurde in die USA verlegt.
- Gore in Putzbrunn (Bayern).

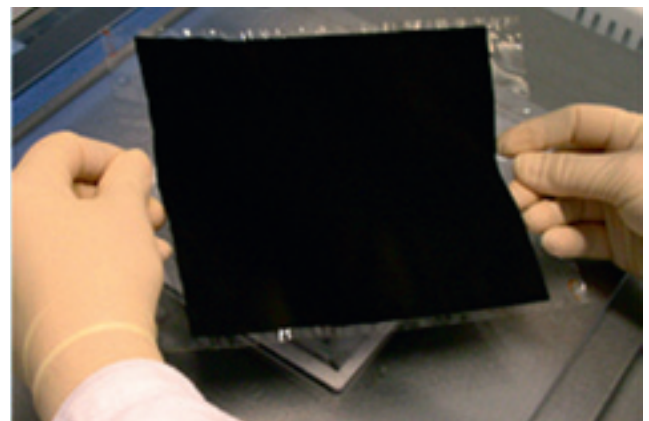


Abbildung 4.19: MEA [balticFuelCells GmbH].

Daimler investiert in Kirchheim/Teck (Nabern) in die MEA-Forschung. Die Between Lizenz GmbH in Stuttgart, eine 2-Personen-Ausgründung des ICVT, beschäftigt sich mit der Entwicklung von Membranen. Die Kompetenz zur MEA-Gestaltung besitzen in Baden-Württemberg die Forschungseinrichtungen DLR (Stuttgart), FhG ISE (Freiburg), ZSW (Ulm) und das Institut für chemische Verfahrenstechnik (ICVT) der Uni Stuttgart. Das FhG ICT in Pfinztal (Karlsruhe) entwickelt Katalysatoren und MEAs für Direkt Ethanol Brennstoffzellen. Das MPI-FKF in Stuttgart entwickelt Elektroden und Elektrolyte für PEMFC und SOFC.

Das Potenzial zur Entwicklung von Membranen und MEAs für PEM-Brennstoffzellen haben Unternehmen der Membrantechnologie, in Baden-Württemberg z.B. die GMT Membrantechnik GmbH (Borsig Gruppe) in Rheinfelden (Kreis Lörrach) und evtl. die GTV mbH in Bodelshausen (Kreis Tübingen). Eine anfängliche Zusammenarbeit mit einer der erwähnten Forschungseinrichtungen wird empfohlen.

4.2.1.2 GASDIFFUSIONSLAGEN (GDL)

GDLs sind elektrisch leitfähige und gasdurchlässige hochporöse Kohlefasergewebe in Papier- oder Vliesform. Auf der aktiven (der MEA zugewandten) Seite wird teilweise eine MPL (Mikroporöse Schicht) aus Kohlepartikeln aufgebracht. GDLs sind meist hydrophobiert (z.B. tefloniert).

In Deutschland werden GDLs kommerziell produziert und vertrieben von:

- der Freudenberg FCCT (Fuel Cell Component Technologies) KG in Weinheim (Baden-Württemberg).
- der 3M Deutschland GmbH in Neuss (Nordrhein-Westfalen).
- SGL Carbon in Meitingen (Bayern).

Baden-württembergische Forschungseinrichtungen wie das DLR (Stuttgart), FhG ISE (Freiburg), FhG ICT (Pfinztal, Karlsruhe) und ZSW (Ulm) setzen GDLs verschiedener Hersteller in ihren Untersuchungen ein. Das Institut für Textil- und Verfahrenstechnik (ITV) in Denkendorf (Kreis Esslingen) entwickelt GDL-Materialien, das FhG ICT in Pfinztal (Karlsruhe) hätte vermutlich die Kompetenz zur Eigenentwicklungen von GDLs. Das Potenzial zur Entwicklung von Gasdiffusionslagen für PEM-Brennstoffzellen haben Vliesstoff- oder Filterhersteller wie die ALPA Vliesstoffe GmbH in Lahr, die J.H.

Ziegler GmbH in Achern (Offenburg) oder die Apodis OHG in Salach (Kreis Göppingen). Eine anfängliche Zusammenarbeit mit einer der erwähnten Forschungseinrichtungen wird empfohlen.

4.2.1.3 BIPOLARPLATTEN (BPP)

BPP sind elektrisch leitfähige, gasdichte und mit einer Gasverteilstuktur (Kanäle) versehene Folien oder Platten. Sie werden fast ausschließlich hergestellt aus

- Metallfolien: Die Gasverteilstuktur wird in die Metallfolien geprägt. Die Prägung erfolgt durch Tiefziehen oder bei sehr dünnen Folien auch durch Hydroforming. Zwei durch Schweißen, Löten, Kleben oder Verbinden über Dichtungsmaterialien zusammengesetzte, geprägte Folien (Anoden- und Kathodenfolie) bilden eine Bipolarplatte. Die Nachbearbeitung der geprägten Platten erfolgt durch Stanzen oder Schneiden (Laser) und anschließender Beschichtung der Oberfläche mit einem elektrisch leitfähigen und korrosionsfesten Überzug.
- Folien aus expandiertem Graphit (Handelsnamen sind z.B. Grafoil oder Sigraflex): Die Gasverteilerstruktur kann ebenfalls eingeprägt werden. Diese Folien sind nicht gasdicht und benötigen deshalb entweder eine gasdichte (metallische) Trennfolie oder müssen durch eine entsprechende Oberflächenbehandlung abgedichtet werden.
- Graphitkomposit-Materialien (kunststoffverstärktes Graphit), hauptsächlich mit duroplastischen Bindern: Das Material wird im Heißpress- oder im Spritzgussverfahren mit der Gasverteilstuktur versehenen oder zu planen Platten gepresst. In plane Platten kann die Gasverteilstuktur nachträglich durch Fräsen eingebracht werden.

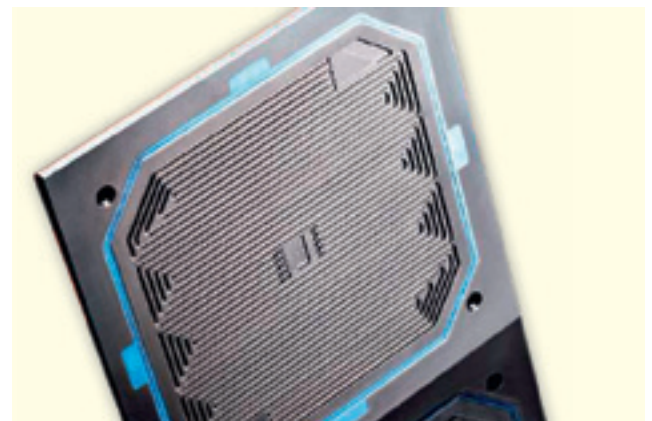


Abbildung 4.20: Bipolarplatte. Eigene Darstellung nach [Schunk].

Kapitel 4

In Deutschland werden BPP für PEMFC kommerziell produziert und vertrieben von:

- der Borit Leichtbau GmbH in Herzogenrath (Nordrhein-Westfalen).
- der Gräbener GmbH in Netphen-Werthenbach (Nordrhein-Westfalen).
- der Reinz GmbH in Neu-Ulm (Bayern).
- der Eisenhuth GmbH in Osterode (Niedersachsen). Die BPP werden im Spritzgussverfahren hergestellt mit Master Blend der SGL Carbon in Wiesbaden (Hessen)
- der Schunk GmbH in Heuchelheim (Hessen).

In Baden-Württemberg gibt es bisher keine kommerzielle Serienfertigung von Bipolarplatten, obwohl sämtliche Kompetenzen in der Materialbearbeitung und dem Maschinenbau an vielen Standorten vorhanden sind. Nur die ElringKlinger AG in Dettingen/Erms (Kreis Reutlingen) produziert derzeit Bipolarplatten für Eigenentwicklungen und bereitet die Serienfertigung vor.

Die baden-württembergischen Forschungseinrichtungen DLR (Stuttgart), FhG ISE (Freiburg) und ZSW (Ulm) setzen BPP verschiedener Hersteller in ihren Untersuchungen ein und arbeiten an der Verbesserung von Gasverteilerstrukturen, beschäftigen sich aber nicht selbst mit der Herstellung der Platten. Das FhG ICT in Pfinztal (Karlsruhe) hätte vermutlich die Kompetenz zur Entwicklung von graphitischen Bipolarplatten im Spritzgussverfahren.

Das Potenzial zur Entwicklung von metallischen Bipolarplatten haben generell Firmen aus der Metallbearbeitungsindustrie. Das Potenzial zur Entwicklung graphitischer Bipolarplatten haben Firmen, die in der Herstellung von Kunststoffen und Faserverbundwerkstoffen oder in der Spritzgusstechnik tätig sind, wie z.B. die DG-Kunststofftechnik in Bruchsal, die Carbon & Design GmbH in Eppelheim (Heidelberg), die Ditter Plastic GmbH in Haslach (Ortenaukreis) oder die Laudenbach Formtechnik GmbH in Gosheim (Kreis Tuttlingen). Eine anfängliche Zusammenarbeit mit einer der erwähnten Forschungseinrichtungen wird empfohlen.

4.2.1.4 DICHTUNGEN

Erfahrungen mit Dichtungen für Brennstoffzellen haben in Baden-Württemberg und den angrenzenden Bundesländern:

- die ElringKlinger AG in Dettingen/Erms (Baden-Württemberg).
- die Freudenberg FCCT (Fuel Cell Component Technologies) KG in Weinheim (Baden-Württemberg).
- die Reinz GmbH in Neu-Ulm (Bayern).
- SGL Carbon in Meitingen (Bayern).

Baden-württembergische Forschungseinrichtungen wie das DLR (Stuttgart), FhG ISE (Freiburg) und ZSW (Ulm) setzen Dichtungen verschiedener Hersteller in ihren Untersuchungen ein, beschäftigen sich aber nicht selbst mit deren Herstellung.

Alle Unternehmen, die in der Entwicklung und Herstellung von Dichtungen tätig sind, könnten Dichtungen für Brennstoffzellenstacks entwickeln. In Baden-Württemberg wären das z.B. die IDG-Dichtungstechnik GmbH in Kirchheim, die Trelleborg Sealing Solutions Germany (ehemals Busak&Shamban) in Stuttgart und die HALA Dichtungen und Isolierteile GmbH in Deizisau (Kreis Esslingen).

4.2.1.5 ENDPLATTEN

Endplatten werden aus Leichtmetall, Kunststoff oder Hartgewebe gefertigt. Sie werden im Allgemeinen für einen bestimmten Stack entwickelt, oft unter Zuhilfenahme von FEM-Berechnungen, (siehe Abbildung 4.21), und in der Entwicklungs- und Testphase aus dem vollen Plattenmaterial gefräst. Für die künftige Serienfertigung kommen z.B. spritzgegossene Platten aus Polyphenylsulfid (PPS) in Frage.

Die zukünftige Serienfertigung von Endplatten kann von vielen kunststoffverarbeitenden Betrieben in Baden-Württemberg übernommen werden. Beispiele finden sich in Kapitel 4.2.1.3.

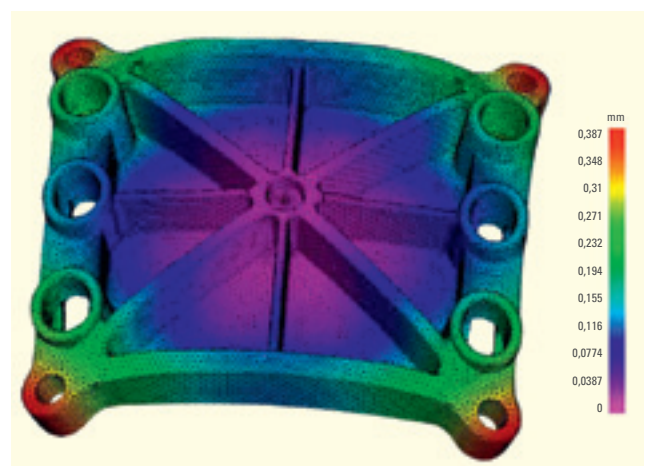


Abbildung 4.21: FEM-Berechnung einer Endplatte. Eigene Darstellung.

4.2.1.6 STROMABNEHMER

Stromabnehmer sind in die Endplatten integriert oder als separate Platten bzw. Folien vor den Endplatten angebracht. Sie werden z.B. aus leitfähig beschichtetem Aluminium hergestellt und können bei einer zukünftigen Serienfertigung von vielen metallverarbeitenden Firmen in Baden-Württemberg hergestellt werden.

4.2.1.7 STACKS

Trotz vieler erfolgreicher Feldtests und dem Nachweis der Eignung von Brennstoffzellen für die verschiedensten Einsatzgebiete werden Brennstoffzellenstacks in Deutschland noch nicht kommerziell in größeren Serien gefertigt (mit Ausnahme der kleinen DMFC-Stacks der SFC Energy AG, s. Kapitel 3.2.8 und ¹⁵). Einer der Hauptgründe sind die hohen Herstellungskosten der Stacks, bedingt durch die hohen Preise der Stackkomponenten. Stackentwicklung und Bau von Prototypen und Kleinstserien betreiben bereits mehrere deutsche Unternehmen. Einen Überblick gibt Tabelle 4-2 (ohne Anspruch auf Vollständigkeit).

Unternehmen	Standort	Technologie	Bemerkung
balticFuelCells GmbH	Schwerin (Mecklenburg-Vorpommern)	PEMFC, DMFC	
Elcomax GmbH	München (Bayern)	PEMFC	
ElringKlinger AG	Dettingen/Erms (Baden-Württemberg)	PEMFC, SOFC	
eZelleron GmbH	Dresden (Sachsen)	Mini-SOFC	Unterstützung durch FhG IKTS in Dresden
FWB-Kunststofftechnik GmbH	Pirmasens (Rheinland-Pfalz)	Mini-DMFC	Inzwischen eingestellte Entwicklung gemeinsam mit dem FhG ISE in Freiburg.
HyPower GmbH	Herten (Nordrhein-Westfalen)	PEMFC	Ausgründung der Masterflex AG
New Enerday GmbH	Neubrandenburg (Mecklenburg-Vorpommern)	SOFC	Ausgründung der Webasto AG
Proton Motor Fuel Cell GmbH	Puchheim (Bayern)	PEMFC	
Reinz GmbH	Neu-Ulm (Bayern)	PEMFC	
Riesaer Brennstoffzellentechnik GmbH	Glaubitz (Sachsen)	PEMFC	
Schunk GmbH	Heuchelheim (Hessen)	PEMFC	
SFC Energy AG	Brunnthal (Bayern)	DMFC	
Siemens AG	München (Bayern), Hamburg	PEMFC, SOFC, MCFC	
Staxera GmbH	Dresden (Sachsen)	SOFC	Tochterfirma der Webasto AG, frühere Ausgründung des FhG IKTS in Dresden
Truma GmbH	Putzbrunn (Bayern)	PEMFC	
UBzM GmbH	Ulm (Baden-Württemberg)	PEMFC, DMFC	Ausgründung des ZSW und der Stadtwerke Ulm

Tabelle 4-2: In der Stackentwicklung tätige Unternehmen in Deutschland (Beispiele).

Kapitel 4

Die baden-württembergischen Forschungseinrichtungen DLR (Stuttgart), FhG ISE (Freiburg) und ZSW (Ulm) besitzen langjährige Erfahrung in Entwicklung und Bau von PEMFC- und DMFC-Brennstoffzellenstacks. SOFC-Kompetenz besitzen das DLR und das KIT (Karlsruhe). Baden-württembergischen Firmen, die in die Entwicklung von Brennstoffzellenstacks einsteigen wollen, wird empfohlen, dafür das Wissen und die Erfahrung der erwähnten Forschungseinrichtungen zu nutzen.

4.2.2 BRENNSTOFFZELLENSYSTEME UND SYSTEMBAUTEILE

Zum Betrieb eines Brennstoffzellenstacks wird ein Brennstoffzellensystem benötigt, das

- den Stack mit den benötigten Medien versorgt und die Medien ggf. befeuchtet.
- die vom Stack abgegebenen Medien entsorgt.
- die Drücke im System regelt.
- die Stacktemperatur und den Temperaturgradienten über den Stack regelt.
- die Systembauteile mit elektrischer Leistung (vom Stack) versorgt.
- die restliche elektrische Leistung des Stacks dem Anwender zur Verfügung stellt.
- die thermische Leistung des Stacks dem Anwender zur Verfügung stellt oder an die Umgebung abgibt.
- sich selbst überwacht und im Fehlerfall reagiert (Ausgabe von Fehler- und Warnmeldungen, kontrollierte Abschaltung).
- eine Schnittstelle (Bedienoberfläche) zum Anwender zur Verfügung stellt.

Der Aufbau eines Brennstoffzellensystems und die im System eingesetzten Bauteile hängen vom Verwendungszweck und von der Systemleistung ab. Ein Brennstoffzellensystem besteht außer dem oder den Brennstoffzellenstacks im Allgemeinen aus:

- Sensoren und Schaltern (Temperatur, Druck, Feuchte, Fluss, Gas)
- Ventilen
- Druck- und Temperaturreglern
- Wärmetauscher
- Pumpen, Kompressoren und Ventilatoren
- Be- und Entfeuchtern (Abscheider)

- Tanks (Brennstoff, Kühlmittel, evtl. Sauerstoff)
- der Systemsteuerung

Bei Verwendung von Kohlenwasserstoffen oder Alkoholen als Brennstoff muss vor das Brennstoffzellensystem oft ein Gasaufbereitungssystem (Reformer) geschaltet werden. Reformersysteme werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Ein Beispiel für den schematischen Aufbau eines Brennstoffzellensystems zeigt Abbildung 3.21.

4.2.2.1 SENSOREN UND SCHALTER

In einem Brennstoffzellensystem eingesetzte **Temperatur- und Drucksensoren und -schalter** sind Standardbauteile, für die es in Deutschland eine breite Zuliefererindustrie gibt.

In Brennstoffzellensystemen können teilweise dieselben Durchflussmesser und -schalter eingesetzt werden wie in konventionellen Systemen (z.B. Gasheizungen, Verbrenner-Fahrzeuge).

Günstige kommerzielle **Feuchtesensoren** sind oft nicht robust genug für den Dauereinsatz unter den sehr feuchten bis kondensierenden Verhältnissen in Brennstoffzellensystemen. Geeignete, aber kostenintensive Sensoren werden deshalb meist nur während der Systementwicklung eingesetzt und das fertige System so gesteuert, dass auf Feuchtesensoren verzichtet werden kann. In Baden-Württemberg werden Feuchtesensoren z.B. von der Galltec GmbH in Bondorf hergestellt.

Günstige, einfache und zertifizierte Gas(warn)sensoren sind auf dem Markt noch nicht erhältlich, werden aber entwickelt, in Deutschland z.B. von der Umweltsensortechnik GmbH in Gschwenda (Thüringen). Baden-württembergische Forschungseinrichtungen mit Kompetenz in der Sensorentwicklung sind z.B. das FhG IPM in Freiburg oder das HSG-IMIT in Villingen-Schwenningen.

4.2.2.2 VENTILE

In einem Brennstoffzellensystem eingesetzte Ventile im Nieder-, Mittel- und Hochdruckbereich bis 250 bar sind Standardbauteile, für die es in Deutschland eine breite Zuliefererindustrie gibt. In Baden-Württemberg werden diese Ventile z.B. von der Bürkert GmbH

in Ingelfingen (Hohenlohekreis) produziert.

Da sich die Automobilindustrie bei Brennstoffzellenfahrzeugen inzwischen auf Wasserstoff in 700 bar Drucktanks konzentriert, werden hierfür geeignete Ventile benötigt. Diese Ventile werden in Deutschland z.B. von der GSR Ventiltechnik GmbH in Vlotho-Exter (Nordrhein-Westfalen) entwickelt²². Baden-württembergische Firmen mit der Kompetenz zur Entwicklung solcher Ventile wären z.B. Bürkert (s.o.) oder die Otto Egelhof GmbH in Stuttgart. Von der baden-württembergischen Robert Bosch GmbH in Gerlingen (Kreis Ludwigsburg) wurde ein Wasserstoff-Dosierventil für den Automobilbereich entwickelt, gefördert von der NOW (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie).

4.2.2.3 REGLER

Werden in Brennstoffzellensystemen **Temperaturregler** eingesetzt, können dafür industrielle Standardbauteile verwendet werden. Meist werden die Temperaturen in Brennstoffzellensystemen aber über Algorithmen in der Systemsteuerung geregelt.

In einem Brennstoffzellensystem eingesetzte **Druckregler** im Nieder- und Mitteldruckbereich sind Standardbauteile, für die es in Deutschland eine breite Zuliefererindustrie gibt. Ein- oder zweistufige Druckminderer für herkömmliche Wasserstofftanks bis 350 bar sind Standardbauteile. In der Entwicklung sind in die Tanks integrierte zweistufige Druckminderer (im Idealfall mit Überdruckventil). Verschiedene Tankhersteller und Hersteller von Druckreglern haben sich dieser Thematik bereits angenommen, z.B. die GHR GmbH in Ober-Mörlen (Hessen). Druckminderer für 700 bar Wasserstofftanks werden bisher ausschließlich über die oder von den Tankherstellern angeboten. Auf den Einsatz in Brennstoffzellensystemen ausgerichtete Entwicklungen von Standarddruckreglern in Baden-Württemberg sind nicht erforderlich. Die Entwicklung von Druckreglern und Druckminderern für die 700 bar Wasserstofftechnik in Baden-Württemberg erscheint sinnvoll, wenn parallel dazu auch die entsprechenden Drucktanks entwickelt werden (s. Kapitel 4.2.2.9).

4.2.2.4 WÄRMETAUSCHER UND KÜHLER

In einem Brennstoffzellensystem eingesetzte Wärmetauscher sind Standardbauteile (müssen allerdings resistent gegenüber demine-

ralisiertem Wasser sein), für die es in Deutschland eine breite Zuliefererindustrie gibt. Systeme für die reine Stromerzeugung (ohne Wärmeabnahme durch den Anwender) müssen die im Betrieb erzeugte Wärme über Kühler (Radiatoren) an die Umgebung abgeben. Hilfreich dafür sind Kühler mit Befestigungselementen für Standard-Ventilatoren wie sie z.B. von der Innovatek OS GmbH in Stammheim (Bayern) hergestellt werden. Baden-württembergische Kühlerhersteller sind z.B. die Behr GmbH in Stuttgart und die Modine GmbH in Filderstadt.

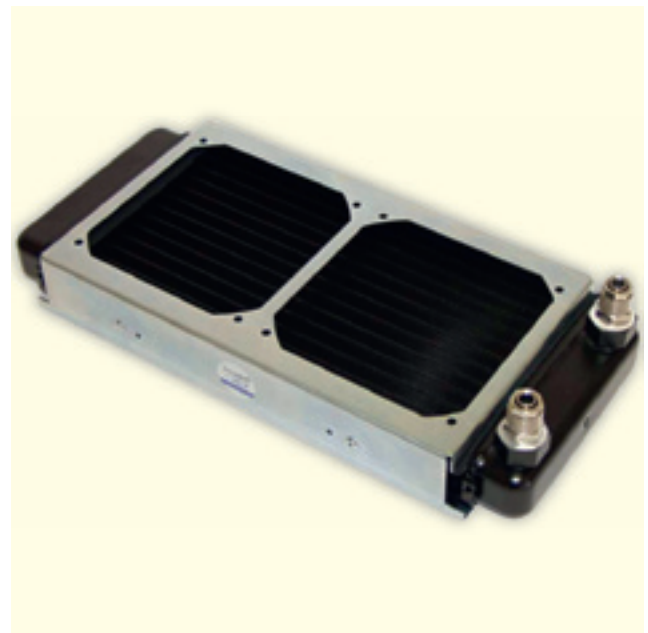


Abbildung 4.22: Wasser-Luft-Kühler mit Halterung für zwei Ventilatoren. Eigene Darstellung nach [Innovatek].

4.2.2.5 PUMPEN, KOMPRESSOREN UND VENTILATOREN

In Brennstoffzellensystemen werden benötigt:

- Pumpen für die Umwälzung des Kühlmittels.
- Ventilatoren für die Wärmeabgabe an die Umgebung.
- Kompressoren oder Lüfter für die Zufuhr von Luft in den Brennstoffzellenstack.
- Pumpen, Treibstrahldüsen oder Lüfter für die Brennstoff-, Sauerstoff- oder Luftzirkulation.

²² "Industriearmaturen", Heft 4, Dezember 2009, Vulkan-Verlag Essen

Kapitel 4

Kühlmittelpumpen sind auf dem Markt erhältlich. Die Entwicklung gewichts- und effizienzoptimierter Pumpen ist überlegenswert.

Ventilatoren, die kaum Druck aufbauen, sind Standardbauteile, für die keine Neuentwicklungen erforderlich sind. Ventilatoren, die kleine Drücke aufbauen können, sind wünschenswert für bestimmte BZ-Systeme, aber kaum erhältlich.

Kompressoren, die auf dem Markt erhältlich sind, sind im Allgemeinen zu schwer und zu ineffizient. Die Versorgung von Brennstoffzellenstacks mit Druckluft ist deshalb bei vielen Brennstoffzellensystemen ein großes und eminent wichtiges Problem.

Für Systeme bis etwa 3 kW elektrischer Leistung können abhängig vom benötigten Druck am Luft-Eingang des Brennstoffzellenstacks kommerziell erhältliche (Hochdruck-) Lüfter (bis ca. 80 mbarü), Linearpumpen (bis ca. 500 mbarü) oder Kolbenmembranpumpen (bis 3 barü) verwendet werden. Hochdrucklüfter werden in Baden-Württemberg z.B. von EBM-Papst in Muldingen (Hohenlohekreis) entwickelt und produziert.



Abbildung 4.23: Kolbenmembranpumpe. Eigene Darstellung nach [Hyco].

In Deutschland erhältliche Linearpumpen werden ausschließlich in Asien produziert (z.B. für den Einsatz in Aquarien) und sind mit für Brennstoffzellen passenden Eingangsspannungen (24 VDC) kaum verfügbar. Eine Neuentwicklung in Baden-Württemberg würde sich anbieten.

Kolbenmembranpumpen werden in Deutschland z.B. von der Hyco Vakuumtechnik GmbH in Krailling (Bayern) produziert.

Kompressoren für Brennstoffzellensysteme mit akzeptablen Gewicht und einer elektrischen Leistung größer 3 kW finden sich auf dem Markt kaum oder gar nicht. Entwickler von Brennstoffzellensystemen verwenden deshalb oft Brennstoffzellenstacks mit möglichst geringem Druckabfall, die den Einsatz von Lüftern statt Kompressoren für die Luftversorgung ermöglichen (auch wenn die Leistungsdichte dieser Stacks deutlich kleiner ist als die von Stacks im Druckbetrieb).

Automobilfirmen, die Brennstoffzellenfahrzeuge bauen, haben dafür geeignete Kompressoren entwickeln lassen; Daimler und Ford z.B. vom Pumpenhersteller Pierburg, General Motors/Opel von Liebherr. Diese Pumpen sind derzeit nicht frei auf dem Markt erhältlich.

Die Robert Bosch GmbH hat im November 2011 den Prototyp eines elektrisch angetriebenen Turboverdichters für die Luftversorgung von PKW vorgestellt. Die Entwicklung wurde von der NOW gefördert.

Die Entwicklung von kommerziell erhältlichen und in Großserie produzierbaren Kompressoren für Brennstoffzellen in verschiedenen Leistungsklassen in Baden-Württemberg sollte angestrebt werden. Geeignete Unternehmen dafür wären z.B. Kolbenschmidt-Pierburg, die Bosch GmbH oder die in Köngen im Kreis Esslingen ansässigen Unternehmen AGRE GmbH und ALMiG GmbH.

Für die aktive Rezirkulation von Brennstoff oder Sauerstoff/Luft in einem Brennstoffzellensystem gelten ähnliche Einschränkungen wie bei Kompressoren für die Luftzufuhr: kommerziell erhältliche Pumpen sind zu schwer und zu ineffizient. Die Daimler AG hat deshalb für ihre Brennstoffzellenfahrzeuge außer einem Kompressor für die Luftversorgung auch eine Wasserstoffrezirkulationspumpe von Pierburg entwickeln lassen.

Treibstrahldüsen (werden auch als Vakuumsaugdüsen, Venturidüsen oder Jet-Pumps bezeichnet) können in Brennstoffzellensystemen für die passive Rezirkulation von Wasserstoff oder Sauerstoff

eingesetzt werden, wenn genügend Vordruck zur Verfügung steht (was bei Gasen aus Drucktanks im Allgemeinen der Fall ist). In Baden-Württemberg werden diese Düsen z.B. von der Festo AG in Esslingen standardmäßig in Kunststoff gefertigt und sind für Eingangsdrücke bis ca. 10 bar geeignet. Für Hochdruckanwendungen in Brennstoffzellen wurden von Festo Düsen aus Edelstahl entwickelt, die auf Anfrage erhältlich sind. Neuentwicklungen sind in Baden-Württemberg nicht erforderlich.

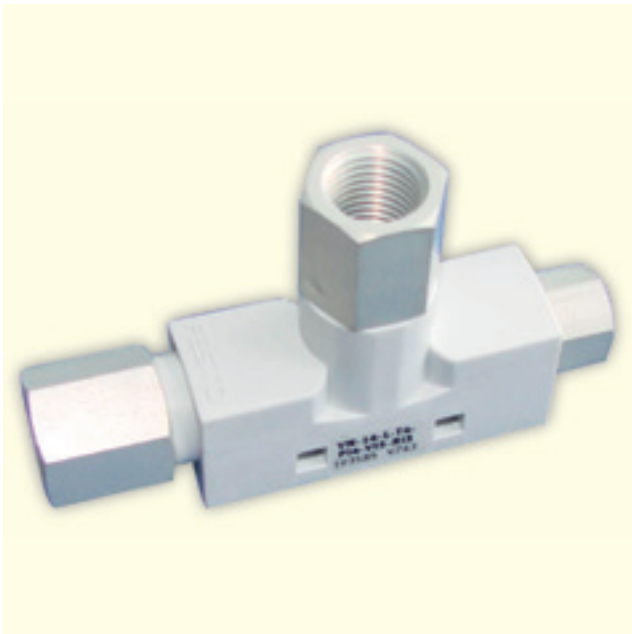


Abbildung 4.24: Treibstrahldüse. Eigene Darstellung nach [Festo].

4.2.2.6 BEFEUCHTER

Die Zuluft von PEMFC-Stacks muss normalerweise befeuchtet werden. Meist werden dafür sogenannte Feuchte-Wärme-Tauscher (HME, Heat-Moisture-Exchanger) eingesetzt, die Feuchte und Wärme von der Abluft auf die Zuluft übertragen. Dies geschieht entweder durch gasundurchlässige Membranen (z.B. Nafion® oder Polysulfon) oder durch eine zwischen den beiden Gasräumen rotierende Trommel aus einem Feuchtigkeit absorbierenden Material. Es gibt weltweit nur wenige Firmen, die HME für Brennstoffzellensysteme anbieten. Membrantauscher werden z.B. von DPoint (Kanada) und Permapure (USA), werden in Deutschland vertrieben von

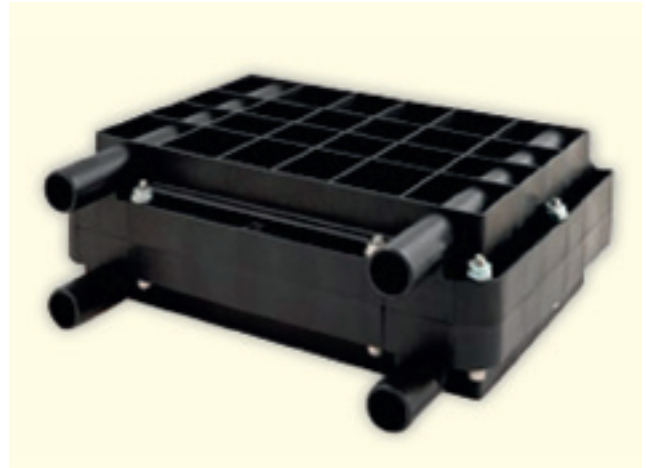


Abbildung 4.25: Feuchte-Wärme-Tauscher. Eigene Darstellung nach [DPoint].

Ansyco in Karlsruhe), in Deutschland von der FuMA-Tech GmbH in St. Ingbert (Saarland) und Vaihingen/Enz (Baden-Württemberg) und von Freudenberg in Weinheim (Baden-Württemberg) hergestellt. Die Formrapid GmbH in Merzig (Saarland) und Prime Water Systems (Belgien) bauen auf Anfrage für Brennstoffzellen geeignete HME aus Membranfasern (Formrapid verwendet dafür Polysulfonfasern für Dialyse-Anwendungen der Fresenius Medical Care AG in Hessen). Trommeltauscher (Cordierit-Trommel) werden von Humidicore (Emprise Corporation, USA) produziert.

Die angebotenen HME sind für elektrische Stackleistungen von 1 - 10 kW ausgelegt. HME können von allen Firmen entwickelt werden, die Membranen für Gasbefeuchtung oder zur Wasserfiltration herstellen. In Baden-Württemberg außer von Freudenberg und FuMa-Tech z.B. von der bereits erwähnten GMT Membrantechnik GmbH in Rheinfelden (Kreis Lörrach).

4.2.2.7 LUFTFILTER

Brennstoffzellen reagieren kritisch auf die Zufuhr von Luft, die mit Stickoxiden oder Schwefeldioxid (entstehen z.B. bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe) oder mit ungesättigten Kohlenwasserstoffen (z.B. aus Klebstoffen) verunreinigt ist.

Passende Filter hierfür gibt es nicht. Die Entwicklung solcher Filter plant z.B. die badenwürttembergische Freudenberg KG in Weinheim.

Kapitel 4

4.2.2.8 KONDENSATABSCHEIDER (WASSERABSCHEIDER)

In einem Brennstoffzellensystem eingesetzte Kondensatabscheider sind Standardbauteile, für die es in Deutschland eine breite Zuliefererindustrie gibt. In Baden-Württemberg werden Kondensatabscheider z.B. von der GEU-Wärmetechnik GmbH in Filderstadt (Kreis Esslingen) produziert.

4.2.2.9 TANKS

In Brennstoffzellensystemen werden Tanks oder Ausdehnungsbehälter für das Kühlmittel, Tanks für den Brennstoff (Wasserstoffflaschen, Campinggasflaschen, Methanoltanks und weitere) und bei Wasserstoff-Sauerstoff-Systemen auch Sauerstoffflaschen eingesetzt. Bis auf die in Brennstoffzellen-Fahrzeugen eingesetzten 700 bar Wasserstoffflaschen sind alle Tanks Standardbauteile (nahtlose Stahlflaschen, Typ1), für die keine Neuentwicklungen erforderlich sind.

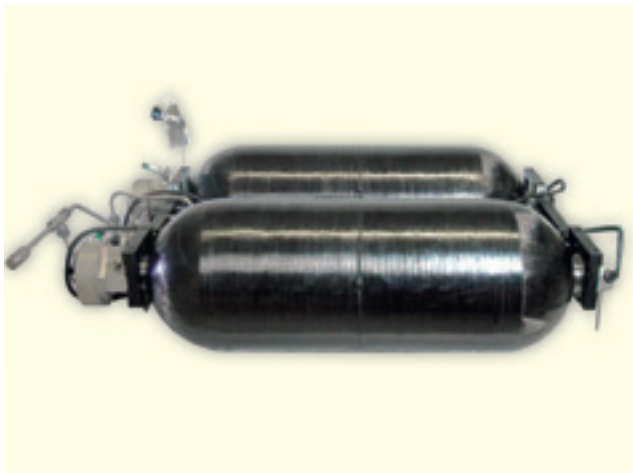


Abbildung 4.26: 700 bar H₂-Tanks. Eigene Darstellung nach [Daimler].

700 bar Wasserstofftanks (fasernummwickelte Metall- oder Kunststoffflaschen, Typ3 oder Typ4) werden weltweit nur von wenigen Unternehmen hergestellt. 2002 wurde der erste 700 bar Tank vom deutschen TÜV zertifiziert. Er wurde von der kalifornischen Quantum Fuel Systems Technologies Worldwide Inc. im Auftrag von General Motors/Opel entwickelt. Weitere Hersteller von 700 bar

Tanks sind z.B. die kanadische Dynetek Industries Ltd. und ihre Tochterfirma Dynetek Europe GmbH in Ratingen (Nordrhein-Westfalen). Dynetek Tanks werden in Brennstoffzellenfahrzeugen von Daimler, Ford, Nissan und Toyota eingesetzt.

Die Wasserstofftanks gehören zu den Bauteilen mit der höchsten Wertschöpfung in Brennstoffzellenfahrzeugen. Die Entwicklung solcher Tanks in Baden-Württemberg sollte deshalb überlegt werden. Sie macht allerdings nur Sinn, wenn parallel dazu auch die entsprechenden Druckregler und Druckminderer entwickelt werden (s. Kapitel 4.2.2.3). Die Kompetenz für die Tankentwicklung hätten in Baden-Württemberg z.B. die Sauerstoffwerk Friedrichshafen GmbH oder die Kraiss & Friz KG in Stuttgart.

4.2.2.10 SYSTEMSTEUERUNG

Die Entwicklung der Systemsteuerung ist Teil der Systementwicklung. Während der Entwicklungsphase eines Systems und für Systemprototypen werden normalerweise Standard I/O-Module (In-/Output) für die Datenein- und -ausgabe verwendet. Diese Module werden weltweit von vielen Herstellern angeboten. Neuentwicklungen sind nicht erforderlich.

Der Übergang zu integrierten Steuerplatinen erfolgt meist erst mit Beginn der Serienfertigung. Firmen, die Steuerplatinen entwickeln bzw. herstellen, sind in Baden-Württemberg vorhanden.

4.2.2.11 BRENNSTOFFZELLENSYSTEME

Was in Kapitel 4.2.1.7 über Brennstoffzellenstacks ausgesagt wurde, gilt auch für Brennstoffzellensysteme: Trotz erfolgreicher Feldtests, dem Nachweis der Eignung für die verschiedensten Einsatzgebiete und der Überlegenheit hinsichtlich Wirkungsgrad, Schadstoffemissionen und Lärm gegenüber konventionellen Systemen in vielen Anwendungen werden Brennstoffzellensysteme in Deutschland noch nicht kommerziell in Großserie gefertigt (Ausnahme sind die bereits mehrfach erwähnten kleinen DMFC-Systeme der SFC Energy AG, s. Kapitel 3.2.8 und ¹⁵).

Einer der Hauptgründe dafür sind die hohen Herstellungskosten der Stacks, bedingt durch die hohen Preise der Stackkomponenten. Weitere Gründe sind Schwierigkeiten in oder hohe Kosten bei

der Beschaffung zentraler Komponenten wie Kompressoren und Pumpen, Feuchtetauschern oder Warnsensoren für Wasserstoff. Die Entwicklung von Brennstoffzellensystemen und den Bau von

Prototypen und teilweise von Kleinstserien betreiben in Deutschland bereits einige Unternehmen. Einen Überblick gibt Tabelle 4-3 (ohne Anspruch auf Vollständigkeit).

Unternehmen	Standort	Technologie	Anwendung
Audi AG	Neckarsulm (Baden-Württemberg)	PEMFC	Fahrzeugsysteme
b+w Electronic Systems GmbH	Oberhausen (Nordrhein-Westfalen)	PEMFC	USV, 3 und 5 kW _{el}
balticFuelCells GmbH	Schwerin (Mecklenburg-Vorp.)	PEMFC, DMFC	APU, 300 W _{el}
BAXI INNOTECH GmbH	Hamburg	PEMFC	Stationäre KWK, 1 kW _{el}
EBZ GmbH und Staxera GmbH	Dresden (Sachsen)	SOFC	Stationäre KWK, bis 5 kW _{el}
Elcomax GmbH	München (Bayern)	PEMFC	nicht bekannt
ElringKlinger AG	Dettingen/Erms (Baden-Württemberg)	PEMFC, SOFC	APU, vermutlich 5 kW _{el}
Enymotion GmbH	Heilbronn (Baden-Württemberg)	PEMFC	Batterielader, bis 500 W _{el}
EPH Elektronik GmbH (G-E-O-S)	Ottmarsheim (Baden-Württemberg)	PEMFC	APU, bis 1,2 kW _{el}
eZelleron GmbH	Dresden (Sachsen)	Mini-SOFC	Batterielader, bis 500 W _{el}
Fronius GmbH	Kaiserslautern (Rheinland-Pfalz)	PEMFC	Stationäre H ₂ -Systeme, 2 und 4 kW
FutureE GmbH	Nürtingen (Baden-Württemberg)	PEMFC	USV, bis 50 kW _{el}
Heliocentris AG	Berlin	PEMFC	APU, USV, bis 16 kW _{el}
HyPower GmbH	Herten (Nordrhein-Westfalen)	PEMFC	USV, bis 500 W
h-tec GmbH	Lübeck (Schleswig-Holstein)	PEMFC	Kleine Unterrichtssysteme
mfc Brennstoffzellentechnologie	Dortmund (Nordrhein-Westfalen)	PEMFC	Batterielader, bis 40 W
New Enerday GmbH	Neubrandenburg (Mecklenburg-Vorp.)	SOFC	APU, Batterielader, bis 1 kW
NuCellSys GmbH	Kirchheim/Teck (Baden-Württemberg)	PEMFC	Fahrzeugsysteme (Daimler)
N2telligence GmbH	Wismar (Mecklenburg-Vorp.)	PEMFC	APU, Brandschutz, 100 kW _{el}
Opel AG	Mainz-Kastel (Rheinland-Pfalz)	PEMFC	Fahrzeugsysteme
Proton Motor Fuel Cell GmbH	Puchheim (Bayern)	PEMFC	APU, USV, 1,5-50 kW _{el}
P21 GmbH	Berlin, München (Bayern)	PEMFC	USV, bis 4 kW _{el}
Riesaeer Brennstoffzellentechnik GmbH	Glaubitz (Sachsen)	PEMFC	Stationäre KWK, bis 5 kW _{el}
Rittal GmbH	Herborn (Hessen)	PEMFC	USV, bis 7,5 kW _{el}
SFC Energy AG	Brunnthal (Bayern)	DMFC	Batterielader, bis ca. 100 W
Siemens AG	München (Bayern), Hamburg	PEMFC, SOFC	Unterseeboote bis ca. 300 kW Kraftwerke bis mehrere MW
Truma GmbH	Putzbrunn (Bayern)	PEMFC	Batterielader, bis 250 W _{el}
UBZM GmbH	Ulm (Baden-Württemberg)	PEMFC, DMFC	APU, USV, Stationäre KWK bis 5 kW
Vaillant GmbH	Remscheid (Nordrhein-Westfalen)	PEMFC, SOFC, HT-PEMFC	Stationäre KWK, ca. 1 kW _{el}
Volkswagen AG	Wolfsburg (Niedersachsen)	PEMFC	Fahrzeugsysteme
Zebotec GmbH	Konstanz (Baden-Württemberg)	PEMFC	USV, Antriebe

Tabelle 4-3: In der Systementwicklung tätige Unternehmen in Deutschland (Beispiele).

Kapitel 4

Die baden-württembergischen Forschungseinrichtungen DLR (Stuttgart), FhG ISE (Freiburg) und ZSW (Ulm) besitzen langjährige Erfahrung in der Entwicklung und dem Bau von PEMFC- und DMFC-Brennstoffzellensystemen. SOFC-Kompetenz besitzen das DLR und das KIT (Karlsruhe).

Weitere Forschungseinrichtungen in Baden-Württemberg, die im Bereich der Brennstoffzellensysteme aktiv sind, sind das IBZ der Hochschule Esslingen, das ISYS, das IRS und das ITW der Universität Stuttgart. Baden-württembergischen Firmen, die in die Entwicklung von Brennstoffzellensystemen einsteigen wollen, wird empfohlen, dafür das Wissen und die Erfahrung der erwähnten Forschungseinrichtungen zu nutzen.

4.2.3 FORSCHUNGS- UND HANDLUNGSBEDARF

Brennstoffzellensysteme haben ihre Tauglichkeit für den Einsatz im Automobilbereich und bei Industriefahrzeugen, als Klein-, Groß- und Blockheizkraftwerke, als netzunabhängige Stromversorgungen, als Notstromversorgungen und als Batterieladegeräte vielfach bewiesen. Der Wirkungsgrad von Brennstoffzellensystemen ist meist (deutlich) höher als der Wirkungsgrad konventioneller Systeme mit Verbrennungsgeneratoren, die Emissionen von Schadstoffen und Lärm geringer. Außerdem werden langfristig geringere Wartungs- und Instandhaltungskosten erwartet. Die Gründe, warum sich Brennstoffzellensysteme bisher nicht durchgesetzt haben, sind hauptsächlich

- die hohen Kosten der Brennstoffzellenstacks aufgrund der kleinen Stückzahlen und der noch nicht etablierten Zulieferindustrie.
- Probleme bei der Beschaffung bestimmter Systembauteile und deren hohe Kosten bei kleinen Stückzahlen.
- Fehlende Richtlinien für die einfache Zulassung von Brennstoffzellensystemen.

STACKKOSTEN REDUZIEREN

Die Entwicklung und die Produktionstechnologie von Brennstoffzellenstacks und Stackkomponenten erfordert hohe Anfangsinvestitionen. Neben der Kostenreduktion durch Stückzahlerhöhung wird weitere (Verbund-)Forschung zur Produktionstechnik mit intensiver Beteiligung kleiner und mittelständischer Unternehmen benötigt.

LÜCKEN BEI SYSTEMBAUTEILEN SCHLIESSEN

Die Realisierung kompakter, leichter und kostengünstiger Brennstoffzellensysteme scheitert oft daran, dass geeignete Systembauteile nicht auf dem Markt verfügbar und die Entwicklungskosten bei kleinen Stückzahlen zu hoch sind.

- Dringend erforderlich ist die Entwicklung von effizienten, leichten und in Großserie produzierbaren Luftkompressoren und Hochdruckgebläsen in verschiedenen Leistungsbereichen für Brennstoffzellensysteme > 3 kW elektrischer Leistung.
- Großer Bedarf besteht an geeigneten Pumpen für die Anodenrezirkulation.
- Wünschenswert wären günstige, zertifizierte Sensoren für brennbare Gase (H_2 , CO).

Auf die 700 bar Wasserstofftanks entfällt ein großer Teil der Kosten eines Fahrzeug-Brennstoffzellensystems. Da die 700 bar Technik relativ neu und komplex ist und es weltweit kaum Hersteller dafür gibt, wird empfohlen, die Entwicklung dieser Technik in Baden-Württemberg anzustoßen und entsprechende Entwicklungsarbeiten zu fördern. Kostengünstige 700 bar Tanks könnten außerdem die Basis für eine neue Wasserstofflogistik sein.

WASSERSTOFF UND METHANOL ALS KRAFTSTOFFE KLASSIFIZIEREN

Wasserstoff und Methanol sind noch immer nicht als reguläre Kraftstoffe bzw. Brennstoffe klassifiziert. Das führt zu erheblichen Schwierigkeiten im Umgang mit und bei der Zulassung von Brennstoffzellensystemen. Eine entsprechende Klassifizierung von Wasserstoff und Methanol als reguläre Brennstoffe bzw. Kraftstoffe sowie die Bereitstellung von Leitfäden für die Zulassung wasserstoff- bzw. methanolbetriebener Systeme würde bestehende Markthemmnisse abbauen.

BZ-TECHNOLOGIE DEMONSTRIEREN

Die Brennstoffzellentechnologie braucht zur Marktvorbereitung und zur Markteinführung Demonstrationsprojekte mit zukunftsweisendem Charakter unter Beachtung der Bürgerpartizipation.

4.2.4 AKTEURE AUS FORSCHUNG UND INDUSTRIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Im Folgenden werden für die Brennstoffzellentechnologie die bestehenden Akteure in den Bereichen Forschung und Industrie in Baden-Württemberg dargestellt. Eine Einteilung erfolgt nach Technologiefeldern, deren Abdeckung über eine farbige Skala angezeigt werden soll. Diese Skala stellt eine qualitative Bewertung dar und beinhaltet Kriterien wie Anzahl und Bedeutung der Unternehmen sowie technologische Kompetenzen.

Farbzuordnung in den Tabellen	
Gute Abdeckung	Geringe Abdeckung
Mittlere Abdeckung	Kritische Abdeckung

Die Zusammenstellung basiert auf intensiven Recherchen, trotzdem erhebt diese Auswahl keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Eine Darstellung ausnahmslos aller Akteure ist nicht darstellbar. Genannte Firmen sind daher immer als Beispiele zu verstehen.

Die kommerzielle Entwicklung von **AFC-** und **PAFC-**Stacks und -Systemen spielt in Deutschland keine Rolle mehr.

Die kommerzielle Entwicklung von **MCFC-**Stacks und -Systemen wurde in Deutschland nur von der MTU betrieben und 2011 beendet. Die Technologie soll mit dem Fraunhofer-Institut für keramische Sintertechnologien (IKTS) und mit der Firma Fuel Cell Energy, dem ursprünglichen Lizenzgeber von MTU, gemeinschaftlich weitergetragen werden.

SOFC-Stacks und -Systeme werden weltweit nur in geringen Stückzahlen hergestellt, allerdings mit steigender Tendenz. Die Komponenten- und Systemkompetenz liegt oft bei den Stackherstellern. Komponenten für SOFC-Stacks werden in Deutschland z.B. von CeramTec (BW), Kerafol oder H.C. Starck produziert, SOFC-Stacks und/oder SOFC-Systeme werden z.B. von ElringKlinger (BW), eZelleron, New Enerday, Staxera oder Siemens entwickelt. SOFC-Forschung wird in Deutschland z.B. am DLR (BW), KIT (BW) und IKTS (Dresden) betrieben.

PEMFC-, HT-PEMFC- und **DMFC-**Stacks werden in weit größeren Stückzahlen hergestellt, ebenfalls mit steigender Tendenz.

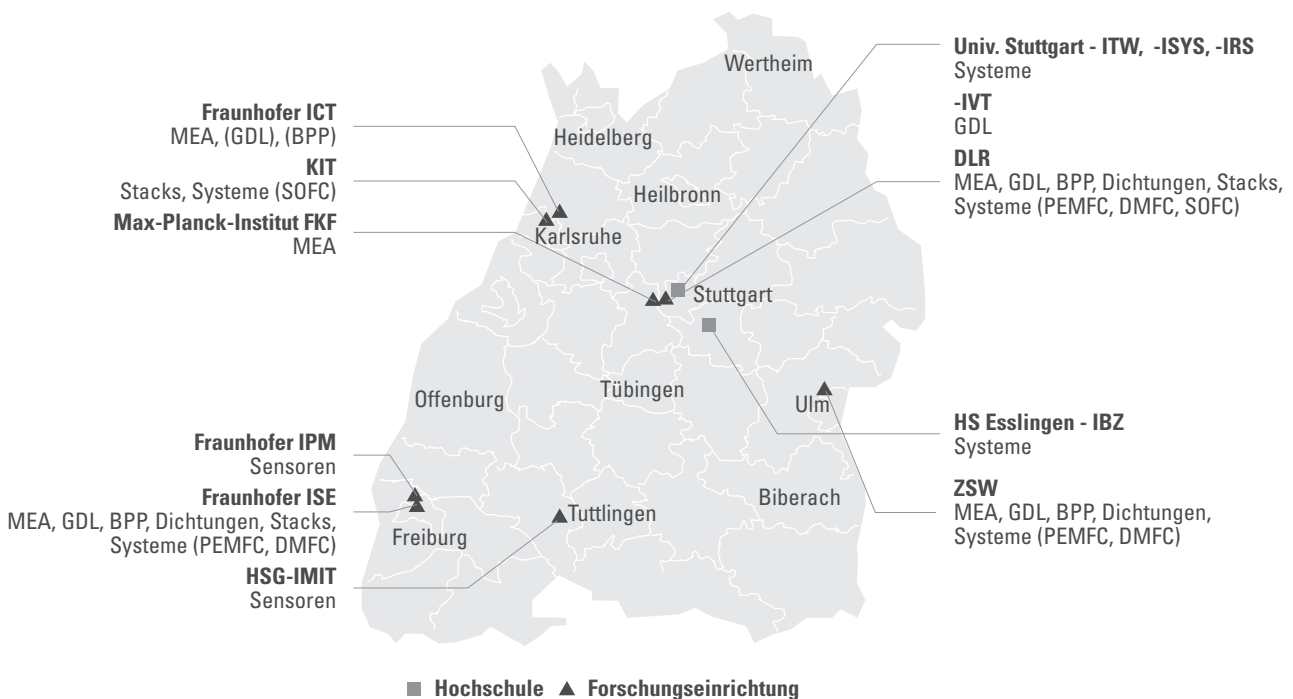


Abbildung 4.27: Übersicht Forschungseinrichtungen im Bereich Brennstoffzellen in BW. Eigene Darstellung.

Kapitel 4

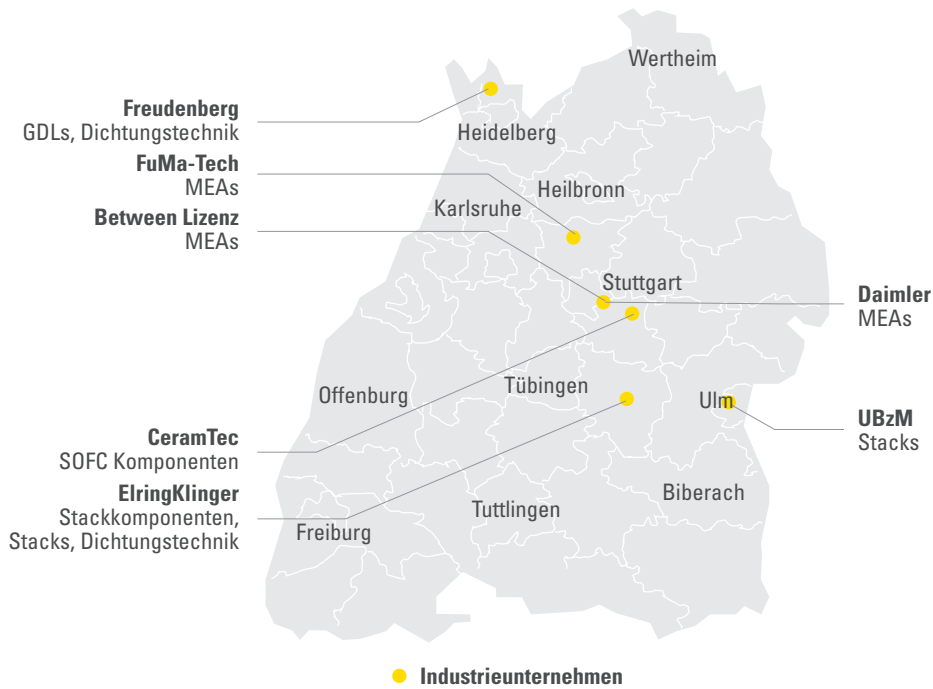


Abbildung 4.28: Übersicht Unternehmen im Bereich Brennstoffzellenstacks in BW. Eigene Darstellung.

	Unternehmen in Baden-Württemberg	Forschung in Baden-Württemberg	Kompetenz für Neuentwicklung	Untern. in Deutschl.
BZ-Stacks	ElringKlinger, UBzM	ZSW, ISE, DLR, KIT		12 - 15
Stackkomponenten				
MEA	FuMA-Tech, Daimler, Between Lizenz GmbH	ICVT, ZSW, ISE, DLR, MPI-FKF, ICT	Membran-Technologie	6 - 10
GDL	Freudenberg KG	ITV, ZSW, ISE, DLR, ICT	Vliesstoff oder Filterhersteller	3
BPP	ElringKlinger AG	ZSW, ISE, DLR, ICT	Faserverbundwerkstoffe, Spritzguss	5
Dichtungen	ElringKlinger AG, Freudenberg KG	ZSW, ISE, DLR	Dichtungstechnik	viele
Endplatten	künftige Serienfertigung ist durch viele metall- und kunststoffverarbeitende Betriebe in Baden-Württemberg möglich			

Tabelle 4.4: Abdeckung des Bereichs BZ-Stacks und Stackkomponenten von Unternehmen und Forschungseinrichtungen in Baden-Württemberg (und in D). Eigene Darstellung.

Im Anhang werden im Rahmen des Leitfadens zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie weitere wichtige nationale und baden-württembergische Akteure, Agenturen und Organisationen aus dem Themenumfeld Brennstoffzelle angeführt und vorgestellt.

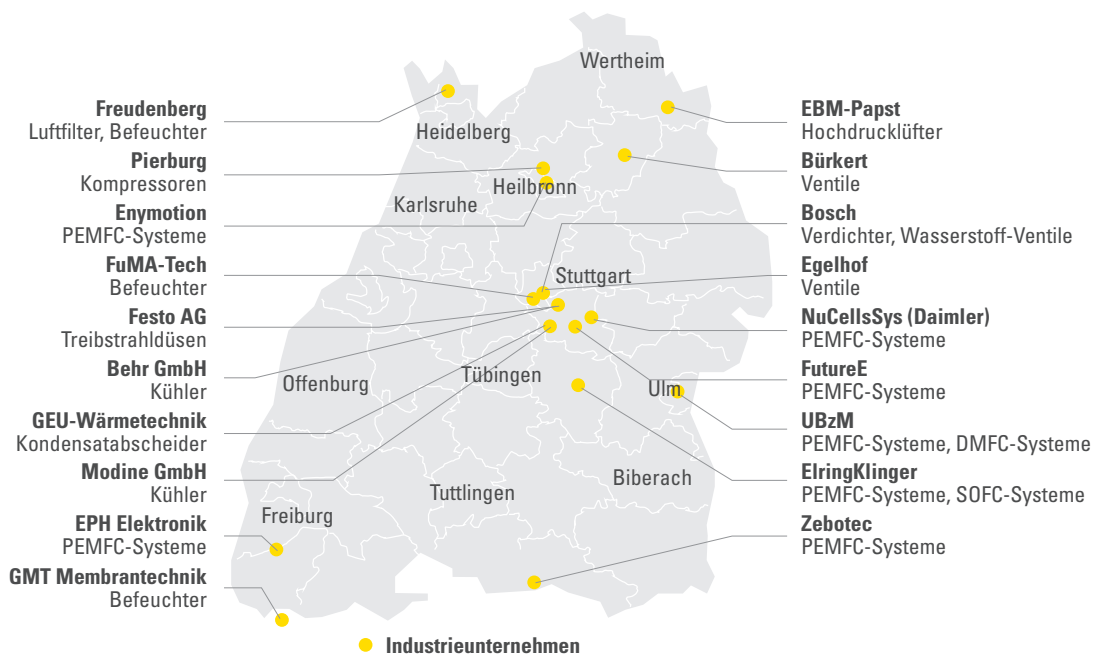


Abbildung 4.29: Übersicht Unternehmen im Bereich Brennstoffzellensysteme in BW. Eigene Darstellung.

Systeme	8 Unternehmen in BW: Audi, ElringKlinger, Enymotion, EPH, FutureE, NuCellSys (Daimler), UBzM, Zebotec. 6 Forschungseinrichtungen in BW: ZSW, ISE, DLR, KIT, Uni Stuttgart, HS Esslingen
Systembauteile	
Sensoren	Breite Zuliefererindustrie für Temperatur-, Druck-, Flussensoren. Keine günstigen, robusten Feuchtesensoren Keine günstigen, zertifizierten Gaswarnsensoren.
Ventile	Breite Zuliefererindustrie für Standardventile. Für 700 bar H ₂ nur 1 Anbieter in Deutschland: GSR Ventiltechnik in Nordrhein-Westfalen
Druckregler	Genügend Zuliefererindustrie für Standard-Druckregler. Für 700 bar H ₂ kein Anbieter in Deutschland.
Wärmetauscher, Kühler	Standardbauteile
Befeuchter (HME)	Weltweit nur wenige Anbieter. In Deutschland Freudenberg KG (BW), FuMA-Tech GmbH (BW+Saarland), Formrapid GmbH (Saarland)
Luftfilter	Keine günstigen Luftfilter für Stickoxide, SO ₂ , ungesättigte Kohlenwasserstoffe.
Kühlmittelpumpen	Sind erhältlich, aber i.a. nicht gewichts- und effizienzoptimiert, teilweise Probleme wegen deionisiertem Kühlmittel (aggressiv).
Ventilatoren, Lüfter	Standardbauteile
Rezirkulationspumpen	Erhältliche Pumpen sind zu schwer und zu ineffizient.
Vakuumsaugdüsen	(als passive Rezirkulationspumpen) Standardbauteile
Luftkompressoren	Für BZ-Systeme < 3 kW gibt es geeignete Pumpen, diese kommen aber fast alle aus Asien (Linearpumpen) Für BZ-Systeme > 3 kW sind die erhältlichen Pumpen zu schwer und zu ineffizient (vor allem für mobile und automotiv Anwendungen)
H₂-Tanks	Stahlflaschen bis 350 bar (Typ1) sind Standard. Für 700 bar Tanks Typ3/4 gibt es keine Hersteller in Deutschland

Tabelle 4.5: Abdeckung des Bereichs BZ-Systeme und Systembauteile von Unternehmen und Forschungseinrichtungen in Baden-Württemberg (und in D). Eigene Darstellung.

Kapitel 5

PERSPEKTIVEN FÜR WASSERSTOFF UND BRENNSTOFFZELLEN – POTENZIALE FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG

Wasserstoff als chemischer Energieträger und die Brennstoffzelle als effizienter Energiewandler werden bereits in einer Vielzahl von Anwendungsgebieten eingesetzt. Auch wenn die Wachstumspotenziale heutiger Anwendungen gegenwärtig noch eher begrenzt sind, zum Beispiel von Wasserstoff in der chemischen Industrie, oder sich auf Spezialanwendungen, wie zum Beispiel die Raumfahrt, beschränken, zeichnen sich bereits sehr vielversprechende Zukunftsmärkte ab. Größte Treiber für die Entwicklung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien stellen der globale Klimaschutz und die zunehmende fossile Ressourcenverknappung dar, die eine Transformation des gesamten Energiesystems mit Fokus auf Energieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energien erforderlich machen.

Die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie kann in allen Energiesektoren - Verkehr, Wärme und Stromerzeugung - einen signifikanten Beitrag zu dieser Transformation leisten. Durch die zukünftig sowohl weltweit als auch in Deutschland steigende Nachfrage an diesen Technologien ergeben sich erhebliche Umsatz- und Beschäftigungspotenziale. Dies bietet nicht nur Chancen für Branchenneulinge, sondern darüber hinaus auch für in diesem Bereich bereits tätige Unternehmen in Baden-Württemberg. Denn die Analyse der Wertschöpfungsketten hat gezeigt, dass in Baden-Württemberg neben einer ausgezeichneten Forschungslandschaft auch in der Industrie bereits wesentliche Kompetenzen für Schlüsselkomponenten und -systeme vorhanden sind. Unternehmen in Baden-Württemberg können deshalb schon jetzt die Grundlagen für eine Beteiligung an dem zukünftig erwarteten starken Marktwachstum legen. Um das große Umsatzpotenzial in Zukunft voll ausschöpfen zu können, müssen die bestehenden Lücken in der Wertschöpfungskette durch bestehende, branchenfremde oder auch ganz neue Unternehmen im Land Stück für Stück geschlossen werden, so dass eine möglichst vollständige Abdeckung der Wertschöpfungskette für Wasserstoffherzeugung und Brennstoffzellensysteme erzielt werden kann.

Um diese Perspektiven für die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie und insbesondere die positiven Auswirkungen für Baden-Württemberg aufzuzeigen, werden im Folgenden die Zukunftsmärkte und deren globale, nationale und regionale Potenziale dargestellt. Daraus werden abschließend entsprechende Umsatz- und Beschäftigungseffekte für Baden-Württemberg abgeleitet.

Die nachfolgend aufgeführten Überlegungen und Berechnungen stellen keine Prognose der zukünftigen Entwicklung dar, sondern sollen die Potenziale für Unternehmen in Baden-Württemberg, welche sich bei verschiedenen möglichen Zukunftsentwicklungen ergeben können, aufzeigen.

5.1 CHANCEN FÜR DEN WIRTSCHAFTSSTANDORT BADEN-WÜRTTEMBERG: ZUKUNFTSMÄRKTE WASSERSTOFF UND BRENNSTOFFZELLEN

Der Einsatz von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien kann wesentlich zur Lösung der klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Herausforderungen (z.B. Versorgungssicherheit) beitragen. Dadurch besteht zukünftig ein erhebliches weltweites Marktpotenzial in der Energiewirtschaft, dem Verkehr und der stationären Energieversorgung.

Wie sehen nun Szenarien für die zukünftige Marktentwicklung in den Sektoren weltweit und für Baden-Württemberg aus? Welche Chancen in Form von Umsatz- und Beschäftigungspotenzialen ergeben sich daraus insbesondere für die zum großen Teil auch stark exportorientierten Unternehmen in Baden-Württemberg?

Um diese Fragen zu beantworten, wird in den folgenden Abschnitten das weltweite und baden-württembergische Umsatz- und Beschäftigungspotenzial, das durch die Herstellung von Elektrolyseuren, Brennstoffzellen und deren Komponenten entsteht, abgeschätzt. Grundlage bilden dafür globale Szenarien sowie Abschätzungen zur lokalen Wasserstoffherzeugung und -verwendung in Baden-Württemberg. Die Bandbreite der möglichen Entwicklung wird durch Verwendung eines Referenz- und eines optimistischen Szenarios illustriert. Im Rahmen dieser Studie wurden keine eigenen Szenarien und Abschätzungen entwickelt, sondern auf bestehende Analysen zurückgegriffen. Zusätzlich getroffene Annahmen werden, soweit möglich, angegeben.

Die Ermittlung der Beschäftigungspotenziale betrachtet ausschließlich Bruttobeschäftigungseffekte, d.h. es wird lediglich die Anzahl der mit der Anlagen- und Komponentenherstellung verbundenen Arbeitsplätze berücksichtigt. Für eine Betrachtung von Nettobeschäftigungspotenzialen müssten Substitutionseffekte wie

z.B. Beschäftigungsänderungen in anderen Branchen oder mögliche Budgeteffekte durch den Einsatz kostspieligerer Technologien berücksichtigt werden, was ggf. in einer weitergehenden Analyse untersucht werden müsste.

Des Weiteren umfassen die Werte nur die direkten (Brutto-)Beschäftigungseffekte bei den Herstellern von Anlagen und Komponenten. Diese Unternehmen beziehen im Rahmen ihrer Tätigkeit Vorleistungen von anderen Unternehmen, welche bei diesen wiederum zu Beschäftigungseffekten führen. Solche indirekten Effekte konnten an dieser Stelle nicht abgeschätzt werden. Auf Grund der engen Lieferverflechtung baden-württembergischer Unternehmen ist allerdings mit nennenswerten indirekten Wirkungen zu rechnen, welche bei einer umfassenden Betrachtung ebenfalls zu berücksichtigen wären²³. In diesem Sinne stellen die vorgelegten Zahlen eine konservative Abschätzung dar.

5.1.1 WASSERSTOFF

5.1.1.1 GLOBALE MÄRKTE

Viele Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle spielen wird. So rechnet [Joest et al. 2009] ab dem Jahr 2020 mit einer intensiven Markteinführung von mit Wasserstoff betriebenen Fahrzeugen in Deutschland. Der steigende Anteil von Wasserstofffahrzeugen im Verkehrssektor erhöht die Wasserstoffproduktion in Deutschland bis zum Jahr 2050 – je nach unterlegtem Szenario von [Joest et al. 2009] – auf ca. 600 - 670 PJ (Primärenergie). Auch [HyWays 2008] sieht auf europäischer Ebene eine zunehmende Bedeutung von Wasserstoff im Energiesystem. So wird erwartet, dass der Schwerpunkt des Wasserstoffeinsatzes im Fahrzeugbereich liegen wird, v.a. für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und Stadtbusse. Neben dem Einsatz im Verkehrssektor kann Wasserstoff als Stromspeicher den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützen. Durch die erst in den letzten Jahren sehr dynamischen Entwicklungen zum Umbau des Energiesystems hat diese Anwendung für Wasserstoff jedoch erst kürzlich Eingang in die Szenarien gefunden [BMU 2010]. In stationären Anwendungen, z.B. in Brennstoffzellen-Heizgeräten, wird meistens eine direkte Wasserstoff-Nutzung lediglich dort gesehen, wo bereits eine entsprechende Infrastruktur

vorhanden ist oder es keine entsprechenden Alternativen gibt, wie z.B. in Inselnetzen oder netzfernen Anwendungen [HyWays 2008].

Um Aussagen zur weltweiten Entwicklung der Wasserstoff-Nachfrage bis zum Jahr 2050 zu treffen, wird die Studie „World Energy Technology Outlook – 2050. WETO H₂“ der Europäischen Kommission [EU 2006] zugrunde gelegt, da diese im Vergleich mit den anderen Studien sehr detaillierte Szenarien für die globale Wasserstoffnachfrage bereitstellt. Sie enthält drei Szenarien zur Entwicklung der globalen Wasserstoffnachfrage, die sich in Annahmen wie z.B. Weltenergiebedarf, Treibhausgasemissionen und Wasserstoffnachfrage unterscheiden.

	Referenz (WETO- H ₂)	Optimistisch (WETO-H ₂ „Carbon Constraint Case“)
Zielvorgaben und Annahmen	<ul style="list-style-type: none"> Wachstum der Weltwirtschaft um das Vierfache bis 2050 CO₂-Emissionen in den Industriestaaten auf dem Niveau von 1990 (oder darunter) 	
	Moderate Klimaschutzpolitik Anstieg des Weltenergiebedarfs und der CO ₂ -Emissionen um einen Faktor >2	Strenge klimapolitische Instrumente Mäßiger Anstieg des Weltenergiebedarfs und der CO ₂ -Emissionen um 25 %
Wasserstoffnachfrage	2020: 81 TWh 2050: 2.800 TWh	2020: 175 TWh 2050: 4.000 TWh
Anteil Elektrolyse und erneuerbare Energien (EE) an der Wasserstoffherzeugung	Elektrolyse EE 2050 (Global): 66 % 55 % 2050 (EU): 88 %	Elektrolyse EE 2050 (Global): 98 % 80 % 2050 (EU): 99 %

Tabelle 5-1: Annahmen und Daten der globalen Szenarien für die Wasserstoffnachfrage. Eigene Darstellung und Annahmen nach [EU 2006].

²³ Bei vergleichbaren Arbeiten zu Beschäftigungseffekten durch Nutzung erneuerbarer Energien liegen die indirekten Beschäftigungseffekte in derselben Höhe wie die direkten Effekte oder sogar darüber [Bickel et al. 2009].

Kapitel 5

Für die nachfolgende Abschätzung der Umsatz- und Beschäftigungspotenziale Baden-Württembergs wurden zwei der drei Szenarien verwendet, die hier kurz dargestellt werden: Das Referenzszenario und der sog. „Carbon Constraint Case“ (optimistisches Szenario) (Siehe Tabelle 5-1). Der „H₂-Case“ wird als zu optimistisch erachtet und deshalb an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt.

Allen Szenarien liegt zugrunde, dass die Weltwirtschaft bis zum Jahr 2050 um das Vierfache wächst. Das Referenzszenario zeichnet sich durch eine moderate Klimaschutzpolitik aus, wobei im optimistischen Szenario strengere Instrumente eingesetzt werden. Während in den Industriestaaten die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 auf das Niveau von 1990 (Referenzszenario) zurückkehren oder sogar noch weiter sinken (optimistisches Szenario), steigen die Treibhausgasemissionen in den Schwellen- und Entwicklungsländern hingegen aufgrund des sich immer mehr angleichenden Wirtschaftsniveaus kontinuierlich an. Die globale Wasserstoffnachfrage steigt ab dem Jahr 2020 in beiden Szenarien signifikant an. Dabei wird der Großteil des Wasserstoffs im Verkehrssektor in Brennstoffzellenantrieben eingesetzt. Dies deckt sich mit den Aussagen von [Joest et al. 2009] und [HyWays 2008]. Die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse wird zukünftig die wichtigste Erzeugungsform darstellen und beträgt im Jahr 2050 66 - 98 %. Die

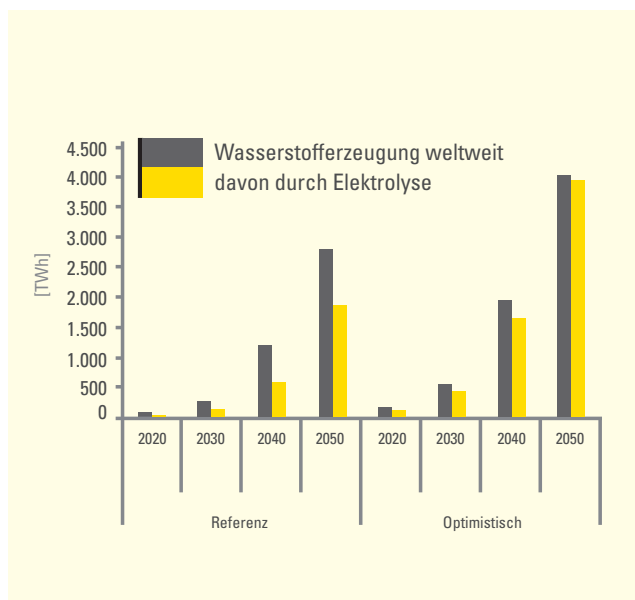


Abbildung 5.1: Weltweite Wasserstoffproduktion, insbesondere durch Elektrolyse im Referenz- und optimistischen Szenario. Eigene Darstellung nach [EU 2006].

erneuerbaren Energien haben in beiden Szenarien den größten Anteil daran. Europa nimmt eine Vorreiterrolle in der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse ein. Hier beträgt der Anteil an der gesamten Wasserstoffproduktion im Jahr 2050 88 - 99 %. Für die weitere Betrachtung wird angenommen, dass erneuerbare Energien ausschließlich im Elektrolyseverfahren eingesetzt werden. Vergleiche dazu Tabelle 5-1 und Abbildung 5.1.

»Für die zukünftige Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien sind Elektrolyseverfahren die zentrale Technologie. Die alkalische Elektrolyse hat dabei durchaus ihre Berechtigung auch in Zukunft, vor allem für sehr große Leistungsklassen. Die PEM-Elektrolyse ist eine junge Technologie mit großem Entwicklungspotenzial. Zukünftig werden wir wahrscheinlich einen Mix beider Technologien sehen. Die Wasserstoffproduktion aus Biomasse wird nur eine untergeordnete Rolle spielen.«

Dr. Tom Smolinka (Fraunhofer ISE)

5.1.1.2 MARKTENTWICKLUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Für Deutschland und Baden-Württemberg gelten die gleichen Annahmen und Voraussetzungen für den Einsatz von Wasserstoff wie in den globalen Szenarien dargestellt.

- Hauptanwendungsgebiete für Wasserstoff: Verkehr und Stromspeicherung. In stationären Anwendungen wird Wasserstoff nicht direkt verwendet.
- Die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien erfolgt ausschließlich mittels Elektrolyse.

Für die Entwicklung der Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland werden ebenfalls zwei Szenarien aufgespannt: ein Referenzszenario und ein hinsichtlich der Wasserstoffmenge optimistischeres Szenario. Das Referenzszenario orientiert sich am Basisszenario A der Leitstudie 2010 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), das unter anderem den zukünftigen Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2050 abschätzt. Wasserstoff wird dort lediglich in Brennstoffzellenfahr-

zeugen eingesetzt [BMU 2010]. Im optimistischen Szenario wird von einer höheren Durchdringung von Wasserstoff im Verkehrssektor ausgegangen. Gleichzeitig wird Wasserstoff als Stromspeichertechnik zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energiequellen eingesetzt.

Die Szenarien für Baden-Württemberg werden aus den Daten für Deutschland abgeleitet. Dies erfolgt anhand des Endenergieanteils, den der baden-württembergische Verkehrssektor am gesamtdeutschen Verkehrssektor hat. Der Bestand von Brennstoffzellen-PKW macht somit etwa ein Viertel des Gesamtbestands von PKW aus (siehe auch Kapitel 5.1.2.2). Da der baden-württembergische Anteil am deutschen Endenergieverbrauch konstant bei knapp 14 % (2009) gehalten wird, gleicht der Verlauf in Baden-Württemberg der bundesweiten Entwicklung.

Mit den zu Grunde gelegten Annahmen steigt der Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor bis zum Jahr 2050 je nach Szenario auf 76 - 172 TWh in Deutschland und auf 10 - 21 TWh in Baden-Württemberg. Siehe dazu auch Kapitel 5.1.2.

Zur Zwischenspeicherung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen wird, vor allem zum Ausgleich der Windenergie, Wasserstoff verstärkt ab ca. 2025 genutzt und zwar in einem Umfang von bis zu 23 TWh (63 PJ) im Jahr 2050 [BMU 2010]. Wegen Nichtverfügbarkeit von geeigneten unterirdischen Kavernenspeichern wird diese Form der Wasserstoffnutzung nicht in Baden-Württemberg, sondern vorrangig in Norddeutschland umgesetzt. Die Speicherung von Wasserstoff kann in Baden-Württemberg in dezentralen Anlagen in kleineren Mengen erfolgen. Diese werden voraussichtlich vorwiegend in die Infrastruktur des Verkehrssektors integriert werden. Es ist damit zu rechnen, dass Anlagen zur reinen Zwischenspeicherung von Strom in Baden-Württemberg nur vereinzelt installiert werden.

5.1.1.3 WASSERSTOFFERZEUGUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Wasserstoff leistet den größtmöglichen Beitrag zum Klimaschutz und zur Transformation des Energiesystems, wenn er regenerativ erzeugt wird. Die Verfahren zur Wasserstoffherzeugung aus Biomasse befinden sich, wie in Kapitel 3 und 4 erläutert, noch im Forschungsstadium. Es ist davon auszugehen, dass diese in den nächsten Jahren so weit entwickelt werden können, dass ein kommerzieller Einsatz denkbar ist. Allerdings ist die Biomasse als vielseitiger kohlenstoffhaltiger Energieträger auch in den Bereichen Strom, Wärme sowie zur direkten Nutzung im Verkehrssektor einsetzbar²⁴. Um Nutzungskonkurrenzen der Biomasse nicht weiter zu verschärfen, sollte der Fokus deshalb auf der Wasserstoffherzeugung per Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien liegen. Aus diesem Grund wird im Folgenden angenommen, dass Wasserstoff vor allem durch Elektrolyse aus erneuerbarem Wind- und Photovoltaikstrom erzeugt wird. Dies eröffnet für Baden-Württemberg die Möglichkeit lokaler Wertschöpfung durch dezentrale oder auch zentrale Elektrolyseanlagen, die an eine entsprechende Infrastruktur angeschlossen sind.

Damit Wasserstoff als erneuerbarer Energieträger angesehen werden kann, müssen zusätzliche Windenergie- und Photovoltaik-

	Referenz (BMU Leitstudie 2010 - Basisszenario A)	Optimistisch (Eigene Abschätzung auf Basis Leitstudie 2010 - Szenario A)
Zielvorgaben und Annahmen	<ul style="list-style-type: none"> Reduktion der CO₂-Emissionen um mind. 85 % bis 2050 Anteil EE am Bruttostromverbrauch: mind. 86 % Kein Einsatz von Wasserstoff in stationären Anwendungen 	
	Wasserstoff nur im Verkehr	Wasserstoff im Verkehr und als Stromspeicher
Wasserstoffbedarf für Verkehr (PKW + LNF) in Deutschland & Baden-Württemberg	D: 0,3 TWh (2020) 76 TWh (2050) BW: 0,03 TWh (2020) 10,4 TWh (2050)	D: 0,8 TWh (2020) 172 TWh (2050) BW: 0,1 TWh (2020) 21 TWh (2050)
Wasserstoffbedarf für Stromspeicherung in Deutschland	-	23 TWh

Tabelle 5-2: Annahmen und Daten der Szenarien für Wasserstoff in Deutschland und Baden-Württemberg. Eigene Darstellung nach [BMU 2010].

²⁴ Biomasse kann darüber hinaus auch zur stofflichen Nutzung eingesetzt werden.

Kapitel 5

Anlagen gebaut werden. In Zukunft ist zwar damit zu rechnen, dass zu gewissen Zeiten Stromüberschüsse in Baden-Württemberg vorhanden sind und zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden können, allerdings könnte dieser Strom alternativ exportiert bzw. gespeichert und später zum bilanziellen Ausgleich wieder importiert bzw. genutzt werden. Um die Klimaschutzziele einzuhalten und gleichzeitig den zusätzlichen Wasserstoffbedarf für den Verkehr decken zu können, müssen daher in jedem Fall explizit Stromerzeugungskapazitäten für die Wasserstoffproduktion installiert werden. Dass es sich bei der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektrolyseanlagen langfristig um eine substanzielle Größenordnung handelt, wird bereits im Referenzszenario deutlich. Insgesamt werden im Jahr 2050 zusätzlich bis zu 13,5 TWh elektrische Energie für diesen Zweck benötigt. Zum Vergleich: die gesamte Stromerzeugung soll laut dem aktuellen Gutachten zur Vorbereitung des Klimaschutzgesetzes [ZSW 2011] in Baden-Württemberg im Jahr 2050 bei ca. 57 TWh liegen, davon stammen knapp 35 TWh aus Windenergie und Photovoltaik.

Das maximale Erzeugungspotenzial für Windenergie und Photovoltaik liegt in Baden-Württemberg bei rund 60 TWh/Jahr²⁵. Im Referenzszenario kann der zusätzliche Bedarf durch die Wasserstoffnachfrage mit baden-württembergischen Wind- und PV-Potenzialen gedeckt werden. Dazu sind jedoch sehr große Anstrengungen beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. Im optimistischen Szenario werden bis zu 27,3 TWh zusätzliche elektrische Energie aus regenerativen Quellen benötigt. Dieser Bedarf übersteigt allerdings die abgeschätzten Potenziale der Windenergie und Photovoltaik. Soll das Wasserstoffszenario umgesetzt werden, sind verstärkt Energieimporte (entweder in Form von Strom zur Elektrolyse oder direkt als Wasserstoff) aus anderen Bundesländern oder Nachbarländern notwendig. Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass hierbei noch kein Bedarf für Wasserstoff in stationären Anwendungen mit eingerechnet ist.

5.1.1.4 UMSATZ UND BESCHÄFTIGUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Nach der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage in den globalen Szenarien wird für den durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoff (1.850 TWh - 3.930 TWh) im Jahr 2050 eine installierte Kapazität von

»Die künftigen Speicheraufgaben werden stark regional geprägt sein. Während Norddeutschland seine natürlichen Ressourcen der On- und Offshore-Windenergienutzung und der ausgedehnten Salzlagerstätten zur Wasserstoff-Großspeicherung nutzen kann, wird Süddeutschland eher die Photovoltaik nutzen und dezentrale Wasserstoffspeichertechnologien in Verbindung mit der Kraftstoffbereitstellung einsetzen. Aus „Tankstellen“ könnten künftig also „Energistellen“ werden.«

Dr. Ulrich Büniger (LBST)

etwa 350 GW - 750 GW benötigt²⁶. Für die Kostenentwicklung von Elektrolyseuren wird eine für vergleichbare Industrieprozesse typische Lernrate von 10 - 15 % unterlegt. Die derzeitigen Anlagenkosten wurden aus Angaben von [Smolinka et al. 2010] und [Wenske 2010] abgeschätzt und ein Kostenstartwert für Elektrolyseure von 1.100 €/kW angenommen. Zusätzlich berücksichtigt werden müssen durch den Verschleiß von Komponenten erforderliche Ersatzinvestitionen. Hierfür wird durch den zunehmenden technischen Fortschritt eine über die Zeit ansteigende Lebensdauer von Elektrolyseanlagen unterstellt. Eine Aufteilung der Umsatzpotenziale der verschiedenen Industriezweige erfolgt anhand der Komponentengruppen Stack, Systemperipherie und Leistungselektronik. Die Kostenaufteilung der verschiedenen Komponenten einer Elektrolyse-Anlage wurde nach [Smolinka et al. 2010; NREL 2008] sowie internen Abschätzungen (vgl. auch Kapitel 4, Angaben zur Kostenstruktur) vorgenommen. Den größten Anteil hat demnach die Systemperipherie.

Das weltweite Umsatzpotenzial steigt unter den angenommenen Rahmenbedingungen im Referenzszenario von 640 Mio. € im Jahr 2020 auf ca. 2 Mrd. € im Jahr 2030 und auf 12,7 Mrd. € bis zum Jahr 2050 sowie im optimistischen Szenario von 2,3 Mrd. € im Jahr 2020 auf 3,9 Mrd. € im Jahr 2030 und auf 18,9 Mrd. € bis zum Jahr 2050 an.

Zur Illustration unterschiedlicher Entwicklungen werden die Weltmarktanteile baden-württembergischer Unternehmen für Elektrolyseure bzw. deren Komponenten anhand einer verhaltenen und

²⁵ Der Wert basiert auf den Potenzialen des Klimaschutzkonzepts 2020plus [UMBW 2011], wurde aber konservativer abgeschätzt, da für die Photovoltaik ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 20 % (statt 30 %) angenommen wurde.

²⁶ Zur Ermittlung der installierten Leistung wurden Werte zur Jahresnutzungsdauer und zum Wirkungsgrad der Elektrolyseure aus [Smolinka et al. 2010] sowie eigene Abschätzungen verwendet.

einer ambitionierten Exportentwicklung variiert. In beiden Fällen wird davon ausgegangen, dass die relativen Anteile Baden-Württembergs aufgrund des wachsenden Marktvolumens im Laufe der Zeit abnehmen werden, die Umsatzpotenziale in absoluten Zahlen jedoch weiter ansteigen. Während die verhaltene Variante eher konservative Weltmarktanteile des Landes unterstellt, wurde im ambitionierten Fall von doppelt so hohen Anteilen ausgegangen. Die ambitionierte Exportentwicklung kann von den baden-württembergischen Unternehmen vor allem dann erreicht werden, wenn sie langfristig die Technologieführerschaft im Bereich Elektrolyse erringen. Abbildung 5.2 zeigt das Umsatzpotenzial in Baden-Württemberg durch die Produktion von Elektrolyseuren bzw. deren Komponenten im Referenzszenario. Unter Berücksichtigung des entsprechenden Exportanteils kann Baden-Württemberg demnach einen Umsatz von 32 - 64 Mio. € im Jahr 2020 erzielen. Im Jahr 2030 kann ein Umsatz von 90 - 179 Mio. € erzielt werden, der bis zum Jahr 2050 auf 456 - 912 Mio. € steigt. Zusätzliches Potenzial ergibt sich durch den Umsatz durch Wartung und Betrieb (O&M BW) von in Baden-Württemberg installierten Elektrolyseuren. Unter der Annahme, dass die zugehörigen Arbeiten von Unternehmen in Baden-Württemberg ausgeführt werden, wächst der entsprechende Umsatz von 0,1 Mio. € im Jahr 2020 auf 27 Mio. € bis zum Jahr 2050. Im optimistischen Szenario steigt das Umsatzpotenzial je nach Export-

entwicklung auf 116 - 231 Mio. € im Jahr 2020. Im Jahr 2030 kann ein Umsatz von 174 - 348 Mio. € erzielt werden, der bis zum Jahr 2050 auf 735 - 1.415 Mio. € steigen kann und damit deutlich höher als im Referenzszenario liegt²⁷. Es wird deutlich, dass für Baden-Württemberg vor allem die Komponentengruppen Systemperipherie und Leistungselektronik zukünftig eine wichtige Rolle spielen können. Die Umsätze aus Wartung und Betrieb sind für Baden-Württemberg auch eine wichtige Größe, da diese unabhängig von der Weltmarktentwicklung und damit von den Exporten sind. Zudem können Unternehmen in diesen Bereichen hohe Gewinne erzielen.

Aus dem Umsatzpotenzial für Baden-Württemberg lassen sich nun anhand spezifischer Arbeitskoeffizienten (Euro je Vollzeitbeschäftigtem) der relevanten Industriezweige das Beschäftigungspotenzial Baden-Württembergs durch die Produktion von Elektrolyseuren und deren Komponenten ableiten. Der für die Herstellung von Elektrolyseuren und deren Komponenten angesetzte durchschnittliche Arbeitskoeffizient beträgt etwa 220.000 Euro je Vollzeitbeschäftigtem²⁸. Zur Berücksichtigung zunehmender Arbeitsproduktivität wurde eine Steigerung um durchschnittlich 0,5 % pro Jahr angesetzt. Das Beschäftigungspotenzial für Baden-Württemberg bewegt sich im Referenzszenario je nach unterstellter Exportentwicklung von 140 - 280 Vollzeitbeschäftigten im Jahr 2020 bis 370 - 740 Vollzeitbeschäftigte im Jahr 2030. Im Jahr 2050 besteht ein Beschäftigungspotenzial in Höhe von 1.700 - 3.400 Vollzeitbeschäftigten (vgl. Abbildung 5.3). Im optimistischen Szenario wächst das jeweilige Beschäftigungspotenzial von 500 - 1.000 Vollzeitbeschäftigten im Jahr 2020 auf 2.500 - 5.100 Vollzeitbeschäftigte im Jahr 2050.

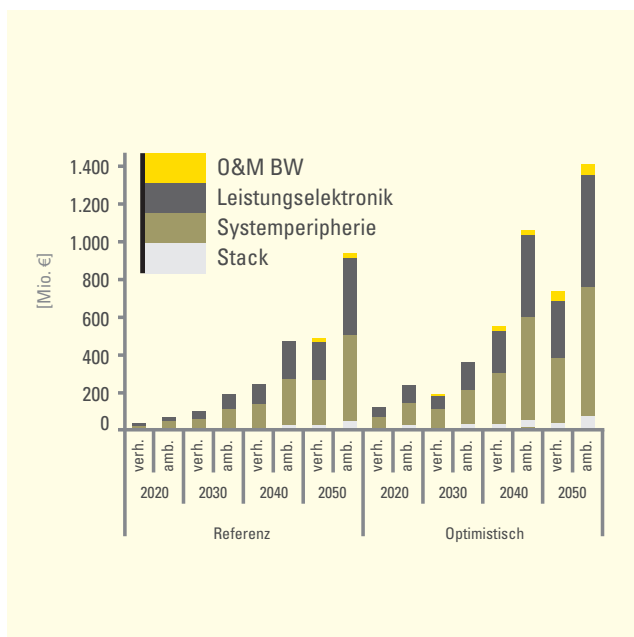


Abbildung 5.2: Umsatzpotenzial in Baden-Württemberg durch die globale Nachfrage an Elektrolyseuren. Eigene Berechnungen.

»Weltweit und insbesondere auch in Deutschland hat die Industrie einen enormen Entwicklungsbedarf für Elektrolyseure. Für Deutschland bestehen mit dem elektrochemischen und Ingenieur-Know-how gute Möglichkeiten sich einen großen Marktanteil zu sichern.«

Prof. Dr. Jürgen Garcke (FC BAT)

²⁷ Werte jeweils einschließlich Wartung und Betrieb (O&M BW).

²⁸ Für die Berechnung wurden aus der amtlichen Statistik des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg die Arbeitskoeffizienten der Wirtschaftszweige „Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen (WZ-Nummer 26)“, „Herstellung von elektrischen Ausrüstungen (WZ-Nummer 27)“ und „Maschinenbau (WZ-Nummer 28)“ ermittelt. Zusätzlich wurde der Beschäftigungsumfang berücksichtigt, um die Anzahl von Vollzeitäquivalenten bzw. Vollzeitbeschäftigten auszuweisen [StaLaBW 2011], [StaBA 2008].

Kapitel 5

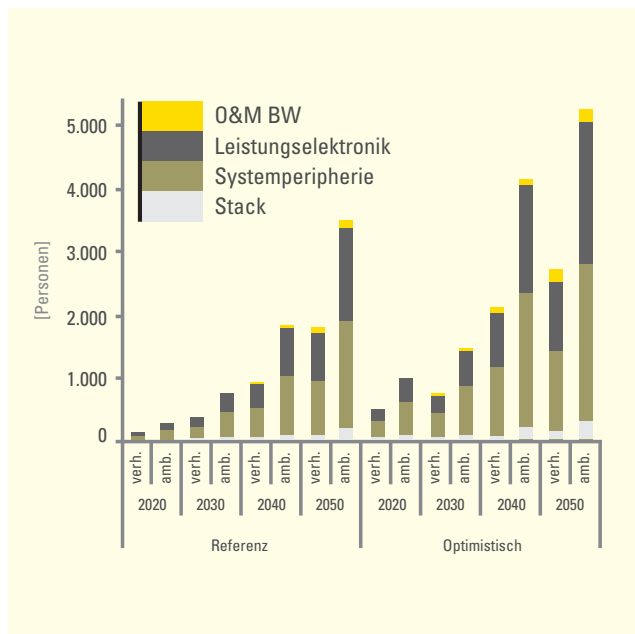


Abbildung 5.3: Beschäftigungspotenzial in Baden-Württemberg durch die globale Nachfrage an Elektrolyseuren. Eigene Berechnungen.

5.1.2 BRENNSTOFFZELLEN FÜR DIE ELEKTROMOBILITÄT

5.1.2.1 GLOBALE MÄRKTE

In der Strukturstudie BW⁶ mobil 2011 [Fraunhofer IAO 2011] wurde die globale Entwicklung der Elektromobilität bis zum Jahr 2020 bereits beschrieben und entsprechende Umsatz- und Beschäftigungseffekte für Baden-Württemberg beziffert. Die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ist im Rahmen der Studie als Teil der Elektromobilität definiert. Die prognostizierte Entwicklung der Elektromobilität orientiert sich an den aktuellen Zielen vieler Staaten, zum Beispiel auch das Ziel von einer Million Elektrofahrzeuge in Deutschland bis zum Jahr 2020 [BReg 2011], die im Rahmen der Nationalen Plattform Elektromobilität durch Plug-In-Hybrid-, Range-Extender- und batterieelektrische Fahrzeuge abgebildet werden [NPE 2011]. Auch wenn Brennstoffzellenfahrzeuge zur Zielerreichung beitragen können, finden sich in der aktuellen öffentlichen und oft auch wissenschaftlichen Diskussion jedoch vorwiegend batterieelektrische und Plug-In-Hybrid-

Fahrzeuge wieder. Vor dem Hintergrund der gemeinsamen Ankündigung führender Industrieunternehmen in der Initiative „H₂ Mobility“, den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur gemeinsam voranzutreiben und gleichzeitig ab 2015 die Kommerzialisierung zu starten²⁹ (Daimler will bereits 2014 mit der Großserienfertigung starten³⁰), wird es entscheidend für baden-württembergische Unternehmen sein, sich bereits in der frühen Phase der Markteinführung an den technologischen Entwicklungen zu beteiligen. Die größten Marktpotenziale ergeben sich dann, so die Einschätzung vieler Prognosen und Szenarien, mit der Marktdurchdringung nach 2020. So gehen die Analysen für Deutschland [Joest et al. 2009], Europa [HyWays 2008; McKinsey et al. 2010 („EU-Coalition Study“)] und Global [IEA 2010] erst im Zeitraum von 2020 bis 2030 von signifikanten Mengenzuwächsen aus. Zudem gibt es außer Japan (2020-2030 Massenmarkt mit 2 Mio. Brennstoffzellenfahrzeugen im Bestand) keinen weiteren Staat, der sich eine (bekannte) konkrete Zielvorgabe für Brennstoffzellenfahrzeuge gesetzt hat.

»Entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit sind die ersten 50.000 - 100.000 Fahrzeuge. Wer das kann, hat einen enormen Vorsprung vor allen anderen. Als bestes Beispiel hat das der Toyota Prius vor 10 Jahren gezeigt. Und das Automobilland Baden-Württemberg kann es sich nicht leisten hinterher zu laufen.«

Prof. Dr. Werner Tillmetz (ZSW)

So unterschiedlich die Abschätzungen für den Markthochlauf und den weiteren Verlauf nach 2020 auch sein mögen, die Tendenz zeigt in dieselbe Richtung. Auch wenn die Kommerzialisierung von Brennstoffzellenfahrzeugen im Jahr 2015 beginnt, liegen die Absatzzahlen für das Jahr 2020 voraussichtlich noch deutlich unter 1 % am gesamten weltweiten Fahrzeugmarkt. Lediglich in einem sehr optimistischen Szenario von HyWays (2008) für Europa befindet sich der Marktanteil durch eine noch frühere Markteinführung und sehr starke politische Unterstützung bereits bei mehr als 5 %. Bis zum Jahr 2050 steigen die Bestandszahlen, mit unterschiedlichen Wachstumsverläufen in den verschiedenen Re-

²⁹ <http://www.now-gmbh.de/de/presse/2009/h2-mobility-gemeinsame-initiative.html>

³⁰ <http://www.spiegel.de/auto/aktuell/0,1518,766256,00.html>

ferenzszenarien, auf einen Anteil von 20 - 35 % an. Optimistische Szenarien gehen bis zu einem Marktanteil von 50 % [McKinsey et al. 2010 („EU-Coalition Study“)] bis 75 % [HyWays 2008; Joest et al. 2009]. Die zukünftige Anwendung von Brennstoffzellenfahrzeugen liegt in allen Szenarien vorrangig im PKW-Sektor und bei leichten Nutzfahrzeugen (LNF), da die Technologie dort ihre Vorteile (hohe Effizienz, Emissionsfreiheit, ausreichende Reichweite, kurze Betankungszeiten) ausspielen kann. Busse mit Brennstoffzellenantrieb sind als frühe Märkte denkbar, werden im Rahmen dieser Studie aber nicht gesondert behandelt und sind zum Teil in den zu Grunde gelegten Analysen bereits enthalten. Für den Schwerlast- und Flugverkehr werden Brennstoffzellenantriebe voraussichtlich zukünftig auf Grund der hohen Anforderungen, insbesondere hinsichtlich der geringen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff und der

erforderlichen langen Reichweiten, nicht zum Einsatz kommen. Ein mögliches Einsatzfeld stellen Hilfsstromaggregate, so genannte Auxiliary Power Units (APU), dar, die im Bereich der speziellen Märkte angesiedelt sind. Für die Abschätzung der Umsatz- und Beschäftigungspotenziale für Baden-Württemberg wird ein Szenario der globalen Entwicklung benötigt. Das einzige verfügbare detaillierte Szenario, das die globale Entwicklung für Brennstoffzellenfahrzeuge aufzeigt, wurde bisher von der Internationalen Energieagentur (IEA) in den „Energy Technology Perspectives“ 2010 entwickelt und wird für die Berechnungen als Grundlage herangezogen. Im so genannten „Blue Map Szenario“ wird ebenfalls von einer deutlich früheren Marktdurchdringung mit batterieelektrischen und Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen ausgegangen, die bereits 2020 einen signifikanten Marktanteil haben werden. Brennstoffzellenfahrzeuge treten erst ab dem Jahr 2030 mit großen Absatzmengen auf (siehe Abbildung 5.4 Referenzszenario). Betrachtet werden zwei Szenarien – ein Referenzszenario und ein hinsichtlich des Absatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen optimistischeres Szenario. Die Daten, die den Szenarien dabei jeweils zu Grunde liegen, sind in Tabelle 5-3 aufgelistet. Damit ergeben sich die in Abbildung 5.4 dargestellten Wachstumskurven für die Entwicklung des weltweiten Jahresabsatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen.

	Referenz (IEA Blue Map)	Optimistisch (Eigene Annahmen auf Basis IEA Blue Map)
Zielvorgaben	<ul style="list-style-type: none"> Reduktion der CO₂-Emissionen (Bezugsjahr 2005) bis 2050 um 50 % zur Erreichung des Zwei-Grad-Ziels Hohe Förderung der Technologien durch politische Rahmenbedingungen Globaler Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2050: 48 % 	
Fahrzeugabsatz PKW 2050	FCEV: 20 % (33 Mio.) (PH)EV: >50 %	FCEV: 40 % (66 Mio.)
Fahrzeugabsatz LNF 2050	FCEV: 20 % (4,9 Mio.) ³²	FCEV: 40 % (9,7 Mio.) ³²
Wasserstoffbedarf³³	PKW: 100 Mtoe ³⁴ (1163 TWh) LNF: 90 Mtoe (1047 TWh)	PKW: 200 Mtoe (2326 TWh) LNF: 180 Mtoe (2094 TWh)

Tabelle 5-3: Annahmen und Daten der globalen Szenarien für Brennstoffzellenfahrzeuge. Eigene Darstellung und Annahmen nach [IEA 2010].³¹

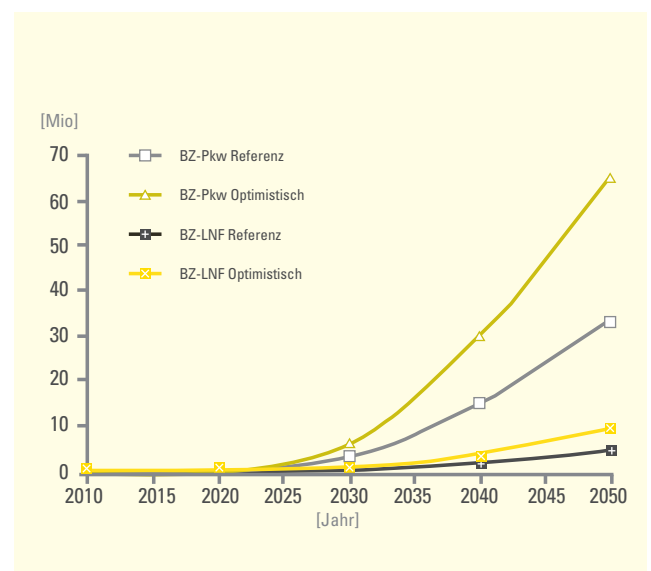


Abbildung 5.4: Entwicklung des jährlichen globalen Absatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen im Referenz- und optimistischen Szenario. Eigene Darstellung und Berechnung nach [IEA 2010].

³¹ LNF = Leichte Nutzfahrzeuge; FCEV = Fuel Cell Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)

³² Angabe der IEA für LNF lediglich Absatz im Jahr 2050 in %. Eigene Annahmen für LNF: Produktionszahlen nach OICA (2011): 14,6 Mio. in 2010, CAGR (=durchschnittliche jährliche Wachstumsrate): 1,5 % bis 2040 und 2 % bis 2050.

³³ Zudem wird in vorliegender Studie davon ausgegangen, dass Brennstoffzellenfahrzeuge ausschließlich mit Wasserstoff betrieben werden.

³⁴ Mtoe = Mio. ton of oil equivalent; 1 Mtoe = 11,63 TWh

Kapitel 5

Das globale Blue Map Szenario der IEA (Referenzszenario) fächert sich nach den Hauptregionen der Welt wie folgt auf:

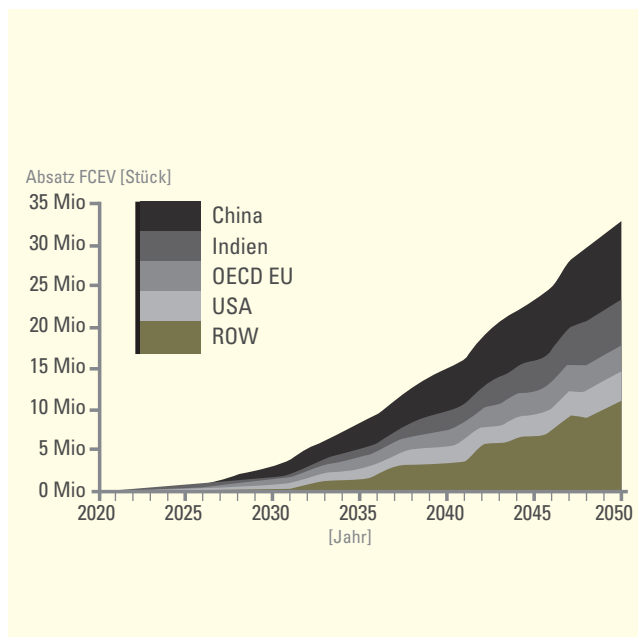


Abbildung 5.5: Fahrzeugabsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen nach Weltregionen. Eigene Darstellung nach [IEA 2010].

Nach Angaben der IEA werden insbesondere China und Indien starke Treiber der weltweiten Marktentwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen sein. Das Potenzial für Europa ist mit einem Absatz von 3,5 Mio. FCEV pro Jahr im Referenz- und 7 Mio. FCEV pro Jahr im optimistischen Szenario vergleichbar mit anderen Abschätzungen. Die „EU-Coalition Study“ [McKinsey et al. 2010] zum Beispiel geht im Referenzfall von ca. 5 Mio. FCEV pro Jahr im

»Während Brennstoffzellen in Bussen bereits mittelfristig Bedeutung erlangen können wird sich die Technologie im PKW-Sektor erst nach 2020 durchsetzen können. Die Konkurrenz zu rein batterieelektrischen Fahrzeugen ist eher nachrangig, die größere Herausforderung besteht, falls sich Range-Extender-Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor etablieren werden.«

Florian Rothfuss (Fraunhofer IAO)

Jahr 2050 aus. Während der Markthochlauf bei der IEA kontinuierlich verläuft, steigt er bei McKinsey bis 2035 jedoch sehr stark auf knapp 4 Mio. FCEV pro Jahr an und geht über in eine Marktsättigung bei 5 Mio. FCEV pro Jahr bis 2050.

5.1.2.2 MARKTENTWICKLUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Für Deutschland und Baden-Württemberg gelten die gleichen Annahmen und Voraussetzungen für den Einsatz von Brennstoffzellen, wie in den globalen Szenarien dargestellt.

Die Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen in Deutschland wird ausgehend von den Szenarien zur Wasserstoffnachfrage nach [BMU 2010] (Kapitel 5.1.1.2) mit entsprechenden Annahmen

	Referenz (BMU Leitstudie 2010 - Basisszenario A)	Optimistisch (Eigene Abschätzung auf Basis BMU 2010 - Szenario A)
Zielvorgaben und Annahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Ca. 20 % der Fahrleistungen in 2050 mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen (PKW & LNF). • Der durchschnittliche Verbrauch sinkt bis 2050 um 20 - 30 %; Die Fahrleistung steigt bis 2050 um ca. 15 - 20 %. • Entwicklung des gesamten PKW-Bestands nach [Joest et al. 2009]. Der Bestand wächst bis 2050 um ca. 12 % im Vergleich zu 2010. • Die Entwicklung des gesamten LNF-Bestands wird mit einer Steigerung um 5 % je Jahrzehnt bis zum Jahr 2030 und ab dann mit 3 % je Jahrzehnt angenommen. Die Steigerung der Fahrzeuganzahl und die Steigerung der Fahrleistung führen dazu, dass die Verkehrsleistung ähnlich ansteigt wie in [OECD/TIF 2011] angegeben. • Keine BZ-Sattelzüge/-Schwerlastverkehr, kein Flugverkehr. 	
Fahrzeugabsatz PKW 2050 in Deutschland und Baden-Württemberg	D: 25 % (720.000) BW: 25 % (ca. 100.000)	D: 50 % (1.4 Mio.) BW: 50 % (ca. 200.000)
Fahrzeugabsatz LNF 2050 in Deutschland und Baden-Württemberg	D: 25 % (38.000) BW: 25 % (4.000)	D: 50 % (115.000) BW: 25 % (14.000)

Tabelle 5-4: Annahmen und Daten der Szenarien für Brennstoffzellen im Verkehr in Deutschland. Eigene Darstellung nach [BMU 2010].

(Tabelle 5-4) zurückgerechnet. Die Szenarien für Baden-Württemberg werden aus den Daten für Deutschland abgeleitet. Dies erfolgt anhand des Endenergieanteils, den der baden-württembergische Verkehrssektor am gesamtdeutschen Verkehrssektor hat. Da der baden-württembergische Anteil konstant bei knapp 14 % (2009) gehalten wird, gleicht der Verlauf in Baden-Württemberg der bundesweiten Entwicklung.

Unter den getroffenen Annahmen können etwa 20 - 45 % des PKW- und LNF-Bestands mit Brennstoffzellen betrieben werden. Wie auch bei den betrachteten globalen Szenarien wird bis zum Jahr 2020 von einer Markteinführungsphase ausgegangen, in der nur relativ geringe Stückzahlen erreicht werden. Zwischen 2020 und 2030 steigt der Absatz an Brennstoffzellenfahrzeugen stark an (Abbildung 5.6), so dass im Jahr 2030 knapp ein bis zwei Mio. Brennstoffzellen-PKW und ca. 50.000 Brennstoffzellen-LNF auf Deutschlands Straßen fahren werden. Das starke Wachstum setzt sich bis 2050 fort, was dazu führt, dass zu diesem Zeitpunkt etwa neun Mio. Brennstoffzellen-PKW und über eine halbe Mio. Brennstoffzellen-LNF in Deutschland zugelassen sein werden. Etwa 25 - 50 % der Neuzulassungen werden im Jahr 2050 demnach Brennstoffzellenfahrzeuge sein.

Eine vergleichbare Absatzentwicklung in Baden-Württemberg (Abbildung 5.7) führt im Jahr 2030 zu einem Fahrzeugbestand von knapp 100.000 bis 175.000 Brennstoffzellen-PKW und -LNF. Dieser steigt bis zum Jahr 2050 auf bis zu über einer Mio. Brennstoffzellen-PKW und -LNF an und führt zu einem Wasserstoffbedarf in Baden-Württemberg zwischen 10 und 21 TWh pro Jahr. Vergleiche dazu auch Kapitel 5.1.1.3.

Auch wenn der Massenmarkt erst im Zeitraum 2020 bis 2030 zu erwarten ist, wird es, wie bereits eingangs erwähnt, entscheidend für baden-württembergische Unternehmen sein, sich bereits in der frühen Phase der Markteinführung an den technologischen Entwicklungen zu beteiligen, um langfristig an den Marktpotenzialen partizipieren zu können. Zudem bestehen für Hochtechnologie-spezialisten bereits jetzt Chancen im Rahmen von Kleinserienfertigungen.

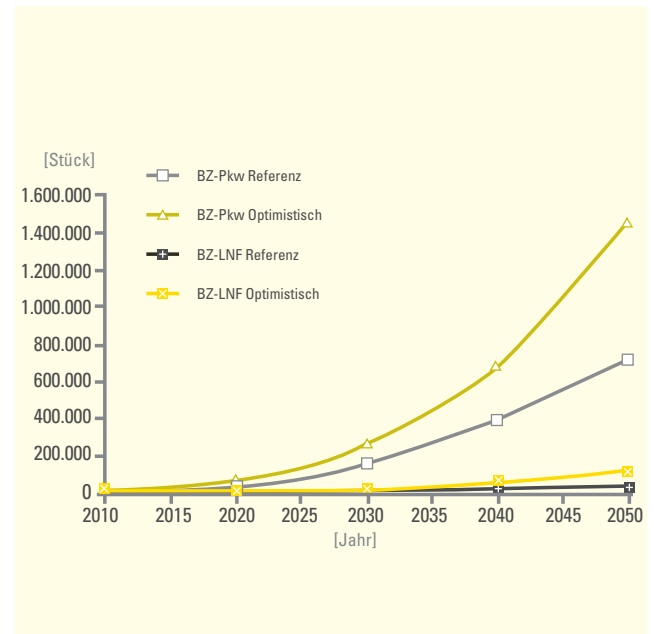


Abbildung 5.6: Entwicklung des Absatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen in Deutschland. Eigene Darstellung nach [BMU 2010].

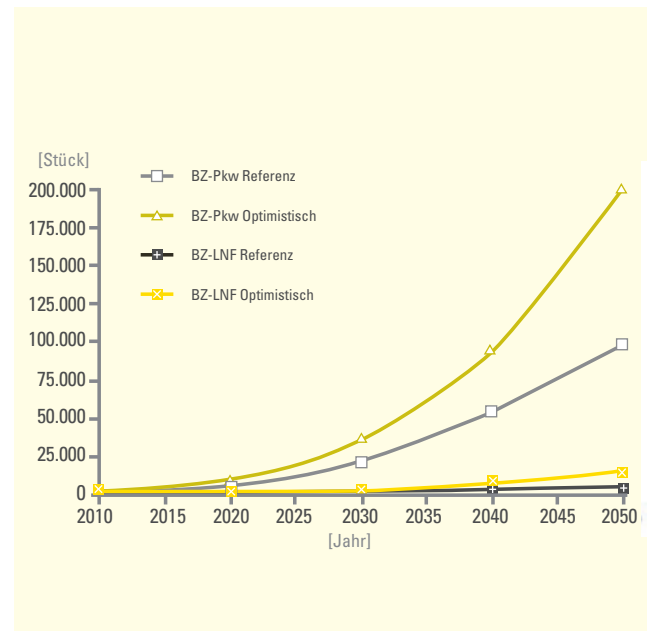


Abbildung 5.7: Entwicklung des Absatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung und Berechnung nach [BMU 2010].

Kapitel 5

5.1.2.3 UMSATZ UND BESCHÄFTIGUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Zur Abschätzung des Umsatzpotenzials für Brennstoffzellen im mobilen Einsatz wurde die Kostenentwicklung der Brennstoffzellensysteme aus Angaben der „EU-Coalition Study“ [McKinsey et al. 2010] zu Grunde gelegt. Demnach fallen die Kosten von Brennstoffzellensystemen für PKW von 81.400 Euro im Jahr 2010 auf etwa 4.300 Euro bis zum Jahr 2050. Der größte Lerneffekt wird dabei zwischen 2010 und 2015 prognostiziert. Erst ab dem Jahr 2020 tritt eine deutlich langsamere Kostendegression ein, was für eine weitere massive Produktionssteigerung spricht. Diese optimistische Kostenprognose kann als kritisch angesehen werden, da ab 2015 zunächst mit dem Markteintritt begonnen wird und deutliche Absatzzahlen erst ab 2020 prognostiziert werden. Um nennenswerte Kostensenkungen zu erzielen, müssen entsprechende Produktionsmengen erreicht werden. Nach Abschätzungen des De-

partment of Energy (DoE) wird die größte Kostensenkung bis zu einer Produktionsmenge von unter 50.000 Stück pro Jahr erzielt [Marcinkoski 2010]. Dieser Kostenverlauf kann natürlich auch mit den zu Grunde gelegten Szenarien nach [IEA 2010] erreicht werden, die Frage ist nur in welchem zeitlichen Rahmen.

Das resultierende weltweite Umsatzpotenzial für Brennstoffzellen in Fahrzeugen wächst von 850 Mio. € im Jahr 2020 auf 173 Mrd. € bis zum Jahr 2050 im Referenzszenario und von 1,7 Mrd. € im Jahr 2020 auf 346 Mrd. € bis zum Jahr 2050 im optimistischen Szenario an. Analog zum Vorgehen im Bereich Wasserstoffnachfrage wird auch im Brennstoffzellenbereich eine verhaltene und eine ambitionierte Exportentwicklung Baden-Württembergs unterlegt, um eine mögliche Bandbreite des Umsatzpotenzials abzubilden. Das Umsatzpotenzial Baden-Württembergs bei mobilen Brennstoffzellensystemen beläuft sich im Referenzszenario demnach auf 43 -

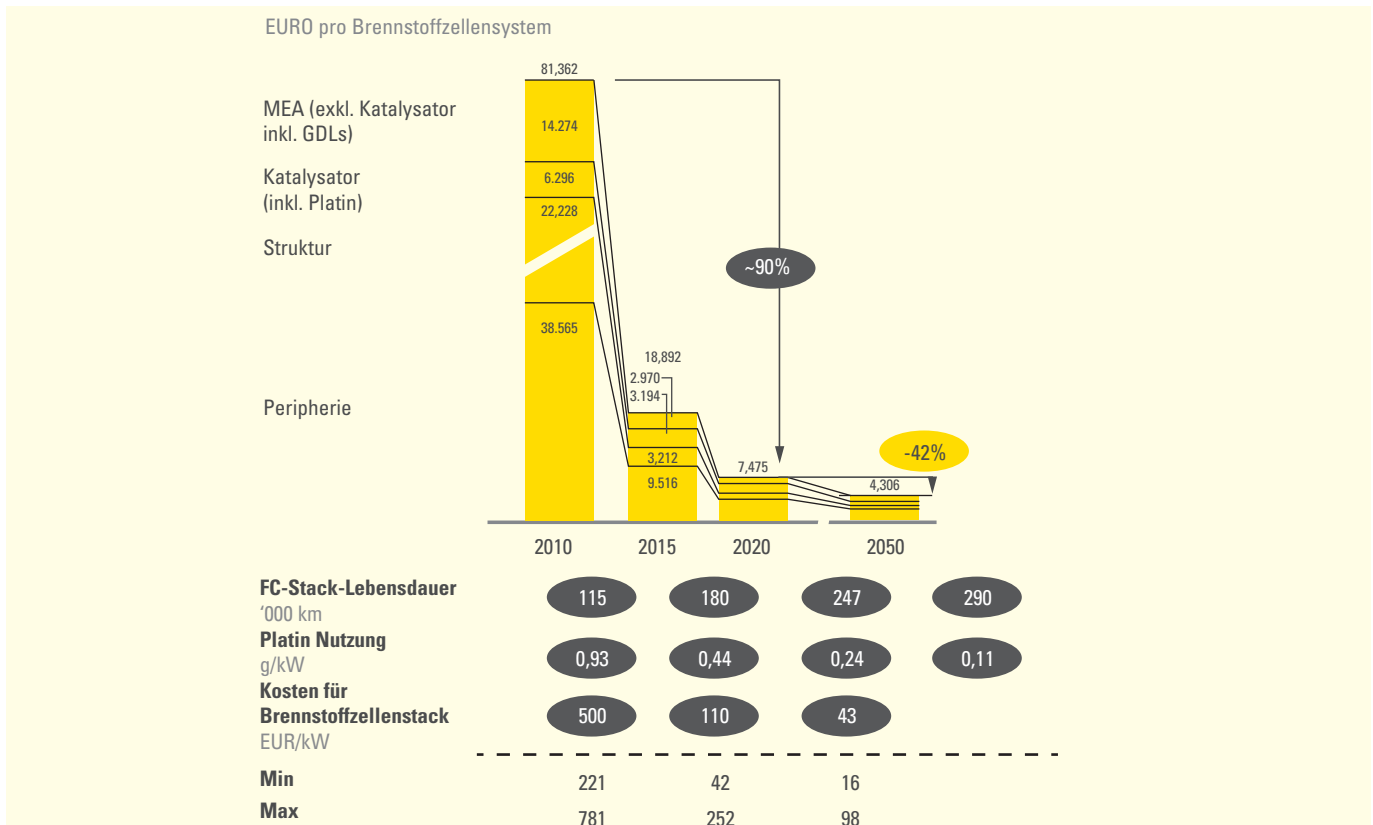


Abbildung 5.8: Kostenentwicklung von Brennstoffzellensystemen und -stacks im Fahrzeugbereich [Eigene Darstellung nach McKinsey et al. 2010 („EU-Coalition Study“)].

85 Mio. € im Jahr 2020 und steigt im Jahr 2030 auf 875 - 1.750 Mio. €. Bis zum Jahr 2050 kann es je nach Weltmarktposition des Landes auf 5,9 - 11,9 Mrd. € steigen. Im optimistischen Szenario wächst das Umsatzpotenzial von 85 -170 Mio. € im Jahr 2020 auf 1,7 - 3,3 Mrd. € im Jahr 2030 an. Bis zum Jahr 2050 steigt das Umsatzpotenzial auf 11,9 - 23,7 Mrd. €. Die Betrachtung nach Komponentengruppen zeigt deutlich, dass vor allem die Komponentengruppe Peripherie für Baden-Württemberg ein großes Umsatzpotenzial birgt, da auf diese ein vergleichsweise großer Kostenanteil entfällt und die erreichbaren Weltmarktanteile höher als bei anderen Komponentengruppen eingeschätzt werden. Abbildung 5.9 fasst die Ergebnisse der Untersuchungen im Fahrzeugbereich zusammen.

Die Beschäftigungspotenziale Baden-Württembergs im mobilen Brennstoffzellensektor wurden analog zur Vorgehensweise in Kapitel 5.1.1.4 auf Grundlage der Arbeitskoeffizienten der jeweiligen Industriezweige ermittelt. Der für die Herstellung von Brennstoffzellen und deren Komponenten im Fahrzeugbereich angesetzte durchschnittliche Arbeitskoeffizient beträgt etwa 212.000 € je Vollzeitbeschäftigtem³⁵. Auch hier wurde eine durchschnittliche Steigerung der Arbeitsproduktivität von 0,5 % pro Jahr unterstellt.

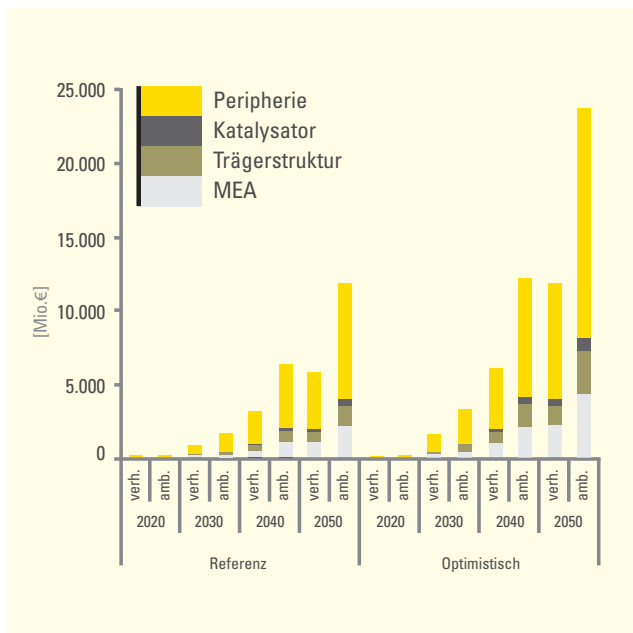


Abbildung 5.9: Umsatzpotenzial in Baden-Württemberg durch die globale Nachfrage an Brennstoffzellen im Mobilitätssektor³⁵. Eigene Berechnungen.

Basierend auf diesen Ausgangsdaten ergibt sich für Baden-Württemberg ein erhebliches Beschäftigungspotenzial. Im Referenzszenario steigt dieses Potenzial je nach Weltmarktanteil von unter 500 Vollzeitäquivalenten im Jahr 2020 auf 4.100 - 7.400 Vollzeitäquivalente im Jahr 2030 und auf 25.200 - 45.200 Vollzeitbeschäftigte bis zum Jahr 2050 an. Im optimistischen Szenario konnte für das Jahr 2050 ein Beschäftigungspotenzial von 45.200 - 90.300 Vollzeitäquivalenten ermittelt werden. Abbildung 5.10 stellt diese Ergebnisse im Überblick dar.

Die erwarteten 25.000 - 90.000 Vollzeitbeschäftigten im Bereich der mobilen Brennstoffzellen im Jahr 2050 können einen wesentlichen Beitrag zur Beschäftigungssteigerung in der Automobilbranche leisten. Zum Vergleich: In der Automobilbranche waren im Jahr 2009 nach [StaLaBW 2011] rund 250.000 Beschäftigte tätig (Wirtschaftssektor „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“). Die identifizierten Potenziale könnten also substanziell zur Zukunftsfähigkeit der Automobilbranche in Baden-Württemberg beitragen, wenn man davon ausgeht, dass Brennstoffzellen eine wichtige Komponente in der Fahrzeugproduktion darstellen.

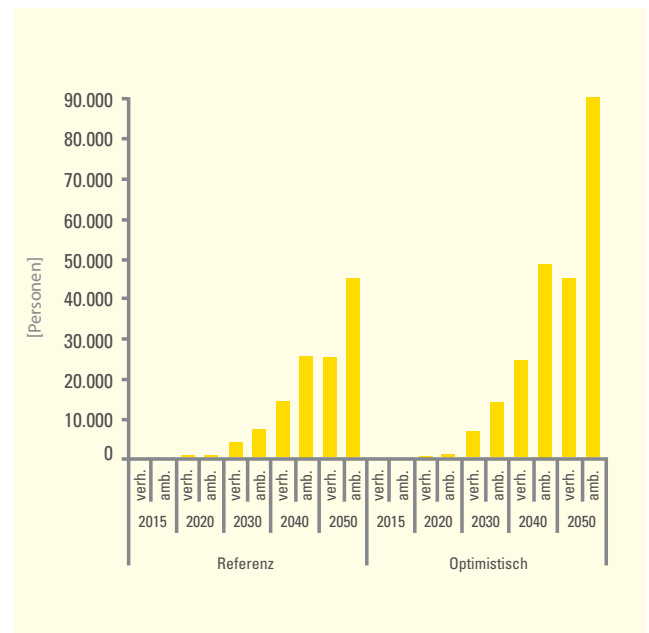


Abbildung 5.10: Beschäftigungspotenzial in Baden-Württemberg durch die globale Nachfrage an Brennstoffzellen im Mobilitätssektor. Eigene Berechnungen.

³⁵ Unter Trägerstruktur werden Komponenten wie z.B. Bipolarplatten und Dichtungen zusammengefasst. Als MEA wird die sog. Elektroden-Membran-Einheit verstanden, vgl. Kapitel 3.

³⁶ Für die Berechnung wurden aus der amtlichen Statistik des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg die Arbeitskoeffizienten der Wirtschaftszweige „Herstellung von chemischen Erzeugnissen (WZ-Nummer 20)“, „Herstellung von Metallerzeugnissen (WZ-Nummer 25)“, „Herstellung von elektrischen Ausrüstungen (WZ-Nummer 27)“ und „Maschinenbau (WZ-Nummer 28)“ ermittelt. Zusätzlich wurde der Beschäftigungsumfang berücksichtigt, um die Anzahl von Vollzeitäquivalenten bzw. Vollzeitbeschäftigten auszuweisen [StaLaBW 2011], [StaBA 2008]. Unterschiede zur Strukturstudie BWe mobil 2011 erklären sich vor allem durch ein stärkeres Gewicht der Komponentenhändler, welche tendenziell niedrigere Arbeitskoeffizienten aufweisen als der eigentliche Automobilsektor.

Kapitel 5

»Baden-Württemberg hat eine starke und leistungsfähige Zuliefererindustrie. Es gibt ein großes Potenzial für Komponenten von Brennstoffzellenfahrzeugen.«

Dr. Jörg Wind (Daimler AG)

5.1.3 BRENNSTOFFZELLEN FÜR DIE STATIONÄRE ENERGIEVERSORGUNG

5.1.3.1 GLOBALE MÄRKTE

Der Einsatz von Brennstoffzellensystemen im stationären Bereich umfasst verschiedenste Anwendungsgebiete. Als effiziente dezentrale Stromerzeugungseinheiten können Brennstoffzellen in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Dies betrifft einerseits insbesondere die Hausenergieversorgung im Leistungsbereich von 1 kW_{el} bis 5 kW_{el} sowie andererseits industrielle Großanlagen von 100 kW_{el} bis zu einigen MW_{el} [NOW 2011]. Im Rahmen dieser Studie werden zudem die frühen bzw. speziellen Märkte nicht separat betrachtet, sondern als Teil der stationären Energieversorgung eingeordnet. Dies trifft nicht für alle Fälle zu, wie die Klassifizierung in Stromversorgung Business, Freizeit und entsprechende Sonderfahrzeuge nach dem nationalen Entwicklungsplan 3.0 [NOW 2011] zeigt. Dies erfolgt auf Grund der langfristig eher untergeordneten Bedeutung des Marktes, womit auch die Komplexität der Studie reduziert werden soll. Die Anwendungen in den frühen Märkten, wie bereits in Kapitel 2 und 3 erläutert und nach Leistungen klassifiziert, haben allerdings insbesondere in der Anfangsphase der Technologieeinführung eine sehr große Bedeutung und unterstützen die Marktentwicklung ganz wesentlich.

Detaillierte Abschätzungen und Szenarien für die Marktentwicklung von stationären Brennstoffzellensystemen konnten innerhalb dieser Studie nicht identifiziert werden. In den einschlägigen Analysen [IEA 2010; HyWays 2008; Joest et al. 2009; WETO 2006] und Programmen [NOW 2011], die sich mit der Thematik befassen, lassen sich jedoch einige gemeinsame Trends herausfiltern. Die erste wichtige Annahme, die auch für die folgenden Betrachtungen übernommen wird, ist die Einschränkung, dass stationäre Brenn-

stoffzellensysteme auch langfristig zum großen Teil mit aus Erdgas reformiertem Wasserstoff betrieben werden. Der Aufbau einer zusätzlichen Wasserstoffinfrastruktur für die Hausenergie und andere stationäre Systeme erscheint aus heutiger Sicht weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll. Das bereits bestehende Erdgasnetz und die direkte Nutzung des Gases in der Brennstoffzelle wird vermutlich der einfachere Weg sein und zeichnet sich auch in den aktuellen Entwicklungen ab. Lediglich die IEA geht in ihrem Blue Map Szenario davon aus, dass Brennstoffzellensysteme stationär mit Wasserstoff betrieben werden, um die Klimaschutzziele erreichen zu können. Leider lässt sich aus den Ausführungen der IEA nicht auf eine Marktentwicklung für Brennstoffzellensysteme schließen. Ausgehend von dem dort und auch in anderen Studien veranschlagten Wasserstoffbedarf kann zudem nur schwer auf einen Bestand an Brennstoffzellensystemen geschlossen werden, denn es bestünde bei dieser Vorgehensweise die Gefahr, erdgasbetriebene Systeme zu vernachlässigen.

Die zweite wichtige Erkenntnis ist, dass die breite Markteinführung innerhalb der nächsten zehn Jahre geplant ist und mit signifikanten Absatzmengen bereits einige Jahre früher als bei Brennstoffzellenfahrzeugen zu rechnen ist. Manche Marktprognosen sehen bereits 2017 weltweit einen Milliardenmarkt [NOW 2011; Pike 2011], der allerdings vor allem durch die frühen Märkte bestimmt ist. Ab dem Jahr 2020 soll die stationäre Energieversorgung ebenfalls einen Volumenmarkt darstellen [Gummert und Schiel 2011; NOW 2011].

Grobe Abschätzungen zu Absatzmengen und langfristigen Potenzialen liefert der VDMA für Deutschland. Im letzten Jahr wurden die Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage [Gummert und Schiel 2011] innerhalb der Brennstoffzellenindustrie vorgestellt. Gemeinsam mit Industrieunternehmen hat der VDMA zudem innerhalb eines Vortrags die Absatzpotenziale für die verschiedenen Marktsegmente grob abgeschätzt [Platthaus et al. 2009]. Beide Datenmengen dienen als Grundlage für die Bestimmung der Umsatz- und Beschäftigungspotenziale Baden-Württembergs und sind in Abbildung 5.11 dargestellt. Daraus wird deutlich, dass bis zum Jahr 2020 der Markthochlauf weltweit mit einem relativ hohen Marktanteil der deutschen Unternehmen erfolgt. Diese Einschätzungen sind durchaus als kritisch zu betrachten. Zum einen ist der hohe

Marktanteil mit zunehmender Marktgröße fraglich, auch wenn viele deutsche Firmen unter den Vorreitern zu finden sind. Zum anderen ist der sehr steile Markthochlauf doch eher als optimistisch einzuschätzen. Allerdings ist dieser als Zielsetzung analog im Nationalen Entwicklungsplan 3.0 des NIP [NOW 2011] angenommen, jedoch nur unter der Voraussetzung eines entsprechenden effektiven Markteinführungsprogramms. Trotz allem können die hier genannten Zahlen eine Einordnung der möglichen Potenziale darstellen, die zeitliche Entwicklung des Marktes kann dabei natürlich unterschiedlich bewertet werden.

»Die Umsätze der Brennstoffzellen-Industrie in Deutschland in den Bereichen Industrieanwendung, Hausenergieversorgung, Bord- oder Notstromversorgung lagen 2010 noch im zweistelligen Millionenbereich. Hersteller aus Deutschland generieren entsprechend einer Industriebefragung von VDMA Brennstoffzellen hohe zweistellige Wachstumsraten. Unter Berücksichtigung des Gesamtmarktes kann allein mit Brennstoffzellen zur Stromerzeugung jenseits des Auto- und Busantriebs bereits in 2011 die 100-Mio.-Euro-Schwelle überschritten werden.«

Johannes Schiel (VDMA Brennstoffzellen)

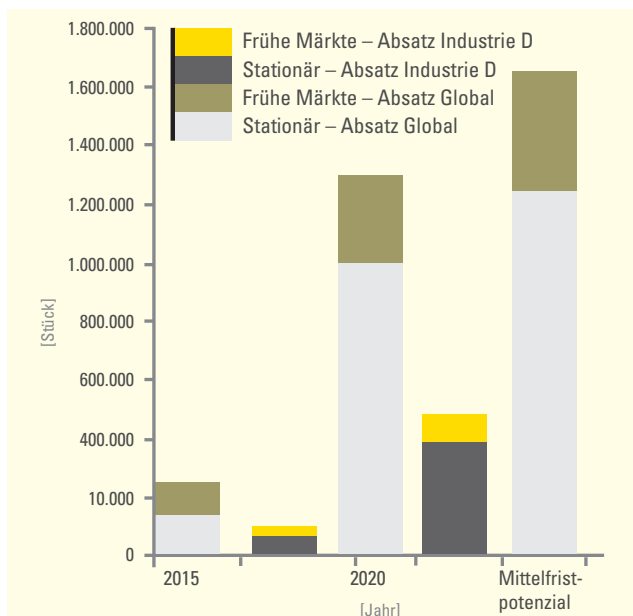


Abbildung 5.11: Absatzentwicklung stationärer Brennstoffzellensysteme inkl. Früher Märkte. Eigene Darstellung nach [Gummert und Schiel 2011; Platthaus et al. 2009].

»Die Automobilbranche ist der Treiber für die Entwicklungen bei der Brennstoffzelle. Die Vergangenheit jedoch hat gezeigt, dass sich viele neue Technologien zuerst in stationären Anwendungen durchgesetzt haben.«

Prof. Dr. Jürgen Garcke (FC BAT)

5.1.3.2 MARKTENTWICKLUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Für Deutschland und Baden-Württemberg gelten die gleichen Annahmen und Voraussetzungen für den Einsatz von Brennstoffzellen wie in den globalen Szenarien dargestellt. Da angenommen wird, dass für stationäre Anwendungen kein Wasserstoff direkt verwendet wird, kann auf Basis der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage nach [BMU 2010] keine Mengenabschätzung stationärer Brennstoffzellensysteme erfolgen. Grundlage bleiben die Zahlen nach [Gummert und Schiel 2011], die die Ergebnisse einer Umfrage in der deutschen Brennstoffzellen-Industrie in Deutschland darstellen. Demnach existiert für Deutschland ein mittel- bis langfristiges Absatzpotenzial von bis zu 250.000 Brennstoffzellenheizgeräten pro Jahr. Die Markteinführung soll bis 2015 erfolgen. Bis zum Jahr 2020 wird bereits ein Jahresabsatz von knapp 70.000 Brennstoffzellengeräten angestrebt. Dieser Zielpfad findet sich so auch im Nationalen Entwicklungsplan 3.0 des NIP wieder und soll durch ein entsprechendes Markteinführungsprogramm unterstützt werden [NOW 2011].

Zur Vorbereitung der Markteinführung von stationären Brennstoffzellenheizgeräten für die Hausenergieversorgung läuft in Deutschland seit 2008 das Leuchtturmprojekt CALLUX³⁷.

Dieses Projekt, an dem drei Hersteller von BZH, fünf Energieversorgungsunternehmen sowie das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung als Koordinator und wissenschaftlicher Begleiter beteiligt sind, wird im Rahmen des NIP gefördert. CALLUX ist ein breit angelegter Feldtest und soll im Kern die Funktionsfähigkeit der Brennstoffzellenheizgeräte demonstrieren und durch Einteilung des insgesamt auf acht Jahre angelegten Projekts in Phasen, die mit Gerätegenerationen und bestimmten technischen

³⁷ www.callux.net

Kapitel 5

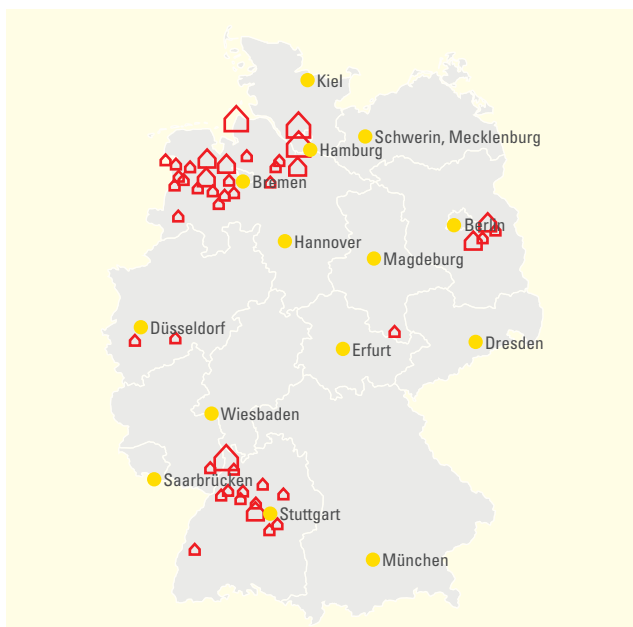


Abbildung 5.12: Landkarte der Anlagen im Callux-Projekt. Eigene Darstellung nach [www.callux.net].

Meilensteinen hinterlegt sind, zur technischen Optimierung der Geräte hin zur Alltagstauglichkeit und Langzeitstabilität führen. Durch eine im Laufe der Projektzeit ansteigende Zahl an Geräten, die produziert und im Feld installiert werden, sollen zudem alle notwendigen Lieferketten aufgebaut werden, die für die Serienproduktion mit Markteinführung ab spätestens 2015 notwendig sind. Insgesamt sollen im Rahmen von CALLUX rund 800 BZH vornehmlich in privaten Haushalten installiert werden, Anfang 2012 waren es bereits ca. 200 Anlagen. Durch die Beteiligung der beiden baden-württembergischen Energieversorgungsunternehmen EnBW und MVV bilden das Land bzw. insbesondere die Regionen Stuttgart und Mannheim zwei wichtige regionale Schwerpunkte des Feldtests (Abbildung 5.12). Im Zuge der begleitenden Presse- und Öffentlichkeitsarbeit – häufig wird in regionalen Medien über neu in Betrieb genommene Feldtestgeräte berichtet – dürfte Callux damit insbesondere in Baden-Württemberg für eine steigende Bekanntheit der Technologie und damit verbunden gute Marktbedingungen für die anschließende Markteinführungsphase sorgen. Inwieweit diese erfolgreich sein wird, wird jedoch aufgrund der bis auf absehbare Zeit vorhandenen Preisdifferenz zwischen BZH

und konventionellen Heizungstechnologien entscheidend davon abhängen, ob ein effektives Markteinführungsinstrument geschaffen werden kann. Laut NEP 3.0 sollen bis 2016 insgesamt knapp 3.000 Brennstoffzellensysteme in stationären Anwendungen im Einsatz sein [NOW 2011].

5.1.3.3 UMSATZ UND BESCHÄFTIGUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Im Gegensatz zum mobilen Einsatz von Brennstoffzellen besteht im stationären Bereich eine frühere Markteinstiegschance für Unternehmen. Hier können bereits ab dem Jahr 2015 nennenswerte Umsätze erzielt werden. Allerdings flacht das Wachstum im Vergleich zum Fahrzeugbereich erheblich früher ab. Die Marktentwicklung der Brennstoffzellentechnologie könnte jedoch für Unternehmen, die frühzeitig in den stationären Brennstoffzellenbereich einsteigen, die Möglichkeit bieten, von dem ab 2020 verstärkten Einsatz von Brennstoffzellen im Fahrzeugbereich vermehrt zu profitieren, sofern sich die entsprechenden Erfahrungen übertragen lassen. Abweichend zu den Potenzialabschätzungen in den vorherigen Kapiteln wird für stationäre Brennstoffzellenanwendungen kein optimistisches Szenario betrachtet. Die unterlegte Kostenentwicklung ist in Tabelle 5-5 dargestellt. Den Annahmen zufolge sinkt der Systempreis von 5.000 €/kW im Jahr 2015 auf mittelfristig (z.B. 2030) nur noch 1.250 €/kW. Gleichzeitig steigt die durchschnittlich abgesetzte Systemgröße (in kW), da stationäre Hausenergie- und Industrieanwendungen gegenüber den frühen Märkten zukünftig noch stärker an Bedeutung gewinnen.

Damit ergibt sich für stationäre Brennstoffzellensysteme ein globales Umsatzpotenzial von 2,5 Mrd. € im Jahr 2015. Dieses wird zukünftig weiter ansteigen und mittelfristig bei einem Wert von etwa 10 Mrd. € liegen. Das stärkste Umsatzwachstum findet in den Jahren zwischen 2015 und 2020 statt, so dass Unternehmen gerade in diesem Zeitraum bereits im stationären Brennstoffzellenmarkt vertreten sein sollten. Für Baden-Württemberg ergibt sich ein beacht-

	2015	2020	Mittelfristig
Kosten €/kW	5.000 €/kW	1.700 €/kW	1.250 €/kW
Durchschnittliche Systemgröße in kW	2 kW	2 kW	5 kW

Tabelle 5-5: Angesetzte Kostenentwicklung sowie durchschnittliche Systemgröße stationärer Brennstoffzellensysteme. Eigene Darstellung nach eigenen Abschätzungen und Angaben von [IEA 2010].

liches Umsatzpotenzial. Unter Berücksichtigung eines verhaltenen sowie eines ambitionierten Weltmarktanteils steigt das Umsatzpotenzial für Baden-Württemberg im stationären Brennstoffzellenbereich von 145 - 290 Mio. € im Jahr 2015 auf bis zu 450 - 900 Mio. € im Mittelfristzenario, wie in Abbildung 5.13 dargestellt.

Für die Abschätzung des Beschäftigungspotenzials im Bereich Produktion stationärer Brennstoffzellensysteme wird auf mit dem mobilen Brennstoffzellenbereich vergleichbare Arbeitskoeffizienten zurückgegriffen. Die Berechnung ergab für Baden-Württemberg ein Beschäftigungspotenzial von 660 - 1.330 Vollzeitäquivalenten im Jahr 2015, das mittelfristig (2030) auf 1.900 - 3.800 Vollzeitäquivalente (Abbildung 5.13) anwächst. Das Beschäftigungspotenzial ist damit größenordnungsmäßig mit dem durch die Produktion von Elektrolyseanlagen bzw. deren Komponenten vergleichbar, folgt allerdings der schnelleren Marktentwicklung.

»Wie immer bei der Erfolgsprognose für innovative Technologien sind viele Aspekte zu beachten. Im Falle der BZH gibt es aber sehr viele positive Zeichen - wir gehen davon aus, dass die BZH ihren Weg machen werden und als eine der hoch-effizienten Lösungen in den Haushalten die Erreichung der europäischen Klimaziele unterstützen.«

Thorsten Wintrich (Vaillant Group)

»Allein in Deutschland kommen jährlich 250.000 Eigenheime für die Umrüstung in Betracht. Die Brennstoffzellenindustrie erkennt das wachsende Potenzial und zieht hier erfreulich mit. Wir rüsten uns für den baldigen Markteinstieg ab 2014.«

Guido Gummert (Baxi Innotech)

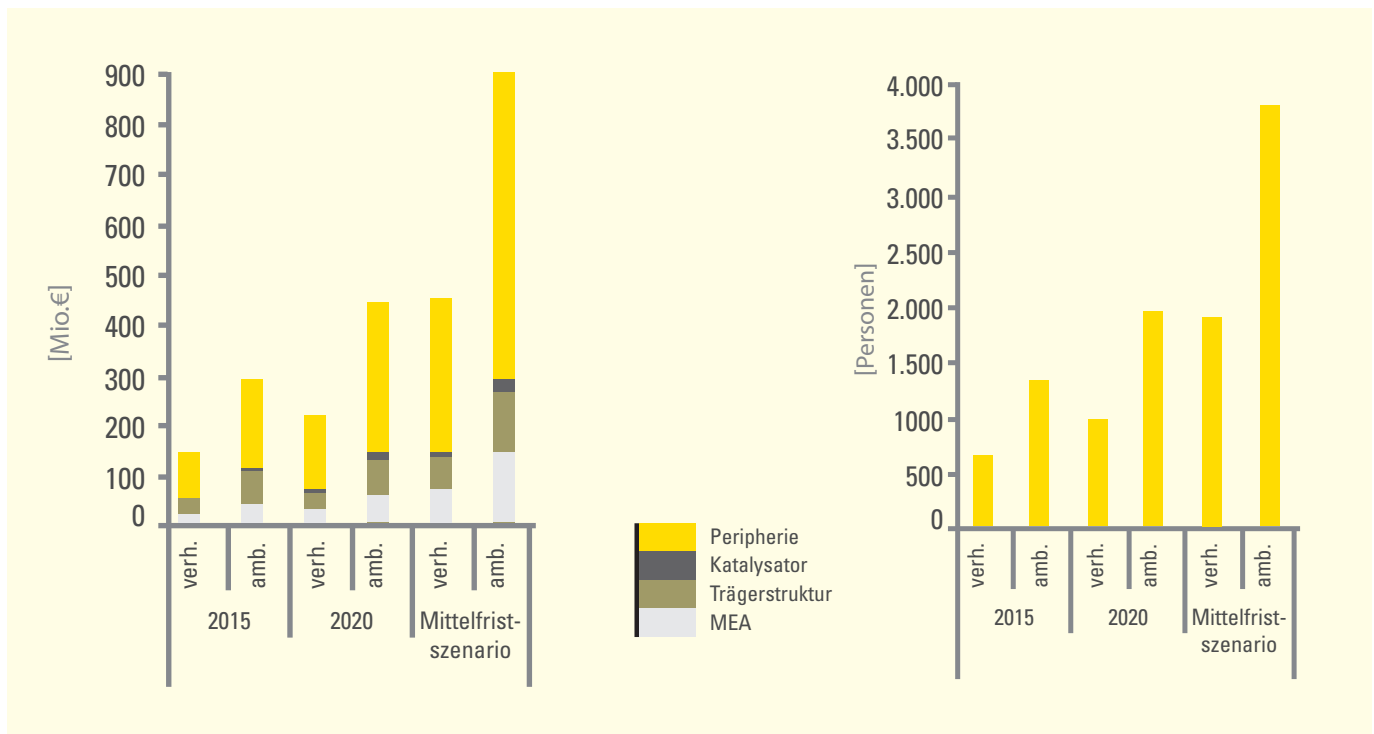


Abbildung 5.13: Umsatz- und Beschäftigungspotenzial in Baden-Württemberg durch die globale Nachfrage an Brennstoffzellen im stationären Sektor. Eigene Berechnungen.

Kapitel 5

»Im Bereich Hausenergie, der Strom- und Wärmeerzeugung mit Brennstoffzellen im Einfamilienhaus, rechnen Hersteller allein für Deutschland mit mindestens 70.000 Brennstoffzellenheizgeräten in 2020. Mit einigen Hundert Megawatt installierter Leistung pro Jahr werden Brennstoffzellen spätestens dann auch in Industrieanwendungen energiewirtschaftlich bedeutend. Die Zahl der heute noch meist kleinen Brennstoffzellensysteme für frühe Märkte steigt von etwa 4.000 Systemen in 2010 auf über knapp 40.000 in 2015 bis etwa 100.000 in immer größeren Leistungsbereichen in 2020 an.«

Johannes Schiel (VDMA Brennstoffzellen)

5.1.4 INFRASTRUKTURAUSBAU IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Entscheidender Erfolgsfaktor für die Brennstoffzelle im Verkehrssektor wird der Aufbau einer flächendeckenden Tankinfrastruktur

sein. Dieser Aspekt wurde im Rahmen dieser Studie nicht tiefergehend analysiert und bedarf einer weiteren wissenschaftlichen Abhandlung. Tillmetz et al. (2009) haben im Auftrag des baden-württembergischen Umweltministeriums bereits einen Vorschlag für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in mehreren Phasen vorgelegt. Im Rahmen eines Fachgesprächs zum "Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Baden-Württemberg" am 07.02.2012 in Stuttgart wurde ein Aufbaukonzept für Tankstellen in Baden-Württemberg vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft vorgestellt (Abbildung 5.14).

Seit 2010 ist Baden-Württemberg, vertreten durch die e-mobil BW GmbH, assoziiertes Mitglied der „Clean Energy Partnership“ (CEP), das große Leuchtturmprojekt im NIP in Deutschland. Innerhalb der CEP wird das Thema Infrastruktur weiter vorangetrieben. Im Folgenden sollen in Baden-Württemberg zunächst Wasserstoff-Tankstellen an neuralgischen Verkehrspunkten bzw. Verkehrsachsen entstehen und eine entsprechende Vernetzung der Brenn-

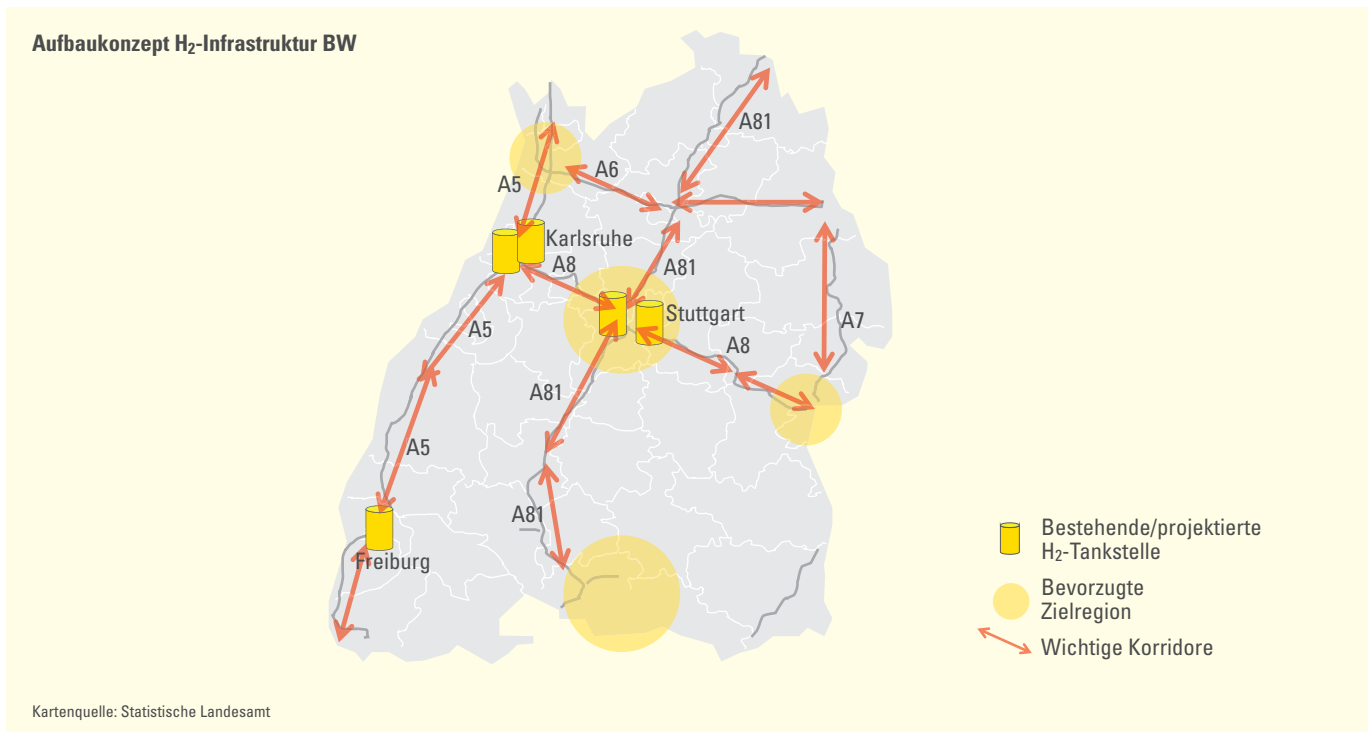


Abbildung 5.14: Vorschlag für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung nach [UMBW 2012].

stoffzellen-Regionen im Land und über die Landesgrenzen hinweg erreichen. Die Wasserstoffherzeugung kann dabei über dezentrale („on-site“) oder zentrale Elektrolyseanlage erfolgen. Ein wichtiger Meilenstein im letzten Jahr war die Ankündigung von Daimler und Linde³⁸, die auch an der Initiative „H₂ Mobility“³⁹ beteiligt sind, deutschlandweit 20 neue Wasserstofftankstellen bis 2015 aufzubauen. Darunter werden voraussichtlich auch weitere Tankstellen in Baden-Württemberg sein. Auch weitere Unternehmen wie z.B. Air Liquide haben entsprechende Initiativen angekündigt. Anfang März 2012 existieren bereits drei Wasserstofftankstellen im Land. Zusätzlich zur bereits seit 2009 bestehenden Tankstelle am Stuttgarter Flughafen wurde im Dezember 2011 eine weitere durch Bundesmittel geförderte Tankstelle der EnBW in Karlsruhe sowie Anfang März 2012 eine durch das Land Baden-Württemberg geförderte Tankstelle mit Elektrolyseur am Fraunhofer ISE in Freiburg eröffnet. Die Initiativen zeigen, dass ein gemeinsamer Marktaufbau der Hersteller von Brennstoffzellenfahrzeugen und der Betreiber von Infrastruktur notwendig ist und bereits erfolgt.

Eine Folge der Transformation des Energiesystems ist die Notwendigkeit Erzeugungsanlagen für regenerativen Wasserstoff zu etablieren. Dafür muss die Technologie, vor allem die verschiedenen Elektrolyseverfahren, in Demonstrationsvorhaben getestet und weiterentwickelt werden. Die Verknüpfung von erneuerbaren Energieanlagen und Elektrolyseuren ist ein dringend notwendiger Schritt und kann zudem die notwendige Verbindung zur Energiewirtschaft herstellen.

Die Landesregierung in Baden-Württemberg hat die Herausforderung erkannt und bereits bis zu vier Mio. Euro in den Aufbau der Infrastruktur investiert.⁴⁰ Neben der Wasserstoff-Energiekette in Freiburg wurde am Karlsruher Institut für Technologie die Errichtung einer Wasserstofftankstelle sowie die Beschaffung von zwei Brennstoffzellenbussen unterstützt. Ferner will die EnBW eine weitere Wasserstofftankstelle mit Elektrolyseur in Stuttgart in Betrieb nehmen. Bis Mitte 2012 werden somit voraussichtlich fünf Wasserstofftankstellen in Betrieb sein (Abbildung 5.14), wovon zwei mit einem Elektrolyseur regenerativ erzeugten Wasserstoff herstellen sollen [UMBW 2012]. Im Rahmen der Landesinitiative Elektromobilität II werden für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur weitere vier Mio. Euro zur Verfügung gestellt. In Zusam-

menarbeit von Wirtschaft, Wissenschaft und öffentlicher Hand soll der Infrastrukturaufbau in den kommenden Jahren deutlich vorangetrieben werden. Diese Entwicklung sollte im Rahmen einer eigenständigen wissenschaftlichen Betrachtung des Infrastrukturaufbaus begleitet werden.

»Als Startpunkt für Brennstoffzellen-Fahrzeuge bieten sich insbesondere Flottenfahrzeuge an. Die Verknüpfung einer lokalen Tankstelleninfrastruktur ermöglicht den strukturierten und definierten Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen mit hohen Fahrleistungen – und das emissionsfrei gerade in Städten!«

Prof. Dr. Werner Tillmetz (ZSW)

»Der Aufbau einer entsprechenden Wasserstoff-Infrastruktur ist eine große Herausforderung. Dieser muss gemeinsam mit dem Markthochlauf für Brennstoffzellen-Fahrzeuge erfolgen. Ein europaweites System ist Voraussetzung für den Erfolg der Technologie im Verkehr.«

Florian Rothfuss (Fraunhofer IAO)

»Daimler hat den Markteintritt von BZ-Fahrzeugen in den nächsten 2-3 Jahren angesetzt, bis dahin muss eine ausreichende Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden. Dazu arbeiten wir unter anderem in der H₂ Mobility Initiative an entsprechenden Konzepten. Darüber hinaus wird Daimler zusammen mit Linde 20 Wasserstofftankstellen in Deutschland aufbauen.«

Dr. Jörg Wind (Daimler AG)

³⁸ Pressemitteilung: Linde und Daimler treiben Infrastrukturaufbau für Brennstoffzellenfahrzeuge weiter voran. Internet: <http://www.daimler.com/dccom/0-5-7153-49-1398845-1-0-0-0-0-0-9293-0-0-0-0-0-0-0.html>

³⁹ Gemeinsame Initiative führender Industrieunternehmen aus den Bereichen Automobil und Gas zum flächendeckenden Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland bis 2020. <http://www.now-gmbh.de/de/presse/2009/h2-mobility-gemeinsame-initiative.html>

⁴⁰ <http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/88929/>

Kapitel 5

5.2 BILANZ UND FAZIT

Der größte Anteil der identifizierten Marktpotenziale entfällt langfristig auf mobile Brennstoffzellensysteme. Entsprechend der betrachteten Szenarien können Brennstoffzellenfahrzeuge langfristig Anteile am Fahrzeugabsatz von 20 - 25 % und nach optimistischen Abschätzungen sogar von mehr als 40 - 50 % erreichen. Während signifikante Absatzmengen für Brennstoffzellenfahrzeuge erst im Zeitraum 2020 - 2030 erwartet werden, ist mit einer zeitigeren Umsatzsteigerung der sog. frühen Märkte und der stationären Energieversorgungssysteme zu rechnen. In diesen Bereichen sind nennenswerte Absatzmengen bereits ab dem Jahr 2015 zu erwarten, bis zum Jahr 2020 soll ein Großteil des jährlichen Absatzpotenzials bereits erschlossen sein. Darüber hinaus wird durch den zunehmenden Ausbau fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung Wasserstoff als Speichermedium große Bedeutung erlangen. Ökonomisch und systemtechnisch notwendig wird saisonaler Speicherbedarf voraussichtlich ab 2025 in Deutschland auftreten. Die Nachfrage nach Elektrolyseuren wird jedoch entsprechend der Entwicklung der Brennstoffzellenfahrzeuge bereits ab 2020 zunehmen und für Baden-Württemberg eine vergleichbare Größenordnung wie der stationäre Brennstoffzellenmarkt besitzen, wenn auch zu einem späteren Zeitpunkt.

Durch die globale Marktentwicklung ergeben sich für Unternehmen in Baden-Württemberg erhebliche Umsatzpotenziale. Diese belaufen sich – je nach betrachtetem Szenario – für Hersteller von Komponenten und Systemen in Summe auf 1,5 - 4,5 Mrd. Euro bereits im Jahr 2030 und steigen getrieben vor allem durch die Elektromobilität auf 6,5 - 25 Mrd. Euro bis zum Jahr 2050. Damit verbunden ist ein erhebliches Beschäftigungspotenzial von ca. 25.000 bis knapp 100.000 Beschäftigten (Vollzeitäquivalente) alleine in Baden-Württemberg. Hierzu kommen noch weitere Beschäftigungseffekte durch den Bezug von Vorleistungen aus dem Land.

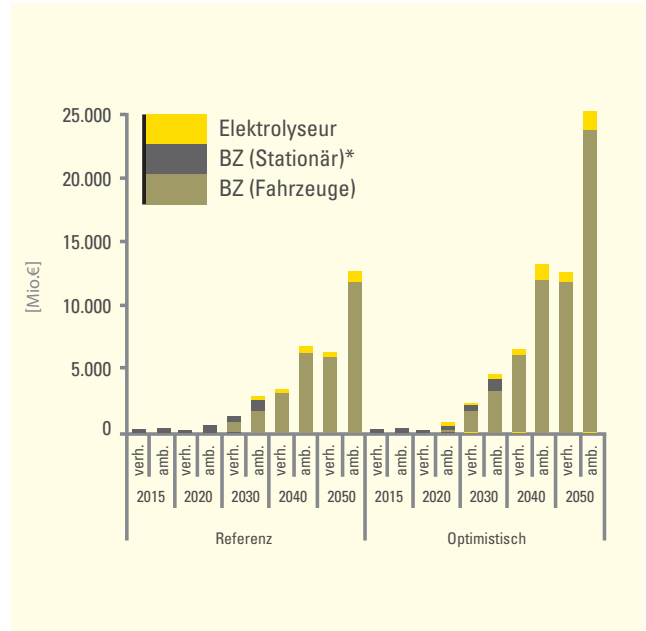


Abbildung 5.15: Umsatzpotenzial für Baden-Württemberg in allen betrachteten Bereichen. Eigene Berechnungen. * Für stationäre Brennstoffzellen wurde nur das Mittelfrist-Potenzial abgeschätzt (siehe Kapitel 5.1.3).

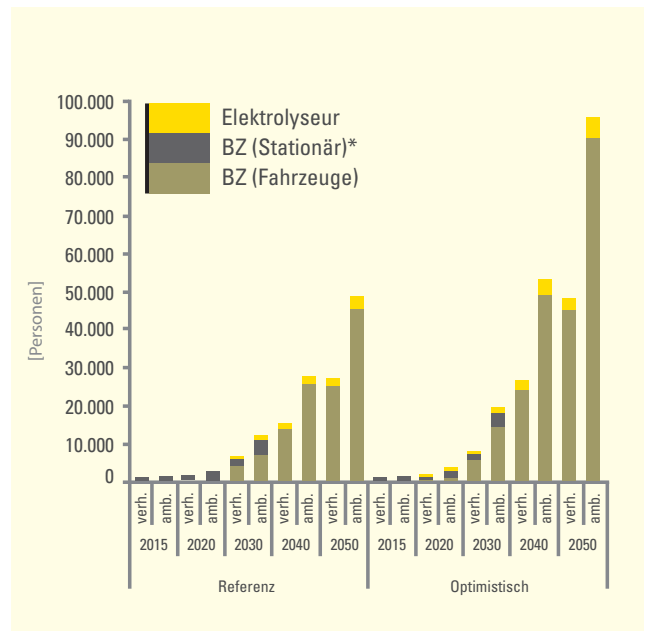


Abbildung 5.16: Beschäftigungspotenzial für Baden-Württemberg in allen betrachteten Bereichen. Eigene Berechnungen. * Für stationäre Brennstoffzellen wurde nur das Mittelfrist-Potenzial abgeschätzt (siehe Kapitel 5.1.3).

Kapitel 6

GESAMTFAZIT DER STUDIE

Der Einsatz der Brennstoffzellentechnologie kann, insbesondere in Verbindung mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff, einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele sowie zur Senkung der Importabhängigkeit bei Energierohstoffen leisten. Dies ist zwar einerseits zu Beginn mit höheren Kosten verbunden, andererseits eröffnen sich beim weltweiten Durchbruch der entsprechenden Technologien große wirtschaftliche Chancen in den Bereichen Elektromobilität, stationäre Energieversorgung und Energiewirtschaft.

Bis zum Jahr 2030 kann über alle Marktsegmente für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien ein jährliches Umsatzpotenzial von bis zu 4,5 Mrd. Euro in Baden-Württemberg entstehen. Langfristig (2050) kann dieses auf bis zu 25 Mrd. Euro anwachsen. Dadurch entsteht ein Beschäftigungspotenzial von knapp 20.000 Beschäftigten bereits bis zum Jahr 2030 und von annähernd 100.000 Beschäftigten im Jahr 2050. Somit bewegen sich die Potenziale langfristig in ähnlichen Größenordnungen wie sie die Schlüsselbranchen des Landes „Maschinenbau“ und „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“ bereits heute aufweisen: Im Jahr 2009 waren im „Maschinenbau“ ca. 350.000 Personen, in der „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“ ca. 250.000 Personen in Baden-Württemberg beschäftigt [StLaBW 2011]. Dies unterstreicht wie wichtig die hier betrachteten neuen Märkte für Baden-Württemberg zukünftig sein werden. Allerdings ergeben sich die identifizierten Potenziale nicht von selbst, sondern erfordern ein frühzeitiges Engagement der in Frage kommenden Unternehmen. Die bereits im Land vorhandenen Kompetenzen bieten einen sehr guten Ausgangspunkt, zusätzlich gilt es aber, die noch bestehenden Lücken in der Wertschöpfungskette zu schließen, um die Potenziale möglichst umfassend heben zu können.

Forschung und Industrie in Baden-Württemberg besitzen bereits sehr hohe technische Kompetenz und internationale Wettbewerbsfähigkeit. Den Unternehmen bieten sich daher beträchtliche Chancen an den neu entstehenden Wertschöpfungsketten auf den zukünftigen Märkten zu partizipieren. Um die Wettbewerbsfähigkeit der regionalen Unternehmen zu sichern, ist die Weiterentwicklung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie erforderlich. Dadurch werden nicht nur die technischen Eigenschaften verbessert, sondern auch wettbewerbsfähige Kosten der Techno-

logien erreicht. Dabei ist die erfolgreiche Entwicklung der frühen Brennstoffzellenmärkte von großer Bedeutung für den Erfolg der Brennstoffzellenindustrie. Zum einen erlauben diese Anwendungen Erfahrungen mit Brennstoffzellensystemen zu sammeln, die in die Gesamtentwicklung eingehen können. Zum anderen kann der Erfolg der frühen Anwendungen zu einer wachsenden Akzeptanz dieser Technologie beitragen. Die kostengünstige Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ist für die Erschließung der Marktpotenziale unabdingbar, die Weiterentwicklung der entsprechenden Herstellungsverfahren die entsprechende Voraussetzung. Ziel sollte die Demonstration und Erprobung von Wasserstofferzeugungsverfahren in Verknüpfung mit erneuerbaren Energieträgern sein. Damit eng verbunden ist der Aufbau einer geeigneten flächendeckenden Wasserstoff-Infrastruktur. Hierzu engagiert sich das Land Baden-Württemberg über die Maßnahmen der NOW hinaus in substantiellem Maße. Hierzu zählt insbesondere auch der rechtzeitige Ausbau der zur Wasserstofferzeugung benötigten regenerativen Stromerzeugungskapazitäten in Form von Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Um die größtmöglichen Potenziale für Baden-Württemberg zu heben, ist eine möglichst breite und tiefe Abdeckung der Wertschöpfungskette notwendig. Noch vorhandene Kompetenzlücken müssen daher geschlossen werden. Zur Unterstützung der Industrie wurde daher ein Orientierungsinstrument in Form eines Leitfadens entwickelt. Dieser soll dazu beitragen, Unternehmen den Einstieg in die betrachteten Zukunftsfelder zu erleichtern.

LITERATURVERZEICHNIS

Althaus, W.; Urban, W. (2006): Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland (Fraunhofer Institut Umsicht – Band3). Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse (Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW).

Bandi, A.; Specht, M. (2006): Subvolume C: Renewable Energy. in: HEINLOTH K. & FREUND P. (Hrsg.): Landolt-Börnstein Energy Technologies.

BCG (2011): Powering Autos to 2020: The Era of the Electric Car? Boston Consulting Group, Juni 2011, Internet: <http://www.bcg.de/documents/file80920.pdf> [Zugriff: 19.08.2011]

Berrueto, R. (2011): La producción de hidrógeno mediante energías renovables. Universidad di Gerona. Internet: <http://www.udg.edu/LinkClick.aspx?fileticket=Hki1SeTynv0%3D&tabid=8702&language=ca-ES>

Bickel, P.; Püttner, A.; Kelm, T. (2009): Verbesserte Abschätzung des in Baden-Württemberg wirksamen Investitionsimpulses durch die Förderung Erneuerbarer Energien. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010): Leitstudie 2010. Internet: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf [Zugriff: 01.10.2011]

BReg (Bundesregierung Deutschland) (2011): Regierungsprogramm Elektromobilität. Internet: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/regierungsprogramm-elektromobilitaet,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff: 01.10.2011]

Brellocks, J. et al. (2009): Stoichiometry adjustment of biomass steam gasification in DFB process by in situ CO₂ absorption. International Conference on Poly-Generation Strategies. Wien.

Dahmen, N.; Dinjus, E.; Henrich, E. (2007): Das Karlsruher Verfahren bioliq® - Synthesekraftstoffe aus Biomasse, Erneuerbare Energie. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, ISBN 978-3-527-40727-9.

dena et al (2011): Entwicklung einer Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie für Deutschland – Voruntersuchung-. Schlussbericht im Auftrag des BMVBS, August 2011.

DLR et al. (2002): Solarer Wasserstoff – ein möglicher Energieträger der Zukunft. Broschüre, 5. Auflage, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, DLR, ZSW, 2002.

Edenhofer, O. et al. (2011): Summary for Policy Makers. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y.Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. v. Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

EU (2006): World Energy Technology Outlook – 2050. WETO H₂. Europäische Kommission, 2006.

EU (2008): CO₂-Emissionen neuer Personenkraftwagen: Überwachung. Informationswebsite zur EU-Gesetzgebung, Internet: http://europa.eu/legislation_summaries/internal_market/single_market_for_goods/motor_vehicles/interactions_industry_policies/l28055_de.htm [Zugriff: 14.10.2011]

EWG (Energy Watch Group) (2008): Zukunft der weltweiten Erdölversorgung. Internet: http://www.lbst.de/ressourcen/docs/2008/2008-05-21_EWG_Erdoelstudie_D.pdf [Zugriff: 14.10.2011]

Faulstich et al. (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, Sachverständigenrat für Umweltfragen (Faulstich et al.), Januar 2011.

Fraunhofer IAO (Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation) (2011): Strukturstudie BWe mobil 2011. Hrsg.: e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, Stuttgart, 2011.

Garche, J. (2010): Hydrogen and Fuel Cell Development in China. F-Cell, Stuttgart, September 2010.

Gummert, G.; Schiel, J. (2011): Ergebnisse der Brennstoffzellenumfrage 2011. Pressegespräch Hannover Messe, Public Forum, Hannover, 6.April 2011.

Hartmann, H.; Thuneke, K.; Höldrich, A.; Roßmann, P. (2003): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., ISBN 3-00-011041-0.

Hausmann, E. (1976): Technischer Stand der Wasserelektrolyse. Chem.-Ing.-Technik 48. Jahrg. 1976 / Nr. 2, Krebskosmo.

Hein, D.; Stemann, M. (2008): Der Heatpipe-Reformer® - Konzept, Markteinführung und Einsatzmöglichkeiten. DGMK-Tagungsbericht 2008-2, ISBN 978-3-936418-80-4.

Hino, R.; Haga, K.; Aita, H.; Sekita, K. (2004): R&D on hydrogen production by high-temperature electrolysis of steam. Nuclear Engineering and Design 233 (2004) 363–375.

Höfling, H. (2010): Energiespeicherung – Herausforderungen bei der Bestimmung des Bedarfs und der Förderung. Solarzeitalter, 2010 (4), S. 16–23.

Höllein, V. (2004): Palladiumbasierte Kompositmembranen zur Ethylbenzol- und Propan-Dehydrierung. Dissertation Universität Erlangen-Nürnberg.

HyWays (2008): HyWays – The European Hydrogen Roadmap. Final Report, Februar 2008. Internet: http://www.hyways.de/docs/Brochures_and_Flyers/HyWays_Roadmap_FINAL_22FEB2008.pdf [16.10.2011]

IEA (Internationale Energieagentur) (2010): Energy Technology Perspectives 2010 – Scenarios & Strategies to 2050. Paris, 2010. Internet <http://www.iea.org/techno/etp/index.asp> [Zugriff 01.10.2011]

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate Change 2007: Synthesis Report, Internet: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf [Zugriff: 01.12.2011]

IPHE (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy) (2010): 2010 Hydrogen and Fuel Cell Global Commercialization & Development Update. Internet: <http://www.iphe.net/docs/IPHE-FINAL-SON-press-quality.pdf> [Zugriff: 10.12.2011]

Jensen, Soren (2006): Solid Oxid Electrolyser Cell. Doktorarbeit Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, Dezember 2006. Internet: <http://www.google.de/url?sa=t&ct=j&q=soren%20jensen%20phd%20thesis%20solid%20fuel%20cells&source=web&cd=1&sqi=2&ved=0CDIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fforbit.dtu.dk%2FgetResource%3FrecordId%3D267863%26objectId%3D1%26versionId%3D1&ei=6W0mT6awGsmD0oGlkM8I&usq=AFQjCNEVuwVwVwjcT7zoNi4zfeuVM4EAfQ&sig2=DvQKeg47ySt8D00hcaJx8w&cad=rja>

Joest, S. et al. (2009): GermanHy – Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), Berlin, August 2009.

Jun, J. (2010): R&D Activities and Plans of Hydrogen Fuel Cells in Korea. F-Cell, Stuttgart, September 2010.

Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, ISBN 978-3-540-85094-6.

Kornmayer, C. et al. (2008): Verfahrenstechnische Untersuchungen zur Schnellpyrolyse von Lignocellulose im Lurgi-Ruhrgas-Doppelschnecken-Mischreaktor. DGMK-Tagungsbericht 2008-2, ISBN 978-3-936418-80-4.

LBST (1998): Wasserstoff und Brennstoffzellen Starke Partner erneuerbarer Energiesysteme, Abbildung Seite 15 in: Broschüre DWV und EHA, 2008. Internet: http://www.lbst.de/ressources/docs2008/DWV-EHA_H2RES_2008_de_monitor.pdf

Leonhard, W. et al. (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik.

Marcinkoski, J. (2010): Automotive Fuel Cell Cost Status. U.S. Department of Energy, Beitrag Ulm Electrochemical Talks, Ulm, Juni 2010.

McKinsey et al. (2010): A Portfolio of powertrains for Europe. A fact-based analysis. "EU-Coalition Study"; Internet: http://www.zeroemissionvehicles.eu/uploads/Power_trains_for_Europe.pdf [16.10.2011]

McKinsey (2010): Beitrag der Elektromobilität zu langfristigen Klimaschutzziele und Implikationen für die Automobilindustrie- Überblick und erste Ergebnisse. Studie von McKinsey&Company im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, April 2010, Internet: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/elektromobilitaet_klimaschutz.pdf [Zugriff 08.11.2011]

Miro (2012): Rohölverarbeitung – Stufe für Stufe zum Qualitätprodukt, Prozessdarstellung. Miro Mineralö Raffinerie Oberrhein, 12-2012. Internet: <http://www.miro-ka.de/german/default.htm>

Mühlen, H.-J.; Mayer, M.; Schmid, Ch. (2002): Gestufte Reformierung biogener Reststoffe – Erste Betriebserfahrungen mit der 1 MW Versuchsanlage „Der Blaue Turm“ in Herten. DGMK-Tagungsbericht 2002-2, ISBN 3-931850-91-9.

Nagata, Y. (2010): NEDO BOP Project as an Innovative and Strategic R&D Approach for Residential PEM Commercialization. F-Cell, Stuttgart, September 2010.

Neumann, B. (2007): Regenerative Energiequellen – Herstellung von Wasserstoff. Vorlesungsmanuskript, TU Clausthal, WS 2007/2008. Internet: www.iee.tu-clausthal.de/fileadmin/downloads/Scripte/W8830K6.pdf

NOW (2011): Nationaler Entwicklungsplan 3.0. Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP), 13.10.2011. Internet: http://www.ptj.de/lw_resource/datapool/_items/item_3363/nep_3_0_final.pdf. [01.12.2011]

NPE (Nationale Plattform Elektromobilität) (2011): Zweiter Bericht. Internet: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bericht_emob_2.pdf, [Zugriff: 18.11.2011]

NREL (2008): Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study. National Renewable Energy Laboratory, 2008.

OECD/ITF (2008): Greenhouse Gas Reduction Strategies in the Transport Sector. Preliminary Report from the OECD and International Transport Forum Working Group, 2008. Internet: <http://www.internationaltransportforum.org/Topics/c02emissions.html> [Zugriff 12.10.2011]

OECD/ITF (2010): Reducing Transport Greenhouse Gas Emissions – Trends & Data. Report for the International Transport Forum on Transport and Innovation in Leipzig, Mai 2010. Internet: <http://www.internationaltransportforum.org/Pub/pdf/10GHGCountry.pdf> [Zugriff 12.10.2011]

OECD/ITF (2011): Transport Outlook. Paris, 2011. Internet: <http://www.internationaltransportforum.org/Pub/pdf/11Outlook.pdf> [Zugriff 12.10.2011]

Pike (2011): Pike Research forecasts stationary fuel cell sales to reach 1.2M units annually by 2017. Internet: <http://www.greencarcongress.com/2011/05/pikefc-20110520.html> und <http://www.pikeresearch.com/research/stationary-fuel-cells>

Platthaus, Ulrich; Wagener, Silke; Schiel, Johannes (2009): Die wirtschaftlichen Chancen der Brennstoffzelle. Forum Technik Journalismus, Weinheim, 09.11.2009.

Pregger, T. (2008): Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung. DLR, Januar 2008. Internet: www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/.../SolH2_Bericht_final.pdf

Radig, W. (2007): Thermochemische Wasserstoffproduktion aus Biomassen – Sachstand, Verfahren, Entwicklungsmöglichkeiten. Gülzower Fachgespräche (Band 25) – Wasserstoff aus Biomasse, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

Renz, M.; Lüdtke, T. (2008): Blauer Turm Friesoythe: Stand der Planungen einer 30 MW Geflügelmist-Vergasung. DGMK-Tagungsbericht 2008-2, ISBN 978-3-936418-80-4.

Rose, Bob (2010): US Fuel Cell and Hydrogen Policy Trends and Challenges. F-Cell, Stuttgart, September 2010.

Rose, Bob (2011): US Fuel Cell and Hydrogen Policy Trends and Challenges. F-Cell, Stuttgart, September 2011.

Schafhausen, Franzjosef (2004): Die politische Umsetzung von Kyoto in der EU und in Deutschland. UmweltMagazin, No. 4/5-2004. Internet: <http://www.technikwissen.de/library/common/umwelt/FJS-Klimaschutzpolitik.pdf> [Zugriff: 12.10.2011]

Schaarschmidt, I.; Zentner, U.; Müller, H.; Schmalfeld, J. (2008): Die Pilotanlage nach dem LR-Verfahren für das „bioliq“ Verfahren des Forschungszentrums Karlsruhe. DGMK-Tagungsbericht 2008-2, ISBN 978-3-936418-80-4.

Schmalfeld, J. (2008): Die Veredelung und Umwandlung von Kohle: Technologien und Projekte 1970 bis 2000 in Deutschland. Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., ISBN 978-3-936418-88-0.

Smolinka, T. (2008): PEM-Wasserelektrolyse – Stand der Forschung und Entwicklung. Workshopbeitrag, NOW-Workshop Elektrolyse, Ulm, Juli 2008.

Smolinka et al. (2010): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. NOW-Studie, Dezember 2010.

StaBA (2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige – Mit Erläuterungen. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, Dezember 2008.

StaBA (2011): Umweltökonomische Gesamtrechnung. Statistisches Bundesamt, 2011.

StaBA (2012): Inlandsproduktberechnung – Wichtige gesamtwirtschaftliche Größen. Internet: <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen/Inlandsprodukt/Tabellen/Content75/Gesamtwirtschaft,templateId=renderPrint.psml> [Zugriff: 30.01.2012]

StaLaBW (2011): Unternehmen und Betriebe sowie deren Beschäftigte und Umsätze in Baden-Württemberg 2009. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Internet: www.statistik-bw.de/VolkswPreise/Landesdaten/UR_WAbschnitt_0000.asp [Zugriff am 7.12.2011]

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AEL	Alkalische Elektrolyse
AER	Absorption Enhance Reforming
AFC	Alkaline Fuel Cell (Alkaline Brennstoffzelle)
APU	Auxiliary Power Unit (Hilfsenergieversorgung)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BPP	Bipolarplatten
BZ	Brennstoffzelle
BZH	Brennstoffzellen-Heizgerät
CAGR	Compound Annual Growth Rate (durchschnittliche jährliche Wachstumsrate)
CaO	Calciumoxid
CH ₄	Methan
C ₃ H ₈	Propan
CEP	Clean Energy Partnership
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (Direktmethanolbrennstoffzelle)
DoE	Department of Energy (Energieministerium der USA)
DWV	Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband
EE	Erneuerbare Energien
EME	Elektroden-Membran-Einheit
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
GDL	Gas Diffusion Layer (Gas-Diffusionslage)
GW	Gigawatt; 1 GW = 10 ⁹ (Mrd.) Watt
HCl	Chlorwasserstoff (Salzsäure)
HCN	Cyanwasserstoff (Blausäure)
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
HT-PEMFC	Hochtemperatur-Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle
HTS	High Temperature-Shift (Hochtemperatur-Shiftreaktion)
IEA	Internationale Energieagentur
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen

LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LTS	Low Temperature-Shift (Tieftemperatur-Shiftreaktion)
mbar _ü	Millibar in Überdruck
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonatbrennstoffzelle)
MEA	Membrane-Electrode-Assembly (Elektrode-Membran-Einheit)
MPL	Microporous Layer (mikroporöse Schicht)
Mtoe	Million ton of oil equivalent; 1 Mtoe = 11,63 TWh
NASA	National Aeronautics and Space Administration
N ₂	Stickstoff
NEP	Nationaler Entwicklungsplan
NH ₃	Ammoniak
NIP	Nationales Innovationsprogramm
Nm ³	Normkubikmeter
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäurebrennstoffzelle)
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PEMFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell (Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle)
PJ	Petajoule; 1 PJ = 10 ¹⁵ (Billiarde) Joule
PKW	Personenkraftwagen
PTFE	PolyTetraFluorEthylen
ROW	Rest of world (in der übrigen Welt)
SOEL	Solid Oxide Electrolysis (Festoxidelektrolyse)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxidbrennstoffzelle)
SPE	Solid Polymer Electrolysis (Fest-Polymer-Elektrolyse)
TCO	Total Cost of Ownership (Gesamtbetriebskosten)
TWh	Terawattstunde; 1 TWh = 10 ⁹ (Mrd.) kWh
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
WZ	Klassifikation der Wirtschaftszweige
ZnO	Zinkoxid

EXPERTENINTERVIEWS

Experteninterview Dr. Ulrich Bünger (LBST)

Senior Scientist, Ludwig-Bolkow-Systemtechnik GmbH (LBST),
Ottobrunn vom 09.12.2011

Experteninterview Florian Rothfuss (Fraunhofer IAO)

Leiter Mobility Innovation, Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft (IAO),
Stuttgart vom 10.01.2012

Experteninterview Prof. Dr. Jürgen Garche (FCBAT)

Managing Director, Fuel Cell and Battery Consulting (FCBAT),
Ulm vom 20.12.2011

Experteninterview Guido Gummert (Baxi Innotech)

Geschäftsführer, Baxi Innotech,
Hamburg vom 21.12.2011

Experteninterview Johannes Schiel (VDMA Brennstoffzellen)

Geschäftsführer, VDMA Brennstoffzellen,
Berlin vom 26.01.2012

Experteninterview Dr. Tom Smolinka (Fraunhofer ISE)

Head of Group Chemical Energy Storage, Fraunhofer Institut für
Solare Energiesysteme (ISE),
Freiburg vom 15.12.2011

Experteninterview Erik Wolf (Siemens)

Energy Sector Renewable Energy Division, Nürnberg vom 13.12.2011

Experteninterview Dr. Jörg Wind (Daimler)

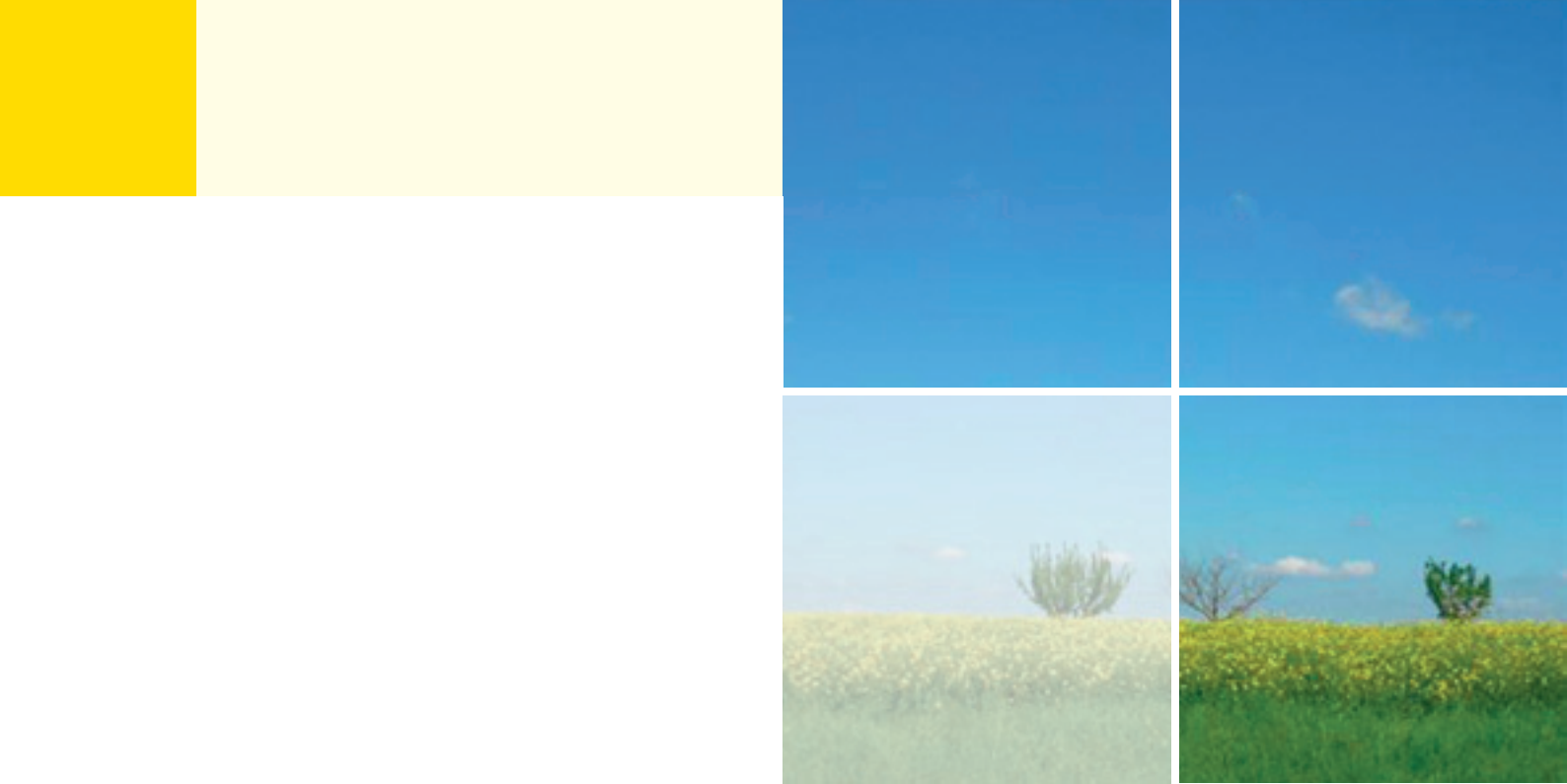
EU-Projects and Energy Systems Analyses, Daimler AG,
Stuttgart vom 13.01.2012

Experteninterview Thorsten Wintrich (Vaillant Group)

Head of Market Research Vaillant Group,
Remscheid vom 20.12.2011

Experteninterview Prof. Dr. Werner Tillmetz (ZSW)

Mitglied des Vorstands und Geschäftsbereichsleiter Elektrochemische Energie-
technologien, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW),
Ulm vom 13.12.2011



LEITFADEN FÜR UNTERNEHMEN ZUR „WASSERSTOFF- UND BRENNSTOFFZELLEN-TECHNOLOGIE

in Baden-Württemberg

A.	Motivation	108
B.	Selbsteinschätzung Ihres Unternehmens	108
C.	Brennstoffzellensysteme	111
D.	Subsystem Brennstoffzellenstack	112
E.	System Wasserstoffherstellung	114

Leitfaden

A. MOTIVATION

Dieser Leitfaden soll dazu dienen, bereits vorhandenes Know-how, Produkte und Dienstleistungen rund um die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie und deren Anwendungen in baden-württembergischen Unternehmen aufzuspüren und zu identifizieren.

Er soll Sie dabei unterstützen, Ihr Unternehmen gedanklich heute oder in Zukunft in diesen attraktiven Zukunftsmarkt einzuordnen, um Ihnen die Chance zu geben, diesen frühzeitig mit zu prägen und sich aktiv an der gesellschaftlich gewollten und politisch forcierten Entwicklung zu beteiligen.

B. SELBSTEINSCHÄTZUNG IHRES UNTERNEHMENS

Der erste Schritt in diesem Leitfaden soll anhand einer Selbsteinschätzung Ihren Kenntnisstand im Themenfeld Wasserstoff und Brennstoffzelle überprüfen und gegebenenfalls Informationsquellen aufzeigen.

WASSERSTOFF ALS ENERGIETRÄGER UND BRENNSTOFFZELLEN ALS ENERGIEWANDLER

- Kennen Sie den Energieträger Wasserstoff?
- Kennen Sie die Vorteile von Wasserstoff?
- Kennen Sie die Möglichkeiten zur Wasserstoffproduktion?
- Kennen Sie Wasserstoffspeicher?
- Kennen Sie Anwendungen von Wasserstoff?
- Kennen Sie Brennstoffzellensysteme?
- Sind Ihnen die wirtschaftlichen Chancen dieses Energieträgers bekannt?
- Stellen Sie Komponenten oder Teile für die Wasserstofftechnologie her?
- Liefern Sie Komponenten oder Subsysteme an Unternehmen aus der Wasserstoffbranche?
- Konnten Sie sich in der Vergangenheit bereits mit der Wasserstofftechnologie beschäftigen?
- Betreibt Ihr Unternehmen in diesem Bereich Forschung & Entwicklung?

Weiterführende Informationen und Ansprechpartner zu diesem Themenkomplex finden Sie beispielsweise bei:

e-mobil BW GmbH (www.e-mobilbw.de)

- Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie
- Zentrale Anlauf-, Beratungs- und Servicestelle und landesweite Plattform

ZSW Baden-Württemberg (www.zsw-bw.de)

- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
- Standorte: Stuttgart, Widderstall und Ulm; Forschung und Entwicklung für Technologien zur nachhaltigen und klimafreundlichen Bereitstellung von Strom, Wärme und regenerativen Kraftstoffen
- Umsetzung von FuE-Ergebnissen in marktaugliche Produkte (Technologietransfer)
- Beratung von politischen Entscheidungsträgern und Fachverbänden
- Öffentlichkeitsarbeit zu erneuerbaren Energien

WBZU e.V. (www.wbzu.de)

- Weiterbildungszentrum Brennstoffzelle Ulm e.V. (WBZU)
- Aus- und Weiterbildung sowie Öffentlichkeitsarbeit für erneuerbare und innovative Energietechnologien.
- Die Themen Brennstoffzellen, Wasserstoff, Batterien und Mini-Blockheizkraftwerke (BHKW) bilden dabei den thematischen Schwerpunkt der Bildungsangebote des Vereins.

WBZU GmbH (www.wbzu-gmbh.de)

- Dienstleistungen rund um das Thema Weiterbildung und Technologietransfer zu den Themen Brennstoffzellen, Wasserstoff, Batterien, regenerative Energien. Die WBZU GmbH bildet eine Schnittstelle für den Start in die neuen Technologien.

BBA-BW e.V. (www.bba-bw.de)

- Brennstoffzellen- und Batterie-Allianz Baden-Württemberg
- Kompetenznetzwerk für Brennstoffzellen-, Batterie- und Wasserstofftechnologie. Größte Interessensvertretung von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik.

KIT (www.kit.edu)

- Das Karlsruher Institut für Technologie KIT zählt zu den weltweit führenden Forschungseinrichtungen im Techno-

logiebereich.

- Teil der Helmholtz-Gemeinschaft, der größten Wissenschaftsorganisation Deutschlands.

DLR (www.dlr.de)

- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
- Das Institut für Technische Thermodynamik in Stuttgart, mit weiteren Forschungsstätten in Köln-Porz und Hamburg, forscht auf dem Gebiet effizienter und Ressourcenschonender Energiespeicher und Energiewandlungstechnologien der nächsten Generation.
- Theoretische Studien, grundlagenorientierte Laborarbeiten bis zum Betrieb von Pilotanlagen. Es besteht eine enge Vernetzung mit der Universität Stuttgart insbesondere des Hochschulinstituts für Thermodynamik und Wärmetechnik.

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (www.ise.fraunhofer.de)

- Teil der Fraunhofer Gesellschaft, Standort Freiburg
- Entwicklung von Materialien, Komponenten, Systemen und Verfahren in den Geschäftsfeldern Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik, Angewandte Optik und funktionale Oberflächen, Silizium-Photovoltaik, Alternative Photovoltaik-Technologien, Regenerative Stromversorgung, Wasserstofftechnologie und Solarthermie.

NOW GmbH (www.now-gmbh.de)

- Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) GmbH ist eine Organisationsplattform zur Koordinierung von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich Wasserstoffwirtschaft und Brennstoffzellentechnologie. Einziger Gesellschafter ist die Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Die NOW GmbH hat ihren Sitz in Berlin.

DWV e.V. (www.dwv-info.de)

- Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWV)
- Die deutsche Dachorganisation für Befürworter von Wasserstoff als zukünftiger Energieträger. Der Verband besteht seit 1996 und hat seine Geschäftsstelle bei der Bundesanstalt für Materialforschung (BAM) in Berlin. Der DWV ist Mitglied bei der EHA (European Hydrogen Association).

Leitfaden

EINSCHÄTZUNG ENTLANG DER WERTSCHÖPFUNGSKETTE

In welcher Stufe entlang der Wertschöpfungskette sehen Sie Ihr Unternehmen?

a) Komponentenhersteller

z.B. ein Unternehmen, das EPDM (Gummi) oder Polymere oder weitere Werkstoffe zu Dichtungen verarbeitet.

- **Siehe C-3/D-1/D-2/D-4/D-5/D-6/D-7/D-8/E/E-2/E-3/E-4/E-5/E-6/E-7/E-8**

b) Subsystemhersteller

z.B. ein Unternehmen, das verschiedene Komponenten zu einem Teilsystem montiert.

- **Siehe C-1/C-2/C-3/D/D-3/E/E-1**

c) Systemhersteller

z.B. ein Unternehmen, das Subsysteme mit weiteren Subsystemen zu einem funktionstüchtigen Gesamtsystem zusammenbaut.

- **Siehe C/E**

d) Systemintegrator

z.B. ein Unternehmen, das Motoren anpasst, ggf. erweitert und in ein Fahrzeug integriert.

- **Siehe C/E**

MATERIAL UND PRODUKTIONSKOMPETENZEN METALLE

Welche Kernkompetenzen und Produktionsprozesse liegen in Ihrem Unternehmen vor?

a) Veredeln Sie Metalle z.B. durch Galvanisieren, Beschichten oder ähnlichen Verfahren?

b) Bearbeiten Sie Metalle durch Stanzen, Lasern, Schneiden etc.?

c) Fügen Sie mehrere Komponenten in Ihren Produktionsprozessen zusammen?

- **Siehe D-7/D-8/E/E-2/E-3/E-4/E-5/E-8**

MATERIAL- UND PRODUKTIONSKOMPETENZEN KUNSTSTOFFE

Welches Know-how zur Kunststoffverarbeitung liegt in Ihrem Unternehmen vor?

a) Verarbeiten Sie Kunststoffe durch Press- oder Spritzgussvorgänge?

b) Veredeln Sie Kunststoffteile durch Beschichtungsvorgänge?

c) Verarbeiten Sie flexible Kunststofffolien in Ihren Produktionsprozessen?

d) Besitzen Sie Know-how zur Verarbeitung von mehreren flexiblen Einzelkomponenten?

- **Siehe C-2/D-1/D-2/D-3/D-5/D-6/D-8/E/E-2/E-3/E-6/E-7**

MATERIAL- UND PRODUKTIONSKOMPETENZEN LEITFÄHIGE KOHLENSTOFFE

Welche Kompetenzen bei der Herstellung und Verarbeitung zu leitfähigen Kohlenstoffverbindungen sind in Ihrem Unternehmen vorhanden?

a) Stellen Sie leitfähige Ruße her?

b) Verarbeiten Sie leitfähige Ruße in Ihrem Unternehmen?

c) Besitzen Sie Know-how zur Beschichtung von graphithaltigen Materialien?

d) Verarbeiten Sie graphithaltige Gewebestrukturen?

- **Siehe D-2/D-4/D-5**

RICHTLINIEN- UND ZULASSUNGSKOMPETENZ

Welches Know-how hat Ihr Unternehmen für den Umgang mit Wasserstoff und den erforderlichen aggressiven Medien, z.B. Kalilauge, für den Betrieb von Brennstoffzellen bzw. zur Wasserstoffproduktion?

- a) Hat Ihr Unternehmen Erfahrungen im Umgang mit dem Explosionsschutz?
- b) Besitzen Sie Know-how für die Auslegung von Sicherheitssystemen oder Sicherheitseinrichtungen?
- c) Kennen Sie die Anforderungen für die Zulassung von Komponenten und Subsystemen, die mit aggressiven Medien in Kontakt kommen?
- d) Produzieren Sie Sensoren, Regelungs- und Steuerungstechnik, Sicherheitstechnik oder weitere Produkte, die den ATEX-Zulassungen und den Konformitätsbewertungsverfahren nach EG-Richtlinie 94/EG entsprechen?

- *Siehe C / C-3 / D / E / E-1*

C. BRENNSTOFFZELLENSYSTEME

Ein Brennstoffzellensystem besteht aus mehr als einem Brennstoffzellenstack. In Abbildung 3.21 werden die für den Betrieb erforderlichen Systemkomponenten dargestellt. Zur zukünftigen Abdeckung der gesamten Wertschöpfungskette sind die folgenden Subsysteme besonders hervorzuheben und daher auch besonders empfehlenswert:

C-1 SUBSYSTEM KOMPRESSOR

Effiziente und kompakte Luftkompressoren mit einer Leistung kleiner und größer 3 kW sind als Subsystem von enormer Bedeutung.

Technologie:

- (Hochdruck-) Lüfter bis ca. 80 mbarü
- Linearpumpen bis ca. 500 mbarü
- Kolbenmembranpumpen bis 3 barü

C-2 SUBSYSTEM LUFT FEUCHTE-/WÄRME TAUSCHER HME

Feuchte-/Wärme-Tauscher (Heat-Moisture-Exchanger HME) sind für die Luftversorgung von Brennstoffzellensystemen verantwortlich.

Technologie: Membranen zur Wasserfiltration oder Gasbefeuchter

Material: Membranfolien aus Nafion® oder Polysulfon

C-3 WEITERE WICHTIGE KOMPONENTEN UND SUBSYSTEME

Für den Aufbau von effektiven und serientauglichen Brennstoffzellensystemen sind die nachfolgend aufgeführten Einzelbauteile und Subsysteme von hoher Bedeutung.

- Robuste und kostengünstige Sensoren zur Messung der Luftfeuchtigkeit (RH-Sensoren)
- Günstige und zertifizierte Gaswarnsensoren für Wasserstoff und Sauerstoff
- Geeignete Ventile zur 700 bar Wasserstoffversorgung
- Geeignete und gasdichte Druckregler für 700 bar wasserstoffseitig
- Luftfilter für Stickoxide
- Luftfilter für SO₂
- Luftfilter für ungesättigte Kohlenwasserstoffe
- Gegen deionisierte Kühlmittel beständige Kühlmittelpumpen (aggressives Medium)
- Effiziente und leichte Rezirkulationspumpen
- Wasserstofftanks für 700 bar

D. SUBSYSTEM BRENNSTOFFZELLENSTACK

Die nachfolgend aufgeführten Einzelkomponenten werden in diesem Fertigungsschritt gestapelt und gasdicht verpresst (Siehe Abbildung 4.18). Die Automatisierung dieser Fertigungsstufe erzielt hierbei besondere Kostenvorteile. Zukünftige Ansätze verfolgen den modularen Ansatz, woraus sich redundante Fertigungslinien und attraktive Losgrößen ableiten lassen. Der Aufbau einer landesweiten Zulieferindustrie wird hier für den Erfolg dieser Systeme und Anwendungen entscheidend sein.

D-1 KOMPONENTE BRENNSTOFFZELLEN-MEMBRAN

Werkstoff: Polymere

Material: Folien

Veredelung: Elektrisch leitfähige Beschichtung von Kunststoffen

Verarbeitung: Handling von flexiblen Folien

D-2 KOMPONENTE BRENNSTOFFZELLEN-ELEKTRODEN

Werkstoffe: Elektrisch leitfähige Ruße, Platin, Ruthenium

Material: Folie aus flexiblen Polymeren

Veredelung: Beschichtung durch wässrige Lösung von Nafion®

Verarbeitung: Homogenisierung leitfähiger Ruße z.B. mit Platin und Ruthenium

D-3 SUBSYSTEM BRENNSTOFFZELLEN-MEMBRAN-ELEKTRODEN-EINHEIT MEA

Werkstoffe: Polymere

Material: Beschichtete Polymerfolien

Veredelung: Elektrisch leitfähige Beschichtung

Verarbeitung: Fügen und Zuschnitt dünner flexibler Polymerfolien

D-4 KOMPONENTE BRENNSTOFFZELLEN-GASDIFFUSIONS-LAGEN GDL

Werkstoffe: Elektrisch leitfähige Kohlefasergewebe, Carbid- oder Carbonvlies

Material: Hochporöse Gewebestrukturen

Veredelung: Beschichtung mit Teflon

Verarbeitung: Zuschnitt dünner hochporöser Gewebestrukturen (ca. 0,1 – 0,4 mm)

D-5 KOMPONENTE BRENNSTOFFZELLEN-BIPOLARPLATTE BZW. GASVERTEILERPLATTE

Seriennahe Produktion:

Werkstoffe: Kunststoff, Graphitmaterialien

Material: Graphitkomposit-Materialien (Kunststoff verstärktes Graphit)

Veredelung: Duroplastische Binder, elektrisch leitfähige Beschichtung

Verarbeitung: Heißpress- oder Spritzgussverfahren

Kleinserienfertigung:

Material: Metallfolie aus expandiertem Graphit (z.B. Grafoil oder Sigraflex)

Veredelung: Elektrisch leitfähige Beschichtungen

Verarbeitung: Prägen durch Tiefziehen bzw. Hydrofoaming; Präzises Stanzen, Lasern und Schneiden; Fügen durch Schweißen, Lötten oder Dichtungskomponenten; Expandiertes Graphit mit weiteren Folien gasdicht konfektionieren

D-6 KOMPONENTE BRENNSTOFFZELLEN-DICHTUNGEN

Voraussetzung: Beständigkeit gegen thermische Belastungen und chemisch aggressive Medien

Werkstoffe: Polymere, EPDM, Nafion®, Ruße, Teflonlösungen und Silikone

Herstellung: Mahlwerke, Kugelmühlen, Mischanlagen und Rühranlagen

Verarbeitung: Folienherstellung, Beschichtungsprozesse, Siebdruckverfahren, Heißpressen, Zuschnitt

D-7 KOMPONENTE STROMABNEHMERPLATTE

Werkstoffe: Verwindungssteifes Aluminium

Veredelung: Elektrisch leitfähige Beschichtung

Verarbeitung: Zuschnitt

D-8 KOMPONENTE ENDPLATTE**Seriennahe Produktion:**

Werkstoffe: PPS-Kunststoff

Verarbeitung: Spritzguss

Kleinserienfertigung:

Werkstoffe: Verwindungssteifes Leichtmetall, Kunststoff bzw. Hartgewebe

Verarbeitung: Bohren, Fräsen, Zuschneiden, Konfektionierung der Anschlüsse

ERGÄNZENDE INFORMATIONEN ZU BRENNSTOFFZELLEN

Im Rahmen der Studie „Die Brennstoffzelle in der Region Stuttgart“ entstand im Jahr 2009 über die BBA-BW eine auf älteren Daten beruhende detaillierte Darstellung zur Wertschöpfungskette und den damit verbundenen Werkstoffen sowie Herstellungsverfahren.

- http://www.bba-bw.de/files/wertschoepfungskette_brennstoffzellen_09-03-13.pdf

E. SYSTEM WASSERSTOFFHERSTELLUNG

Ein typisches Blockschaftbild des Gesamtsystems einer Wasserstoffherzeugungsanlage ist in Abbildung E-1 dargestellt.

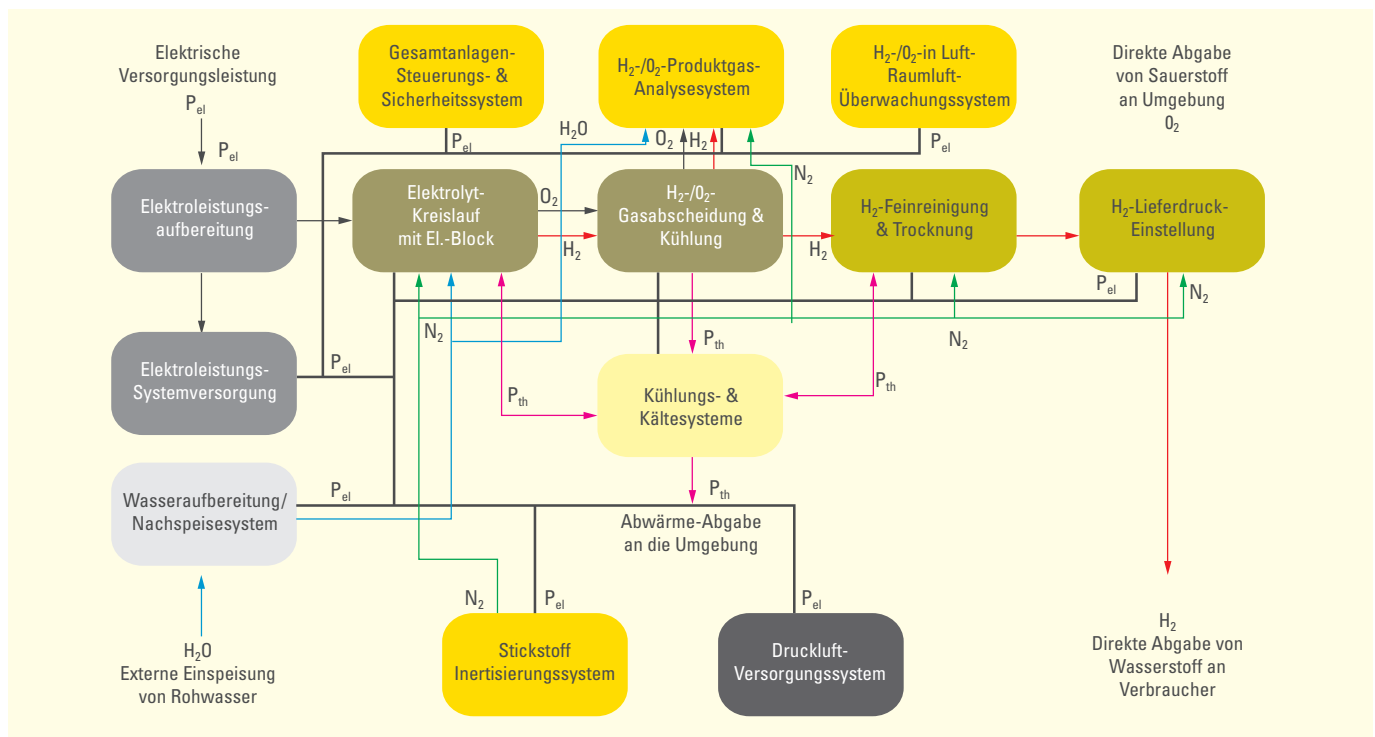


Abbildung E-1: Blockschaftbild einer Wasserstoffherzeugungsanlage. Eigene Darstellung.

Folgende Komponenten und Subsysteme sind zur Wasserstoffherstellung von besonderer Bedeutung:

• Automatisierungsausrüstung geeignet für SPS-ATEX-Anwendungen	• Entnahmestellen	• PT100-Sensoren
• Drucksichere Berstscheiben, Behälter, Gehäuse	• Erdung	• Pumpen
• Berührunglose Sicherheitssensoren	• Flamm Sperre	• RFID-Technik
• Betriebsausrüstung	• Gasreinigung	• Schaltgeräte/ Sicherheitsschalter
• Brandmelder	• Grenzwertgeber	• Sicherheitsschränke
• Detonationssicherung	• Heizungstechnik	• Stellantriebe
• Dosierpumpen	• Kabelverlegung	• Tankanlagen
• Druckregelung	• Klappen	• Temperaturschalter
• Einhausung	• Lichttechnik	• Thermische Systemtechnik
• Elektromagnete für Ventile	• Messinstrumente	• Thermoelemente
• Niveauschalter	• Persönliche Schutzausrüstung	

E-1 SUBSYSTEM ELEKTROLYSEZELLE

Bei der Auswahl der verwendeten Materialien für die Komponenten der Elektrolysezelle ist besonders darauf zu achten, dass sie sowohl die erforderlichen mechanischen Eigenschaften aufweisen als auch beständig gegen Wasserstoff, Sauerstoff, voll entsalztes Wasser, Kalilauge, Phosphorsäure und Kombinationen aus diesen Chemikalien sind. Die nachfolgenden Einzelkomponenten werden für die einfache Montagemöglichkeit einfach lösbar als sogenannte Filterpressung ineinander gesteckt oder geschichtet. Beispielhaft werden die Komponenten anhand einer alkalischen Druckelektrolysezelle in Abbildung 4.3 aufgezeigt. Die Anordnung dieser Bauteile wird in der Abbildung 4.4 dargestellt.

E-2 KOMPONENTE ZELLRAHMEN

Werkstoffe: Kunststoff oder Metall
Material: z.B. Bleche mit einer Stärke > 3 mm
Verarbeitung: Stanzen

E-3 KOMPONENTE BEFESTIGUNGSDRUCKRING

Werkstoffe: Kunststoff oder Metall
Material: Laugenstabiler Edelstahl, Edelmetalle, mit Nickel galvanisierter Stahl
Verarbeitung: Stanzen, Schneiden, Lasern etc.

E-4 KOMPONENTE GASELEKTRODE

Werkstoffe: Metalle
Material: z.B. vernickelte Stahllochbleche oder andere Bleche mit katalytisch aktiver Oberfläche
Verarbeitung: Stanzen, Schneiden, Lasern etc.

E-5 KOMPONENTE BIPOLARPLATTE

Werkstoffe: Metall
Material: z.B. vernickelte Stahllochbleche oder andere Bleche mit katalytisch aktiver Oberfläche
Verarbeitung: Stanzen, Schneiden, Lasern etc.

E-6 KOMPONENTE MEMBRAN

Werkstoffe: Naturstoffe, Kunststoffe
Material: Wollfilze, Plexiglas, Polypropylen
Verarbeitung: Stanzen, Schneiden, Lasern etc.

E-7 KOMPONENTE ZELLRAHMEN-DICHTUNG

Werkstoffe: EPDM, Polymere
Material: Gummi oder gummiähnlich
Verarbeitung: Extrusion, Spritzguss etc.

E-8 KOMPONENTE STROMÜBERTRAGER

Werkstoffe: Metall
Material: Metallgestrick oder vorgeprägtes Steckmaterial aus vernickelten Metallen
Verarbeitung: Stanzen, Schneiden, Lasern etc.

Impressum

Herausgeber

e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
WBZU GmbH
Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Redaktion

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Benjamin Schott, Andreas Püttner, Dr. Peter Bickel, Johannes Salzer,
Andreas Brinner, Günther Schlumberger, Jochen Brellachs, Stefan Steiert
WBZU GmbH
Christian Huck

Koordination Studie

e-mobil BW GmbH
Dr. Manuel C. Schaloske
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Benjamin Schott

Layout/Satz/Illustration

TEAM STRUNZ | tswa.de
Agentur für Marketing & Kommunikation

Fotos

Titelbild: Daimler Media, Ulrike Zimmer, ZSW
Seite 1, 17, 107: Ulrike Zimmer

Druck

E&B engelhardt und bauer Druck und Verlag GmbH
Käppelestraße 10
76131 Karlsruhe
Germany

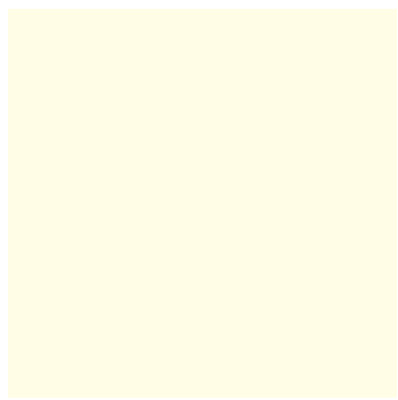
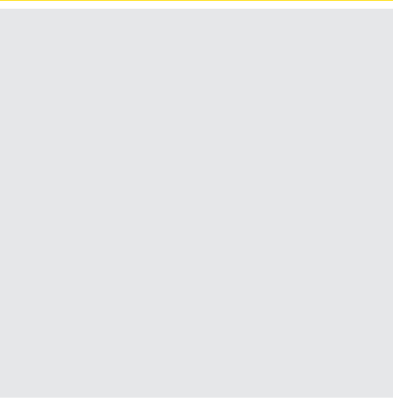
Auslieferung und Vertrieb

e-mobil BW GmbH
Leuschnerstraße 45
70176 Stuttgart
Phone: 0711 / 892385-0
Fax: 0711 / 892385-49
E-Mail info@e-mobilbw.de
www.e-mobilbw.de

Erscheinungsjahr 2012

© Copyright liegt bei den Herausgebern

Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk ist einschließlich seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung der Herausgeber unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen. Für die Richtigkeit der Herstellerangaben wird keine Gewähr übernommen.



e-mobil BW GmbH

Leuschnerstr. 45 | 70176 Stuttgart

Telefon: +49 711 892385-0

Telefax: +49 711 892385-49

info@e-mobilbw.de | www.e-mobilbw.de

