


DIE ROLLE VON WASSERSTOFF IN DER ENERGIEWENDE

Entwicklungsstand und Perspektiven



 **brennstoffzelle**
BW 
competence in hydrogen and fuel cell solutions

 **ludwig bölkow**
systemtechnik





DIE ROLLE VON WASSERSTOFF IN DER ENERGIEWENDE

Entwicklungsstand und Perspektiven

e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie

Cluster Brennstoffzelle BW c/o e-mobil BW GmbH

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

INHALT

Vorwort	4
Zusammenfassung	6
1 Hintergrund und Vorgehensweise	8
2 Stromversorgung in Deutschland	9
2.1. Charakteristika der Stromversorgung in Deutschland bisher	9
2.2. Charakteristika zukünftiger Stromversorgung	10
2.3. Auswirkungen und Anforderungen ans Stromsystem	11
2.4. Optionen für die Integration von erneuerbarem Strom	12
2.4.1 Netzverstärkung	12
2.4.2 Erzeugungsmanagement	13
2.4.3 Nachfragemanagement	13
2.4.4 Elektromobilität	14
2.4.5 Stromspeicherung	14
2.5. Ausblick und Handlungsempfehlungen	15
3 Speicherbedarf und Speicherkapazitäten: Status und Ausbaupotenziale	16
3.1 Großtechnische Stromspeichertechnologien im Überblick	16
3.1.1 Pumpspeicherwerke	16
3.1.2 Druckluftspeicherkraftwerke	18
3.1.3 Power-to-Gas	18
3.2 Power-to-Gas und mögliche Dezentralisierung der künftigen Energieversorgung	21
3.3 Stromspeicherbedarf	22
3.4 Ausblick und Handlungsempfehlungen	24
4 Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse	26
4.1 Alkalische Elektrolyse	26
4.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse	27
4.3 Forschung und Entwicklung	28
4.4 Hochtemperatur-Elektrolyseure	29
4.5 Ausblick und Handlungsempfehlungen	30
5 Wasserstoffdistribution und Infrastruktur	31
5.1 Tankstellenkonzepte und ihre strategische Bedeutung	31

5.1.1 Erzeugung	32
5.1.2 Transport	33
5.1.3 Speicher	34
5.1.4 Befüllung und Kompressoren	35
5.1.5 Cryo-compressed Wasserstoff-Konzept (CcH ₂)	37
5.1.6 Dispenser und Tankprotokoll – internationale Harmonisierung der Anforderungen	37
5.2 Genehmigung von Tankstelleninfrastruktur	38
5.3 Roadmaps	38
5.4 Einbettung von Tankstellen in Energiekonzepte	40
5.5 Ausblick und Handlungsempfehlungen	41
6 Mobile Brennstoffzellenanwendungen	42
6.1 Stand der Brennstoffzellentechnik	42
6.2 Kostenentwicklung	43
6.3 Aktivitäten und geplante Markteinführung der PKW-Hersteller	44
6.4 Entwicklungsaktivitäten und Markteinführung	45
6.5 Brennstoffzelleneinsatz in weiteren mobilen Anwendungen	47
6.6 Ausblick und Handlungsempfehlungen	49
7 Stationäre Brennstoffzellenanwendungen	50
7.1 Hausenergieversorgung	50
7.1.1 Demonstrations- und Markteinführungsprogramme	51
7.2 Brennstoffzellen für Notstromversorgung und USV	52
7.3 Industrielle Stromversorgung	53
7.4 Ausblick und Handlungsempfehlungen	53
8 Ausblick und Handlungsempfehlungen	55
Abbildungsverzeichnis	58
Abkürzungsverzeichnis	60
Literaturverzeichnis	62
Studien der e-mobil BW	74

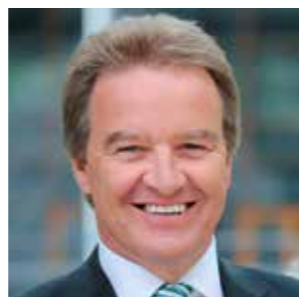
VORWORT

Die Landesregierung setzt sich mit ganzer Kraft für eine zukunftsfähige Ausgestaltung der Energieversorgung und einen effizienteren Umgang mit Energie ein. Das gilt nicht zuletzt für den Energieeinsatz und -verbrauch in der Mobilität.

Mit dem Generationenprojekt Energiewende wollen wir in Baden-Württemberg unsere gesamte Energieversorgung bis zum Jahr 2050 zu 80 % auf regenerative Energien umstellen. Eine der größten Herausforderungen dabei ist bekanntlich das Auseinanderfallen von Stromangebot und -nachfrage. Außer einer intelligenten Steuerung der Stromnetze und dem Lastmanagement werden in immer größerem Maßstab Energiespeicher benötigt. Allerdings müssen diese wirtschaftlich und technisch sinnvoll in das Gesamtsystem integrierbar sein.

Daher werden wir neben Batterien mindestens einen zweiten Energieträger benötigen, der transportabel und speicherfähig sein muss. Zudem muss er nachhaltig, als Ressource überall vorhanden, im Verbrauch umweltfreundlich und nicht gefährlicher als die bisherigen Verfahren sein. Eine Beschreibung, die präzise auf das Element Wasserstoff passt. Wasserstoff könnte daher der Energiespeicher der Zukunft sein. Als Medium ist Wasserstoff mit der höchsten massenbezogenen Energiedichte aller gängigen Energieträger vielseitig und direkt einsetzbar.

Wasserstoff und Brennstoffzellen haben ein großes Potenzial, die Abhängigkeit von Erdölimporten zu reduzieren, Energie bedarfsgerecht zu speichern und gleichzeitig Wertschöpfung und Arbeitsplätze im Land zu sichern. Wie die Studie belegt, steht die Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie an der Schwelle der Kommerzialisierung. Deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen haben sich eine gute Ausgangsbasis geschaffen, um international an diesen Wachstumsmärkten zu partizipieren.



Die bereits in dieser Reihe der e-mobil BW erschienenen Studien „Energieträger der Zukunft – Potenziale der Wasserstoff-Technologie in Baden-Württemberg“ und „Wasserstoffinfrastruktur für eine nachhaltige Mobilität“ haben hier bereits deutlich die Potenziale dieser Technologien für Baden-Württemberg aufgezeigt. Nun gibt die Ludwig Bölkow Systemtechnik mit der vorgelegten Metastudie einen Überblick zum Entwicklungsstand und zu den Perspektiven dieser Technologie. Die Studie ist ein weiterer Baustein auf dem Weg zur nachhaltigen Energieversorgung und Mobilität.

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

Franz Loogen
Geschäftsführer e-mobil BW GmbH



ZUSAMMENFASSUNG

Wasserstoff und Brennstoffzellen haben ein großes Potenzial und stehen derzeit an der Schwelle der Kommerzialisierung. Baden-württembergische und deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen haben sich eine gute Ausgangsbasis geschaffen, um international an diesen Wachstumsmärkten zu partizipieren.

Mit knapper werdenden fossilen Ressourcen, dem Ausstieg aus der Kernenergie und den internationalen Zielen zur Verringerung von Treibhausgasemissionen ändert sich das gesamte **Energiesystem** fundamental und wird langfristig vollständig auf erneuerbare Energieträger umgestellt. Dominierten in der Vergangenheit die chemischen Energieträger als Primärenergiequelle, so werden diese in Zukunft insbesondere durch Strom als erneuerbarer, großteils fluktuierender Primärenergie abgelöst. Damit geht zugleich aber auch die leichte Speicher- sowie die einfache Transportierbarkeit von Energie teilweise verloren.

Eine intelligente Verknüpfung von Strom, Gas (Methan, Wasserstoff), Wärme und Kraftstoffen für die Mobilität ist Voraussetzung für eine robuste, nachhaltige und zukunftsfähige Energieversorgung Deutschlands. Das koordinierte Zusammenspiel zwischen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Verbrauch elektrischer Energie ermöglicht eine effiziente Einbindung von erneuerbaren Energien ins Energieversorgungssystem sowie einen sicheren Übergang ins regenerative Energiezeitalter. Deutschland braucht eine robuste und flexible Energiestrategie, die langfristig allen Marktakteuren Planungssicherheit bieten kann.

Großtechnische Speichertechnologien zum Ausgleich von Schwankungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen werden eine notwendige und wachsende Komponente des zukünftigen Energiesystems sein. Vor allem Power-to-Gas-Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus Strom bieten wegen der höheren Energiedichte im Vergleich zu Druckluft- und Pumpspeichern auch die Möglichkeit zur längerfristigen Speicherung großer Mengen elektrischer Energie.

Damit ist die Kopplung der Energienetze für Strom und Gas eine vielversprechende neue Lösungsoption für die Langzeitspeicherung im nationalen Maßstab. Ein wesentlicher Vorteil von Wasserstoff besteht darin, dass er sowohl zur Rückverstromung als auch in anderen zum Teil ökonomisch höherwertigen Bereichen,

insbesondere als Kraftstoff im Verkehr, eingesetzt werden kann. Die durch diese Synergieeffekte zusätzlich zu generierenden Erlöse können die Wirtschaftlichkeit je nach Nutzungsart, Auslastung und Dimensionierung deutlich verbessern und neue Geschäftsfelder eröffnen.

Elektrolyseure sind die entscheidende Schlüsselkomponente der erneuerbaren Wasserstoffherzeugung. Soll das Power-to-Gas-Konzept großtechnisch funktionieren, müssen leistungsstarke und kostengünstige Elektrolyseure zur Verfügung stehen. Dafür sind weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erforderlich, insbesondere für einen dynamischen Betrieb mit fluktuierenden Energiequellen. Deutliche Kostensenkungen lassen sich insbesondere durch Serienproduktion im Rahmen einer breiten Kommerzialisierung realisieren.

Der **Wasserstoffdistribution und -infrastruktur** kommt als Verbindung der Energiequellen mit den Endanwendungen eine Schlüsselbedeutung zu. Hier entscheidet sich in den kommenden Jahren, ob die Markteinführung insbesondere von mobilen Brennstoffzellenanwendungen erfolgreich sein wird. Die Aktivitäten von H₂Mobility in Deutschland und ähnlichen Initiativen zur Errichtung einer Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur in anderen europäischen Ländern (Frankreich, Großbritannien etc.) zeigen, dass die Industrie eine breite Markteinführung der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur vorbereitet und mit der Umsetzung beginnt.

Flankierend ist ein Engagement der öffentlichen Hand im Infrastrukturaufbau für die Marktvorbereitung und die Senkung des Investitionsrisikos von Bedeutung. Die Kombination von Wasserstoff als Energiespeicher in der Stromversorgung mit mobilen Anwendungen ermöglicht Synergien im Infrastrukturaufbau sowohl durch zentrale als auch durch dezentrale Konzepte. Mit der Integration von Tankstellen in lokale Versorgungsansätze, die Strom, Wärme, Kälte und Wasserstoff kombinieren, lassen sich neue Geschäftsmodelle entwickeln und erschließen, für die der Verkehr die Rolle des Impulsgebers hat.

Die Einführung von **Wasserstoff als Kraftstoff in den Verkehrssektor** bietet die Möglichkeit, erneuerbare Energien in noch breiterer Weise für eine nachhaltige Mobilität auf Basis elektrischer Antriebe zu erschließen und damit die Energiewende zu fördern.

Dabei bedarf es einer hohen Kontinuität in der Entwicklung und Markteinführung gleichermaßen durch die Industrie bei der Entwicklung von Materialien, Verfahren, Komponenten und Systemen als auch durch die Politik in der fortgesetzten Unterstützung dieser nahezu marktreifen Technologie. Die Einführung erster Serienfahrzeuge mehrerer Hersteller steht kurz bevor – bis zum Jahr 2017 wurde eine Fahrzeugzahl in fünfstelliger Größenordnung auf den Straßen angekündigt. Die letzten großen Hersteller dürften dann spätestens zwischen 2020 und 2025 mit eigenen Brennstoffzellenfahrzeugen nachziehen. Da die Betankungsinfrastruktur einen zeitlichen Vorlauf benötigt, müssen Fahrzeughersteller und Infrastrukturentwickler ihre Markteinführungspläne eng aufeinander abstimmen. Neben dem PKW-Massenmarkt bieten für Busse, Sonderfahrzeuge, Taxis und andere Flottenfahrzeuge im städtischen Raum Brennstoffzellen(hilfs)antriebe besondere Vorteile, die schadstoff- und lärmemissionsmindernd im Sinne von EU- oder regionalen Vorschriften genutzt werden sollten.

Stationäre Brennstoffzellenanwendungen reichen von der Hausenergieversorgung über Notstromaggregate bis zur industriellen Energieversorgung. Ihr Einsatz steigert die Energieeffizienz durch Kraft-Wärme(-Kälte-Brandschutz)-Kopplung. Entsprechende Brennstoffzellen können sowohl mit fossilen Energieträgern als auch perspektivisch mit Wasserstoff versorgt werden. Eine wesentliche Herausforderung stellt die weitere Senkung der Kosten dar. Die in Japan bereits durch ein Markteinführungsprogramm etablierte Massenfertigung von Brennstoffzellen für den Einsatz in Wohnhäusern wird von deutschen Systemanbietern teilweise durch Kooperationen genutzt, wobei aber eine Anpassung für die nationale Fertigung von Schlüsselkomponenten noch erfolgen muss. Daher wird empfohlen, die in Deutschland derzeit beginnende Markteinführung in der Hausenergieversorgung durch ein Marktanreiz- oder Markteinführungsprogramm zu unterstützen.

Vor allem die unterbrechungsfreie Stromversorgung bzw. Notstromversorgung für Telekommunikationsanwendungen stellt einen attraktiven, international wachsenden Markt dar und bietet insbesondere den Entwicklern kleiner Brennstoffzellensysteme gute Möglichkeiten für die technologische Weiterentwicklung und Erprobung sowie die Senkung der Kosten. Für einen inter-

nationalen Erfolg wird es für deutsche Unternehmen wichtig sein, im Rahmen groß angelegter Feldtests erste Absatzmärkte in Deutschland zu finden. Brennstoffzellen zur industriellen Stromversorgung mit Kraft-Wärme-Kopplung und teilweise zusätzlicher Kälteerzeugung und präventivem Brandschutz stellen einen aussichtsreichen Markt dar, der durch Markteinführungsprogramme insbesondere in Südkorea und den USA stimuliert wird. Daneben steigert dort die im Vergleich zu Deutschland teilweise deutlich schlechtere Stromversorgungssicherheit die Attraktivität. International führend sind hier US-amerikanische, südkoreanische und japanische Firmen, mit denen wenige deutsche Entwickler kooperieren.

Grundlegend für eine erfolgreiche Markteinführung in allen Bereichen ist eine hohe Kontinuität der Aktivitäten in Industrie und Politik. Deutschland hat sich weltweit eine technologische Spitzenstellung gesichert, die es jetzt gilt, in die erfolgreiche Markteinführung zu übersetzen. Um den industriellen Anschluss an die internationalen Wettbewerber insbesondere aus Japan und Korea sowie aus Nordamerika zu halten, die die Industrialisierung dieses innovativen Technologiefelds durch umfangreiche Markteinführungsprogramme unterstützen, ist auch in Deutschland eine Unterstützung der Marktaktivierung und des Markthochlaufs durch befristete, degressiv gestaltete und an Zielen orientierte Markteinführungsinstrumente erforderlich. Die Bundesregierung hat dies im Koalitionsvertrag aufgegriffen und ist jetzt gefordert, diese Herausforderung gemeinsam mit der Industrie zeitnah anzugehen.

Kapitel 1

HINTERGRUND UND VORGEHENSWEISE

Eine gezielte Weiterentwicklung der Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie erfordert eine detaillierte und stets aktuelle Kenntnis der wichtigsten Entwicklungstrends und Entwicklungserfordernisse der Schlüsseltechnologien und deren Wirtschaftlichkeit. Ebenso ist die Kenntnis um die Entwicklung des energiewirtschaftlichen Umfelds und der Aktivitäten und Akteure in Industrie und Politik von zentraler Bedeutung.

Ziel der Studie ist die Darstellung der mit Wasserstoff, Brennstoffzellen und Energiespeicherung verbundenen Entwicklungen und Entwicklungspläne, zum einen strukturiert nach der Brennstoffzellennutzung in den Anwendungsfeldern

- Stationäre Kraft-Wärmekopplung (Haushalte, Industrie),
- Mobile Anwendungen mit einem Fokus auf der Anwendung im Straßenverkehr

und zum anderen für die Wasserstofftechnologie im Hinblick auf die

- Produktion aus erneuerbaren Energien,
- Energiespeicherung und
- Distributionsinfrastrukturen.

Das Thema „Wasserstoff zur Energiespeicherung“ ist noch relativ jung. Aus diesem Grund wird dieses Thema breiter analysiert, um neben einer Beschreibung des Entwicklungsstands der Analysen und Projekte auch ein Verständnis für seine Relevanz zu liefern. Als erstes wird dazu die erwartete Strommarktentwicklung in Deutschland vorgestellt, aus der sich mittel- bis langfristig ein Großspeicherbedarf ableiten lässt, der sich im erforderlichen Umfang nur durch gasförmige Energieträger wie Wasserstoff darstellen lässt.

Die großmaßstäbliche Speicherung von Wasserstoff steht in Deutschland in enger Beziehung zum Thema Power-to-Gas, gleichbedeutend mit der Umwandlung von Strom in die Energiegase Wasserstoff oder aus Wasserstoff hergestelltem Methangas, die sich auch in großen Mengen zentral sowie dezentral speichern lassen. Daher liegt ein neuer thematischer Schwerpunkt der wasserstoffspezifischen Kapitel unter anderem auf den Themen Elektrolyse und Großspeicherung.

Ausgelöst durch die Diskussionen um die Energiewende hat sich die Einsicht entwickelt, dass sich künftig erst durch die sektorübergreifende Nutzung gemeinsamer Wasserstoff- (bzw. Erdgas-) Infrastrukturen wirtschaftliche Synergien erschließen lassen, mit dem Verkehrssektor als Impulsgeber in Verbindung mit der Stromwirtschaft, verarbeitenden Industrien und dem Wärmesektor. Dem ausführlich dargestellten Bereich Wasserstoffdistribution und -infrastruktur kommt als Verbindung der Energiequellen mit den Endanwendungen eine Schlüsselbedeutung zu. Hier entscheidet sich in den kommenden Jahren, ob die Markteinführung insbesondere von mobilen Brennstoffzellenanwendungen erfolgreich sein wird.

Brennstoffzellen im stationären Einsatz in der Hausenergieversorgung, für Notstromversorgung und in der industriellen Energieversorgung befinden sich international in der Markteinführung. Die Aktivitäten und Entwicklungen deutscher Unternehmen in unterschiedlichen Brennstoffzellentechnologien für diese Märkte werden im weltweiten Kontext dargestellt.

Die Studie schließt mit einem Ausblick und grundlegenden Handlungsempfehlungen.

Kapitel 2

STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

Die Stromversorgung befindet sich im Umbruch hin zu erneuerbaren und dezentraleren Erzeugungsstrukturen. Sie steht vor der großen Herausforderung, langfristig nahezu vollständig auf erneuerbare Energieträger umgestellt zu werden. Die chemischen Energieträger Öl, Kohle und Erdgas werden nach und nach durch Strom als erneuerbarer Primärenergie abgelöst. Dies erfordert ein neu koordiniertes Zusammenspiel zwischen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Verbrauch elektrischer Energie.

2.1 CHARAKTERISTIKA DER STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND BISHER

Um die zukünftigen Herausforderungen im Stromversorgungssystem aufzuzeigen, werden zunächst die Charakteristika der Stromversorgung in Deutschland dargestellt. Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung¹ in Deutschland seit 1990 aufgeteilt nach Energieträgern zeigt Abbildung 1. Im Jahr 2013 wurden in Deutschland etwa 629 TWh Strom erzeugt. Davon wurden 482 TWh bzw. 76,6 % aus fossilen Energieträgern und Kernenergie bereitgestellt. Der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) stieg 2013 auf 147,1 TWh und trug damit 23,4 % zur Stromerzeugung bei. Die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs² zeigt in den letzten Jahren einen leicht rückläufigen Trend. Nach den vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ist er im Jahr 2013 gegenüber 2012 um weitere 1,8 % zurückgegangen und hat voraussichtlich eine Höhe von 596 TWh erreicht.

Im Stromaustausch des zentraleuropäischen Verbundsystems war Deutschland auch im Jahr 2013 Nettostromexporteur und hat mit einem Überschuss in Höhe von 33 TWh einen neuen Rekordwert erreicht (gegenüber 23 TWh im Jahr 2012 und 6 TWh 2011) (AGEB 2013). Die Versorgungssicherheit nimmt im europäischen Vergleich Spitzenwerte ein und belegt ein weiterhin sehr hohes Zuverlässigkeitsniveau in der Stromversorgung. Die durchschnittlichen Ausfallzeiten für Stromkunden am Niederspannungsnetz waren im Jahr 2012 lediglich in Luxemburg und Dänemark besser als in Deutschland, in Großbritannien und Frankreich dagegen weit mehr als doppelt so hoch (CEER 2014). Als große zentrale Elektroenergiespeicher zur Bereitstellung von Regel- und Reserveenergie im deutschen Stromnetz werden aktuell ausschließlich Pumpspeicherwerke (ca. 7 GW Speicherleistung, 40.000 MWh Kapazität) und ein diabates³ Druckluftkraftwerk (321 MW) eingesetzt. In den letzten vier Jahren (2009 bis 2012) kam es verstärkt zu Situationen, in denen vorübergehend nicht alle EEG-Anlagen⁴ einspeisen konnten. Netzengpässe führten zur temporären Drosselung oder Abschaltung der Anlagen. Die durchgeführten Abregelungen (im Energiewirtschaftsgesetz EnWG auch Einspeisemanagement genannt) entfielen zum überwiegenden Teil auf Windkraftanlagen. 2012 betrug die entsprechende Menge der Ausfallarbeit ca. 385 GWh. Dies entspricht zwar lediglich 0,76 % der gesamten Windeinspeisung in Deutschland im Jahr 2012, bis 2020 wird aber erwartet, dass diese „Überschussenergie“ weiter stark ansteigt (Münch 2012), (BEE 2013b).

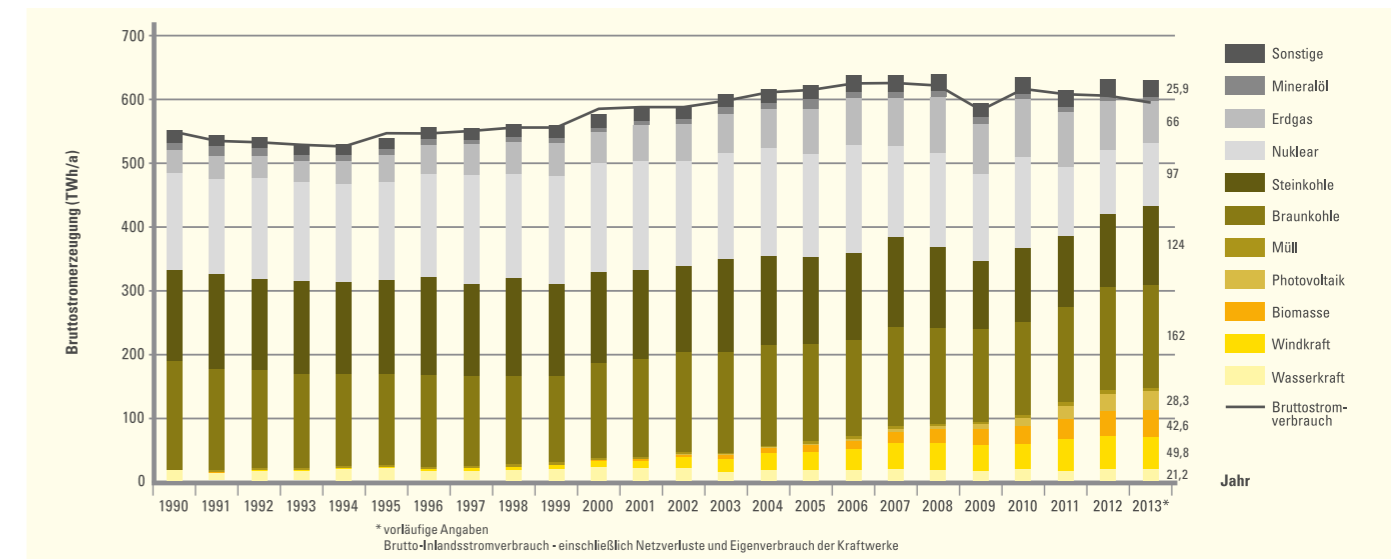


Abbildung 1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern (Grafik: LBST)

¹ Die Bruttostromerzeugung schließt die Strommengen mit ein, die in den Kraftwerken selbst verbraucht werden (Kraftwerkseigenverbrauch).

² Der Bruttostromverbrauch entspricht der Bruttostromerzeugung zuzüglich Stromimporten, abzüglich Stromexporten.

³ Bei einem diabaten Druckluftkraftwerk wird die bei der Verdichtung entstehende Wärme ungenutzt abgeführt, während bei der Expansion Wärme zugeführt werden muss. Dieses erfolgt typischerweise durch Verbrennung fossiler Energien.

⁴ EEG-Anlagen sind erneuerbare Kraftwerke, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ins allgemeine Versorgungsnetz einspeisen.

Kapitel 2

2.2 CHARAKTERISTIKA ZUKÜNFTIGER STROMVERSORGUNG

Mit zunehmender Geschwindigkeit wandelt sich das bisherige Stromversorgungssystem: Dezentrale Erzeugungstechnologien wie KWK⁵-Anlagen sowie Strom aus Sonne und Wind (onshore und offshore) leisten steigende Beiträge zur öffentlichen Stromversorgung in Deutschland.

Das erklärte Ziel der Bundesregierung ist, den Anteil des erneuerbaren Stroms noch weiter zu erhöhen. Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung vom Juni 2011 soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 % anwachsen. 2050 sollen 80 % des Stroms aus Wasser, Wind, Sonne und nachhaltiger Biomasse erzeugt werden.

In den vergangenen Jahren ist eine Reihe von Arbeiten zur langfristigen Entwicklung des Strom- und Energiesektors veröffentlicht worden. Institutionen aus Wissenschaft, Zivilgesellschaft und Politik gehen in verschiedenen Szenarien von bis zu 100 % erneuerbarem Strom im Jahr 2050 aus (siehe Abbildung 2).

Die folgenden Arbeiten bilden die mögliche Entwicklung des deutschen Energie- bzw. Elektrizitätssystems bis zum Jahr 2030/2050 ab:

- „Leitstudie 2010“ (BMU 2010) sowie deren Weiterentwicklung „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (BMU 2012) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (BMWi 2010) sowie deren Weiterentwicklung „Energieszenarien 2011“ (BMWi 2011a) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- Sondergutachten „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ (SRU 2011), Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).
- Das BEE Szenario Stromversorgung 2030 (BEE 2012), Bundesverband erneuerbare Energie e.V.
- 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland (ISE 2012a), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

- Das Energiesystem Deutschland 2050, sektor- und energie-trägerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Verringerung energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energien (ISE 2013), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Die untersuchten Szenarien zeigen, unter welchen Voraussetzungen und Bedingungen eine langfristige Umgestaltung des deutschen Energiesystems in Richtung einer regenerativen Energieversorgung möglich ist.

Abbildung 2 zeigt den möglichen zukünftigen Strommix mit den resultierenden Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromversorgung für die verschiedenen Szenarien der oben genannten Studien.

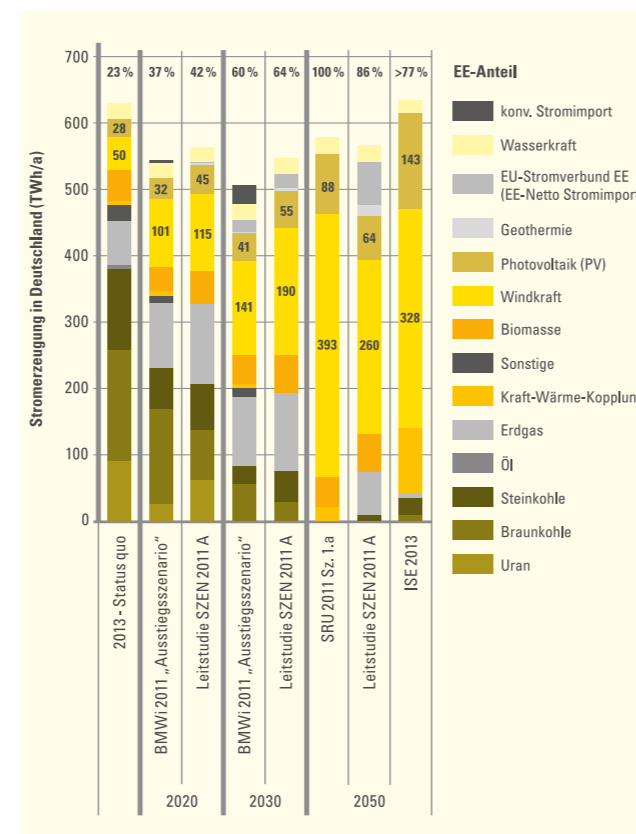


Abbildung 2: Szenarien der Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 (Grafik: LBST)

In allen Szenarien geht der Einsatz fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung stark zurück und das Ziel der Bundesregierung von 35 % erneuerbaren Energien in der Stromversorgung bis 2020 wird erreicht. Die mittel- bis langfristigen Szenarien bilden einen weiter fortschreitenden Ausbau des Beitrags regenerativer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland ab. Alle Studien betrachten das Ziel der Bundesregierung von 80 % erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 als erreichbar.

Die bis 2022 wegfallende Stromerzeugung aus Kernenergie wird durch Gaskraftwerke und EE-Ausbau sowie durch niedrigere Nettostromexporte bzw. höhere Nettostromimporte kompensiert. Die Umstellung der Stromversorgung auf EE erfolgt zum überwiegenden Teil durch verstärkten Einsatz der Windenergie und in geringerem Ausmaß der Photovoltaik (PV). Die Wasserkraft wird nur wenig ausgebaut.

Die dargestellten Szenarien unterscheiden sich vor allem in der Höhe der Stromnachfrage sowie dem Grad des Austauschs mit den Nachbarländern. Nach Einschätzung des Sachverständigenrats für Umweltfragen ist eine 100 % erneuerbare Stromversorgung für Deutschland im Jahr 2050 möglich (SRU 2011). Eine aktuelle Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) führt aus, dass eine vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung inklusive Strom, Wärme und Mobilität 2050 nicht nur technisch sondern auch wirtschaftlich darstellbar ist (IWES 2014).

2.3 AUSWIRKUNGEN UND ANFORDERUNGEN ANS STROMSYSTEM

Der aus klima- und umweltpolitischer Sicht ambitionierte Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung hat Auswirkungen auf den Betrieb des konventionellen Kraftwerkparkes und der Stromnetze. Dies liegt vor allem daran, dass insbesondere Solar- und Windenergieanlagen eine witterungsabhängig fluktuierende Einspeisecharakteristik aufweisen und andere elektrotechnische Eigenschaften haben als die Generatoren von Großkraftwerken. Mit deren zunehmendem Anteil wird sich die Charakteristik der Stromversorgung signifikant ändern. Die Veränderungen umfassen technische, organisatorische aber auch wirtschaftliche Aspekte und zeichnen sich durch folgende Merkmale aus:

- Die Anteile von erneuerbarem Strom im Gesamtsystem, insbesondere von Windkraft und Photovoltaik, steigen. Da die Potenziale von Wind und PV weit über denen von Wasser, Biomasse und Geothermie liegen, werden wachsende Anteile fluktuierender erneuerbarer Erzeugung in das Stromsystem integriert werden müssen.
- Die Anzahl an Erzeugungsanlagen steigt wegen der niedrigeren vorliegenden Energiekonzentration bei Wind, Wasser und Sonne im Gegensatz zu chemischen Energieträgern wie Öl, Gas oder Kohle.
- Die Einspeisung von Strom erfolgt aufgrund einer größeren Zahl von Kleinanlagen zunehmend in kleineren Mengen, lokal stärker verteilt und zeitlich unregelmäßiger.
- Der gesicherten Kraftwerksleistung kommt eine steigende Bedeutung zu. Die gesicherte Leistung beschreibt den Anteil der installierten Leistung, der jederzeit verfügbar ist. Die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien haben eine geringere gesicherte Verfügbarkeit als konventionelle thermische Kraftwerke.
- Potenziale für erneuerbaren Strom liegen teilweise verbrauchern; dies gilt insbesondere für die Offshore-Windenergie. Dies erschwert die Einbindung der so erzeugten Energie in das Stromnetz.
- Hatten in der Vergangenheit die großen Energieversorger sowie die Stadtwerke und in gewissem Umfang auch große Industrieunternehmen in Erzeugungskapazitäten investiert, so liegen die Investitionen und der Betrieb von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen seit einem Jahrzehnt überwiegend in der Hand neuer Akteure, z. B. von Projektgesellschaften, (Bürger-)Genossenschaften, Landwirtschaft, Gewerbe und Privatpersonen. Eine vergleichbare Rolle dieser Akteursgruppen wird teilweise auch für Netzinvestitionen diskutiert und erprobt. Diese richtet sich hier vorrangig auf lokale Akzeptanz und regionale Wertschöpfung.
- Strom wird zunehmend als „Kraftstoff“ im Verkehr genutzt, entweder direkt in Batteriefahrzeugen oder über einen aus Strom erzeugten, chemischen Energieträger, wie z. B. Wasserstoff und perspektivisch auch synthetisches Methan, Benzin, Diesel oder Kerosin.
- Um eine Verstärkung des Angebots erneuerbarer Energien sowie der Stromnachfrage zu erreichen, wird auch der Stromaustausch über Landesgrenzen hinweg zunehmen.

⁵ KWK – Kraft-Wärme-Kopplung

Kapitel 2

Ein erhöhter Stromaustausch (Umsatz) muss jedoch nicht notwendigerweise zu einer erhöhten Stromabhängigkeit im Bilanzsaldo Deutschlands führen.

- Die Umsetzung eines einheitlichen Energiebinnenmarkts in Europa steht im Zentrum der europäischen Energiepolitik. Die Integration der Märkte für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas hat insbesondere in Nord- und Zentraleuropa bereits sichtbare Fortschritte erzielt. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt die europäische Marktintegration zusätzlichen Stromtransportbedarf, insbesondere grenzüberschreitend, und führt zum Ausbau der Übertragungsnetze (EP 2012).

2.4 OPTIONEN FÜR DIE INTEGRATION VON ERNEUERBAREM STROM

Zum Erhalt der in Deutschland gewohnt hohen Versorgungssicherheit (siehe Abschnitt 2.1) und zur Stabilisierung des Netzes muss zu jedem Zeitpunkt ein Ausgleich zwischen Bedarf und Erzeugung hergestellt werden. Dieser Ausgleich kann über verstärkten Stromtransport (Netzausbau), Flexibilisierung der Erzeugung, intelligentes Lastmanagement und/oder Entwicklung geeigneter Speichersysteme erfolgen.

Diese Optionen können in unterschiedlichen Kombinationen zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage eingesetzt werden. „Keines dieser Teilssegmente eines künftigen Energiesystems scheint aus heutiger Sicht entbehrlich; die vielfältigen Interdependenzen zwischen den Segmenten sind allerdings sehr sorgfältig zu analysieren, um robuste Aussagen über ihre konkrete Ausgestaltung machen zu können.“ (BEE und Greenpeace Energy 2012). Wie dieses komplexe Zusammenspiel stattfinden kann, hängt von den weiteren Entwicklungen des Stromversorgungssystems ab und ist Gegenstand umfangreicher wissenschaftlicher Arbeiten auf nationaler und europäischer Ebene. Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die aktuellen Untersuchungen und den bisherigen Kenntnisstand.

2.4.1 NETZVERSTÄRKUNG

Zum aktuellen Zeitpunkt lässt sich festhalten, dass ein hoher Netzausbaubedarf sowohl in Übertragungs- als auch in Verteilnetzen identifiziert wurde (dena 2005), (dena 2010a), (EA-AW 2012), (BDEW 2011), (EP 2012). Seit 2012 wird von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich ein Netzentwicklungsplan Strom erarbeitet. Dieser ermittelt, in welchem Umfang die Übertragungsnetze in den nächsten 10 beziehungsweise 20 Jahren ausgebaut werden müssen.

Maßnahmen wie Einspeisemanagement (siehe Abschnitt 2.1), Redispatch⁶ von Kraftwerken und Lastabschaltungen werden dabei nicht berücksichtigt, obwohl sie aktuell in der Praxis angewandt werden.

Der Stromnetzausbau (Optimierung, Verstärkung und Ausbau) verläuft trotz allgemeiner Bekenntnisse und gesetzlicher Vereinfachungen weit langsamer als in den bisherigen Netzstudien angenommen. Auf der Übertragungsnetzebene wurden bislang 322 km (BNA 2014) der aktuell geplanten 1.855 km⁷ (BMJV 2013) realisiert.

Bei weiteren Verzögerungen in der Stromnetzentwicklung und langfristig darüber hinaus notwendigen Maßnahmen rücken andere Lösungsoptionen daher zunehmend in den Fokus. Allerdings ist auch bei idealem Netzausbau zukünftig mit Stromüberschüssen zu rechnen.

2.4.2 ERZEUGUNGSMANAGEMENT

Eine sichere Stromversorgung erfordert in Zukunft einen viel flexibleren Kraftwerkspark zur Ergänzung der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Unter Flexibilität ist hier die Eigenschaft aller Erzeugungsanlagen zu verstehen, die Schwankungen der verbleibenden Last (Residuallast) auszugleichen.

Es existiert eine Vielzahl an Technologien und Maßnahmen zur Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung durch eine Nachrüstung bestehender Kraftwerke oder den Neubau hochflexibler Kraftwerke. Durch die Kopplung mit Wärmespeichern bieten stromgeführte⁸ KWK-Anlagen ein noch nicht erschlossenes Potenzial, fluktuierende erneuerbare Energien auszugleichen.

Eine Studie des arrhenius Instituts (Klima-Allianz 2011) kommt zu dem Schluss, dass von den konventionellen Kraftwerkstypen lediglich Gaskraftwerke alle Anforderungen erfüllen, die sich aus einer auf erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung ergeben. Soll auch die Regelenergiebereitstellung vollständig regenerativ erfolgen, so können entsprechend angepasste Gasmotoren und Gasturbinen mit Biomethan, E-Methan oder Wasserstoff betrieben werden.

Mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen (BZ) sind vergleichbar mit Gaskraftwerken. Auch Hochtemperatur-Brennstoffzellen

können sehr gut dem Lastgang folgen, müssen jedoch abhängig vom Betriebsregime auf Temperatur gehalten werden.

Eine bedarfsgerechte Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Geothermie und Biomasse ist ebenfalls realisierbar, allerdings sind die Potenziale begrenzt. Flexibilisierungsmöglichkeiten wie der Einsatz von Einspeisemanagementmaßnahmen, bedarfsgerechte Strombereitstellung aus Biogasanlagen, stromgeführte Fahrweise von Wasserkraftwerken oder verbesserte Auslegung von Windenergie- oder PV-Anlagen werden diskutiert (BEE 2013b), (LIFIS 2013).

Grundsätzlich kann die Flexibilisierung des Kraftwerksparks unter anderem auch einen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaubedarfs leisten (BMW 2010).

2.4.3 NACHFRAGEMANAGEMENT

Nachfragemanagement⁹ ist ein Schlüsselwort für den Ansatz, die Nachfrage auf den unteren Netzebenen gezielt zu steuern. Dadurch kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden.

Nachfragemanagement zeichnet sich durch eine Vielzahl von Beteiligten aus: Stromerzeuger, Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Stromhändler, Stromlieferanten sowie Stromkunden. Bei dessen Implementierung müssen spezielle messtechnische Einrichtungen (Smart-Metering-Infrastruktur) vorhanden sein bzw. eingebaut werden.

Bereits heute setzt die energieintensive Industrie (z. B. in der Erzeugung von Zement, Chlor, chemischen Produkten, Aluminium oder Stahl) die Lastverschiebung ein. Wie (FfE 2010) darstellt, sind nur wenige Industrieverbraucher im Bereich zwischen vier Stunden und einer Stunde ohne Prozessbeeinträchtigung automatisch schaltbar. Zu- oder Abschalten im Minutenbereich ist deutlich einfacher zu realisieren. Somit kann das Lastmanagement kurzfristige Schwankungen ausgleichen, kaum aber Probleme z. B. tagelanger Windflauten lösen. In der dena Netzstudie II wird ein Potenzial von maximal etwa 2 GW für positive Regelleistung¹⁰ und 0,7 GW für negative Regelleistung genannt (etwa das Vierfache des bereits heute genutzten Potenzials) (BEE 2013b).

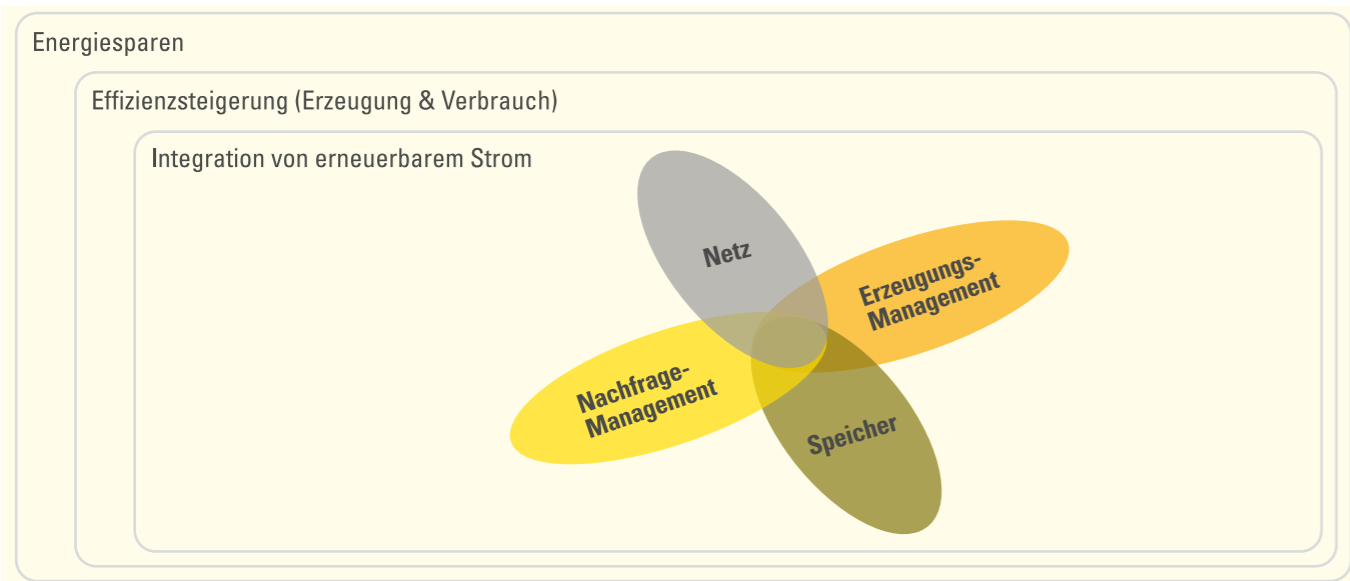


Abbildung 3: Optionen für die Integration von erneuerbarem Strom in das Stromversorgungssystem (Grafik: LBST)

⁶ Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen.

⁷ Laut (BNA 2014) hat sich die geplante Länge leicht auf 1.876 km erhöht.

⁸ Stromgeführte betriebene Anlagen werden bedarfsabhängig zur Stromerzeugung eingesetzt und liefern Wärme als Nebenprodukt; im Gegensatz dazu bedienen wärmegeführt betriebene Anlagen den Wärmebedarf und liefern Strom als Nebenprodukt.

⁹ In der einschlägigen Literatur auch als Lastmanagement, Demand Side Management (DSM) oder Demand Response bezeichnet.

¹⁰ Positive Regelleistung: Ausgleich eines Leistungsdefizits durch Zuschalten weiterer Erzeugungsleistung oder durch Abregelung von Verbrauchern; negative Regelleistung: Ausgleich durch Abregelung von Erzeugungsleistung oder durch zusätzlichen Stromverbrauch.

Kapitel 2

In deutschen Haushalten werden gegenwärtig ausschließlich Nachtstromspeicherheizungen und Wärmepumpen in begrenztem Umfang zur Lastverlagerung genutzt. Das 2009 beschlossene Verbot von Nachtstromheizungen ab 2020 wurde 2013 unter teilweise starkem Protest von Umweltschutzorganisationen wieder aufgehoben. Das Potenzial von Waschmaschinen, Trocknern und Spülmaschinen zur Lastverschiebung wird als maximal so hoch eingeschätzt wie das aktuelle Potenzial von Nachtstromheizungen; das Gesamtpotenzial wird voraussichtlich bis 2050 nicht mehr nennenswert ansteigen. (BEE 2013b) geht davon aus, dass das zukünftig zusätzlich nutzbare Lastverlagerungspotenzial von Haushaltsgeräten bei schätzungsweise 1–2 GW positiver bzw. unter 10 GW negativer Leistung liegt und im Bereich von einigen Stunden schaltbar ist. In Frankreich, wo Direktstromheizungen einen deutlich höheren Anteil haben als in Deutschland, sind damit Lastverlagerungszeiten von über einem Tag im Markt etabliert (EP 2012). Das Lastverlagerungspotenzial zeigt starke saisonale Unterschiede. Für die Nachfragesteuerung von Batteriefahrzeugen, Industrieverbrauchern, Wärmepumpen und Haushaltsgeräten steht nach (EA-AW 2011) in Deutschland ein Gesamtpotenzial von 16 GW bis 23 GW theoretisch und 10 GW unter Berücksichtigung der Nutzerakzeptanz zur Verfügung.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen geht davon aus, dass die vorhandenen Potenziale zur Lastverschiebung insgesamt begrenzt und überdies schwer zu erschließen sind (SRU 2011).

2.4.4 ELEKTROMOBILITÄT

Elektromobilität stellt einen potenziellen Leistungsnachfrager auf Verteilnetzebene dar und ist ein möglicher Teilnehmer am Nachfragemanagement. Ein gesteuertes Laden von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen¹¹ kann dazu dienen, Spitzenlasten zu reduzieren und fluktuierenden Strom aus Wind- und Solarenergie nutzbar zu machen. Dabei ist zu beachten, dass batterieelektrische Fahrzeuge nur für eine eher kurze Speicherung bzw. Entladung (bestenfalls wenige Stunden) geeignet sind. Dies gilt in gleicher Weise auch für Plug-In-Hybridfahrzeuge, d.h. solche mit größerer Batterie und Verbrennungsmotor.

Eine Speicherung großer Mengen erneuerbarer Energien mit solchen Elektrofahrzeugen ist allerdings kaum möglich. Die best-case Szenarien zeigen ein Leistungspotenzial von 4,8 GW mit 68 Volllast-

stunden (Schlegel 2012). Dies ist nicht nur auf die begrenzte Kapazität der Batterie sondern auch auf die meistens tägliche Nutzung der Fahrzeuge zurückzuführen. Bei unregelmäßigem Laden können Elektrofahrzeuge sogar zu Netzüberlastungen führen (Salah 2012).

Brennstoffzellenantriebe mit Wasserstoff als Kraftstoff (Fuel Cell Electric Vehicles – FCEV) sind im Kontext der Integration in das Stromsystem ebenfalls von Bedeutung. Mit der Produktion von Wasserstoff über Elektrolyse kann die Stromnachfrage des Elektrolyseurs gesteuert werden. Im Vergleich zu Batteriefahrzeugen sind die gesteuerten Lasten größer und deren Anzahl geringer, was die Transaktionskosten senkt (EP 2012).

2.4.5 STROMSPEICHERUNG

Elektrizität kann nicht in größeren Mengen direkt gespeichert werden und muss daher in eine andere Energieform umgewandelt, zwischengespeichert und bei Bedarf rückverstromt werden. Energiespeicher erfüllen im Stromnetz eine Reihe von Aufgaben von der Primärregelung (Sekundenreserve) und unterbrechungsfreier Stromversorgung bis hin zu Tages-, Wochen- und Jahresausgleich. Heute stehen verschiedene Stromspeichertechnologien zur Verfügung, die sich in ihren technischen Leistungsparametern, ihrer Kostenstruktur, ihren Potenzialen und in ihrer Effizienz stark unterscheiden. Technische Lösungen reichen von dezentralen Kurzzeitspeichern (Supercaps, Batterien, Schwungräder etc.) bis zu Groß- und Langzeitspeichern (etablierte Pumpspeicher, Druckluftspeicher und chemische Speicher über elektrolytisch erzeugten Wasserstoff – Power-to-Gas). Wasserstoff kann neben der Rückverstromung auch in andere Anwendungen fließen, z. B. als Kraftstoff in den Verkehr.

Zurzeit wird auf allen Ebenen intensiv über den Einsatz und Ausbau von Speichern im Stromnetz diskutiert. Abhängig von den getroffenen Annahmen z. B. zum EE-Ausbau und zu den Potenzialen bei der Nutzung anderer Ausgleichsmöglichkeiten (DSM, Erzeugungsmanagement oder Netzausbau) ergibt sich eine große Bandbreite für den möglichen Speicherausbaubedarf (Drees 2012).

Kurz- und mittelfristig können Speicher herkömmliche Netzausbaumaßnahmen teilweise ersetzen. Der Speicher übernimmt dabei die Funktion einer zusätzlichen Last, wenn eine hohe Einspeisung

ins Netz erfolgt und wirkt als Erzeugungsanlage bei hoher Nachfrage (Stölzle 2012). Er kann so insbesondere lokale oder regionale Netzengpässe lindern. Grundsätzlich ergänzen sich aber Speicher und Netzausbau, da Speicher Erzeugung und Verbrauch zeitlich entkoppeln, während Netze dies räumlich tun. „Langfristig dürften verstärkt Stromspeicher zur Aufnahme von Überschüssen und zur zeitlichen Verschiebung von Energie im größeren Maßstab benötigt werden. Soll eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien angestrebt werden, dürften Saisonspeicher unverzichtbar werden.“ (DIW 2013). Eine detailliertere Übersicht über Studien, die den Bedarf an Stromspeichern (Großspeichern) im zukünftigen Energiesystem Deutschlands modellieren und analysieren, wird im nachfolgenden Kapitel 3 gegeben.

2.5 AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Mit knapper werdenden fossilen Ressourcen und dem Ausstieg aus der Kernenergie ändert sich das gesamte Energiesystem fundamental. Die Energieversorgung in Deutschland steht vor der großen Herausforderung, langfristig nahezu vollständig auf erneuerbare Energieträger umgestellt zu werden.

Dominierten in der Vergangenheit die chemischen Energieträger als Primärenergiequelle, so werden diese in Zukunft insbesondere durch Strom als erneuerbarer Primärenergie abgelöst. Damit geht zugleich aber auch deren leichte Speicherbarkeit und Transportierbarkeit teilweise verloren, welche die bisherige Nutzung von Energie vergleichsweise einfach gemacht hat. Eine intelligente Verknüpfung von Strom, Gas (Wasserstoff, Methan), Wärme und Mobilität ist Voraussetzung für eine robuste, nachhaltige und zukunftsfähige Energieversorgung Deutschlands.

Mit Zunahme des Anteils an erneuerbarer Stromerzeugung, insbesondere aus fluktuierenden Quellen, wird sich die Charakteristik der Stromversorgung weiter signifikant ändern. Vor allem das koordinierte Zusammenspiel zwischen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Verbrauch elektrischer Energie ermöglicht eine effiziente Einbindung von erneuerbaren Energien ins Energieversorgungssystem sowie einen sicheren Übergang ins regenerative Energiezeitalter. Welche Kombination aus Stromerzeugungstechnologien und Ausgleichsoptionen für fluktuierende Einspeisung volkswirtschaftlich optimal ist, hängt von vielen Fak-

toren ab. Für die zukünftige Planung müssen die vielfältigen Abhängigkeiten zwischen den Energieverbrauchssegmenten sowie die Verknüpfungen der Netzinfrastruktur mit Wärme und Mobilität zunehmend mitberücksichtigt werden. Dafür ist eine robuste und flexible Strategie erforderlich, die langfristig allen Marktakteuren Planungssicherheit bieten kann.

¹¹ Reine Batteriefahrzeuge und Hybridantriebskonzepte mit Batterieladung (Plug-In Hybrid Electric Vehicles – PHEV).

Kapitel 3

SPEICHERBEDARF UND SPEICHERKAPAZITÄTEN: STATUS UND AUSBAUPOTENZIALE

Stromspeicher werden abhängig von ihrer Leistungsfähigkeit und ihren technischen Charakteristika, aber auch je nach Anteil der fluktuierenden Energieeinspeisung ganz unterschiedliche Rollen übernehmen. Sie können einerseits kurzfristige Fluktuationen in der Stromerzeugung dämpfen und den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage unterstützen. Dabei muss typischerweise nur wenig Energie über kurze Zeit gespeichert werden, dies aber unter Umständen sehr häufig. Andererseits müssen langfristig Speicher in der Lage sein, zu Zeiten hohen Angebots Energie in großer Menge und über längere Zeiträume zu speichern und diese bei großer Nachfrage oder bei zu wenig Wind und Sonne wieder abzugeben.

3.1 GROSSTECHNISCHE STROMSPEICHERTECHNOLOGIEN IM ÜBERBLICK

In der vorliegenden Studie liegt der Fokus auf den großtechnischen Stromspeichertechnologien. Dazu werden die drei Technologien Pumpspeicherwerke (PSW), Druckluftspeicher ((A) CAES¹²) sowie chemische Speicherung in Form von Wasserstoff oder Methan Power-to-Gas (PtG) analysiert.

3.1.1 PUMPSPEICHERWERKE

Stand der Technik

In Pumpspeicherwerken wird elektrische Arbeit in Form von potenzieller Energie gespeichert und zum gewünschten Zeitpunkt wieder in elektrische Energie umgewandelt. Im Grundaufbau besteht ein PSW aus zwei übereinander gelagerten Staubecken, dem Krafthaus mit den Maschinensätzen und den Verbindungsleitungen jeweils vom Oberbecken und dem Unterbecken zu den Maschinen. In Zeiten geringer Stromnachfrage wird das Wasser gegen die Erdanziehungskraft aus dem unteren Becken in das obere Becken gepumpt (Pumpbetrieb). Steigt der Strombedarf, wird das im oberen Becken gespeicherte Wasser zum Antrieb der Turbinen genutzt (Turbinenbetrieb). Die Turbine wandelt kinetische Energie über einen Generator in elektrische Energie um.

Aus gegenwärtiger Sicht sind Pumpspeicherwerke die einzige großtechnisch verfügbare Speichertechnologie für elektrische Energie. Sie stellen 99 % der weltweit installierten Speicherkapazität dar. Der weitere Zubau von PSW in Deutschland gilt als begrenzt

(siehe z. B. (JRC 2013)) und ein starker Zubau ist unwahrscheinlich. Die Landschaftseingriffe sind aus ökologischer Sicht bedenklich. Sie erfordern aufwändige Genehmigungsverfahren und stoßen in der Bevölkerung auf wenig Akzeptanz. In den vergangenen 10 Jahren gab es mit dem PSW Goldisthal lediglich einen Neubau. Wenn alle geplanten Neubauprojekte realisiert werden, würde sich die installierte PSW-Leistung in Deutschland auf insgesamt 10,8 GW und die Kapazität auf etwa 78 GWh erhöhen (IEWT 2013).

Anstatt neue Pumpspeicherwerke in Deutschland zu errichten, gibt es die Idee, die großen Pumpspeicherpotenziale in Skandinavien zu nutzen. Abgesehen vom hierfür notwendigen Netzausbau, z. B. nach Norwegen, geht der Ausbau erneuerbarer Energien in ganz Europa voran, womit der Speicherbedarf auch in anderen Ländern ansteigt. Zum einen werden die meisten der norwegischen Stauseen heute lediglich als Kraftwerke ohne Pumpfunktion eingesetzt und müssten aufwändig nachgerüstet werden. Zum anderen sind die heutigen Kraftwerke dynamisch eng in das norwegische Energiesystem eingebunden und lassen daher nur wenig Flexibilität bei der Nutzung für andere, von exogen aufgeprägten Anforderungen bestimmte Bedarfsprofile zu (Kesselmeier 2013).

Eine detaillierte Analyse der wesentlichen politischen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen beim Bau und Betrieb von Pumpspeicherwerken in Europa wurde im Jahr 2011 durchgeführt. Demnach wird sich der Bau neuer Anlagen auf Länder konzentrieren, die naturräumlich für Pumpspeicherwerke geeignet sind. Das sind vor allem bergreiche Länder wie z. B. Österreich, Schweiz, Spanien oder Norwegen (ecoprog 2011). In einer detaillierten Abschätzung für die Europäische Union findet (JRC 2013) ein realistisches Potenzial zur Verdopplung der PSW-Leistung. Außerhalb der EU gibt es noch signifikante Potenziale in Norwegen und der Türkei.

Deutschland, Österreich und die Schweiz verfügen gemeinsam mit einer Kapazität von 12,5 GW über 24 % der gesamten installierten Pumpspeicherleistung in Europa. Weitere Projekte mit einer Kapazität von 11 GW sind in Vorbereitung oder in Bau. Dies würde ausreichen, um den Speicher- und Flexibilitätsbedarf der Region Deutschland-Österreich-Schweiz bis 2020 zu decken. Bis 2050 drohen hohe Überschussleistungen aus erneuerbaren Energien, wenn kein weiterer Speicherausbau (PSW oder andere Techno-

logien) erfolgt (Österreichs E-Wirtschaft et al. 2012). Mit dem Ziel, die Nutzung der PSW weiter auszubauen und neue Potentiale zu erschließen, haben BDEW¹³, Österreichs Energie¹⁴ und VSE¹⁵ im Jahr 2012 die „Energie-Initiative der Alpenländer“ gegründet.

Eine Potenzialanalyse für Pumpspeicher an Bundeswasserstraßen in Deutschland kommt auf eine Gesamtkapazität von 400 MWh, die mit vergleichsweise geringen Umrüstkosten als Stundenspeicher genutzt werden könnten (Stenzel et al. 2013).

Forschung/„unkonventionelle“ gravitative Speicher

Neben den bekannten PSW gibt es diverse andere Möglichkeiten, in ähnlicher Weise Energie über das Erzeugen von Höhenunterschieden großer Massen gravitativ zu speichern. Exemplarisch sind im Folgenden zwei aktuell diskutierte Verfahren genannt.



Abbildung 4: Der prinzipielle Aufbau eines PSW unter Tage (Grafik: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen der TU Clausthal efn)

Im Auftrag des BMWi untersucht die fast 1.000-Seiten-starke Studie „Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke“ des Energieforschungszentrums Niedersachsen die Möglichkeiten für Pumpspeicher in aufgelassenen Bergwerken und Tagebauen. Die wesentlichen Bestandteile solcher Anlagen würden weitgehend untertägig angeordnet (siehe Abbildung 4), was eine geringere Beeinflussung der Landschaft verglichen mit konventionellen PSW darstellt. Nach einer ersten Potenzialschätzung sind theoretisch bis zu 10 GW installierte Leistung bei bis zu 40 GWh Gesamtspeicherkapazität zu erwarten (efzn 2011). In einem weiteren Schritt soll eine Pilotanlage geplant werden. Eine erste kleine Pilotanlage zu Forschungszwecken ließe sich frühestens im Zeitraum 2015 bis 2018 realisieren (BINE 2013). Derartige „Unterflur“-Speicherwerke stellen eine interessante Möglichkeit zur Energiespeicherung dar. Die damit verbundenen Fragestellungen und Perspektiven müssen aber noch in vielerlei Hinsicht untersucht und erforscht werden.

Eine weitere Konzeptidee ist die eines Hubspeicherwerks (Lageenergiespeicher), in dem durch das Anheben von Felsmassen Energie gespeichert werden soll: Für die Speicherung wird ein zylinderförmiger Granitblock hydraulisch angehoben. Bei Energiebedarf wird das Wasser aus dem Hubraum wieder in ein Wasserreservoir geleitet, wobei Turbinen angetrieben und Strom ins Netz gespeist wird. Der niedrigere Flächenbedarf und die potenziell niedrigeren Kosten bei Speicherung großer Energiemengen werden nach ersten Abschätzungen als Vorteile gegenüber konventionellen Pumpspeicherwerken angeführt (Heindl 2012).



Abbildung 5: Das Modell wurde November 2013 in Berlin auf der IRES Konferenz ausgestellt (Heindl 2014)

¹² (A) CAES – (Adiabatic) compressed air energy storage

¹³ BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Deutschland.

¹⁴ Österreichs Energie – Interessenvertretung der österreichischen Stromwirtschaft.

¹⁵ VSE – Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen.

Kapitel 3

Allerdings wird die Wirtschaftlichkeit eines solchen Speicherkonzepts von den Befürwortern der Technologie erst ab einem Radius von mindestens 100 m erwartet. Des Weiteren müssten umfangreiche geologische Untersuchungen gemacht werden, um Gebiete mit möglichst spannungsfreiem Gestein zu finden. Auch die Realisierung der benötigten Baukomponenten wurde in einer derartigen Größenordnung noch nicht vollzogen. Die Zustimmung der Bevölkerung für ein derart großes Projekt ist offen.

3.1.2 DRUCKLUFTSPEICHERKRAFTWERKE

Stand der Technik

Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) nutzen die Kompressibilität von Luft, um Elektrizität in Form von potenzieller Energie zu speichern. Zur Speicherung dienen große, dichte und druckfeste Speicheranlagen wie etwa ausgesolte Salzkavernen. In Schwachlastzeiten wird durch den Verdichter Druckluft im vorgesehenen Reservoir gespeichert. Für den Entladevorgang wird die gespeicherte Luft über eine Gasturbinenanlage entspannt. Der dabei entstehende starke Temperaturabfall wird durch Zuführung von Erdgas ausgeglichen. Dies wirkt sich nachteilig auf die Emissionen und die energetische Effizienz der Speicherung aus.

Weltweit werden bislang nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke betrieben. Die erste CAES-Anlage wurde 1978 in Huntorf, Deutschland, in Betrieb genommen. Seit 1991 existiert auch in den USA (McIntosh, Alabama) eine Anlage. Tabelle 1 fasst die wesentlichen Kenndaten der beiden Anlagen zusammen.

Anlage	Leistung (MW)	Entladedauer (Stunden)	Speichervolumen/ Salzkaverne (m ³)	Wirkungsgrad
Huntorf, Deutschland	321	2	2 x 150.000 m ³	42 %
McIntosh, Alabama, USA	110	26	1 x 538.000 m ³	54 %

Tabelle 1: Erfahrungen mit CAES (dena 2010b), (VDE 2009)

Die Weiterentwicklung der Druckluftspeicherkraftwerke sind die adiabaten Druckluftspeicherkraftwerke. Dabei wird die bei der Erzeugung der Druckluft anfallende Wärme zwischengespeichert und bei Bedarf in den Entladeprozess eingekoppelt. Da die ansonsten erforderliche Zuführung von Erdgas dadurch entfällt, ermöglicht dieses Verfahren nicht nur einen effizienteren, sondern auch einen emissionsfreien Betrieb. Bei der Standortwahl kann auf einen Erdgasanschluss verzichtet werden. Die Anforderungen an den Druckluftspeicher unterscheiden sich nicht – es können analog zu den CAES Salzkavernen genutzt werden.

Bisher wurden noch keine ACAES-Anlagen errichtet (VDE 2009). Unter dem Projektnamen ADELE plant RWE einen adiabaten Druckluftspeicher südlich von Magdeburg am Standort Staßfurt mit 90 MW Leistung und 360 MWh Kapazität. Bei ausreichender Rentabilität ist die Inbetriebnahme ab 2019 vorgesehen (Marquardt 2013). Sofern die örtlichen Gegebenheiten, wie die Verfügbarkeit geeigneter Salzformationen zur Erstellung von Speicherkavernen, vorhanden sind, könnten adiabate Druckluftspeicher die vorhandenen Pumpspeicherwerke sinnvoll ergänzen. Zur Realisierung solcher Speicher ist allerdings noch ein hoher Forschungs- und Entwicklungsaufwand notwendig.

Forschung/„unkonventionelle“ CAES

Der submarine Druckluftspeicher greift Konzepte der Pump- und der Druckluftspeicher auf und passt sie an die Gegebenheiten auf offener See an. Überschüssige Energie wird verwendet, um Luft nach unten zu pumpen, Wasser zu verdrängen und mit wachsender Tiefe die Luft zu komprimieren. Die am Meeresboden angelangte Luft wird dort in einem großvolumigen Behälter bis zu ihrer späteren Nutzung – analog zu konventionellen Druckluftspeichern – zwischengespeichert (Purtz 2010), (Chandler 2013). Es gibt bislang wenig Erfahrung mit den beschriebenen Technologien. Bis die Konzepte realisiert werden können, ist noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand erforderlich.

3.1.3 POWER-TO-GAS

Stand der Technik

In Power-to-Gas-Speichersystemen wird elektrische Arbeit in Form von chemischer Energie gespeichert, die zum gewünschten Zeitpunkt wieder in elektrische Energie umgewandelt und ins Netz

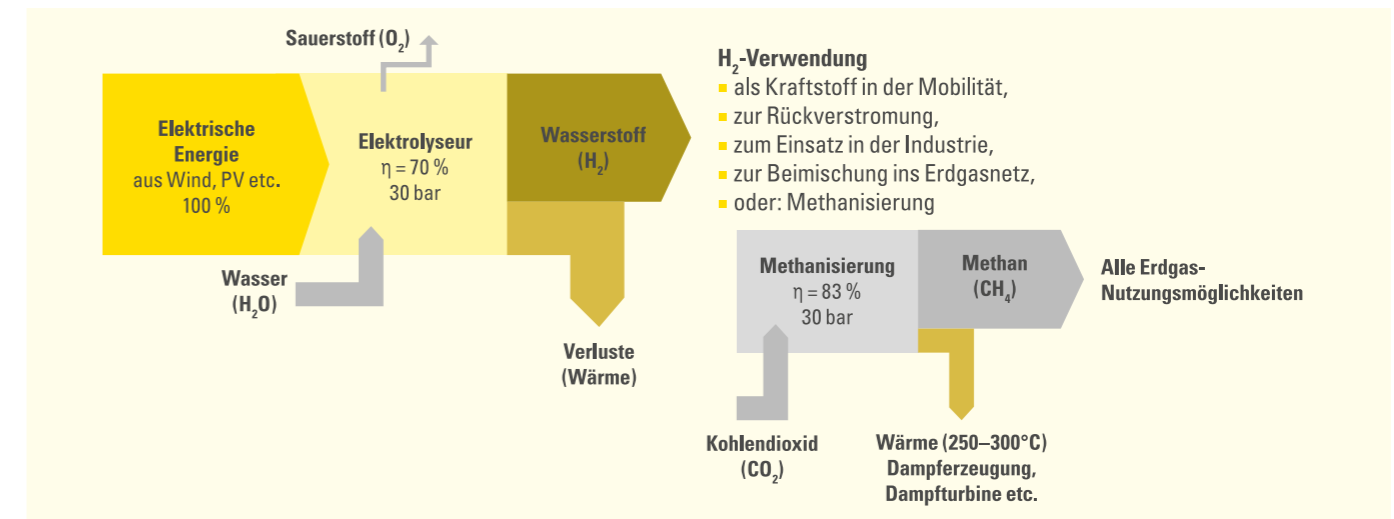


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Energieflüsse von Power-to-Gas (Grafik: LBST)

eingespeist wird oder für andere Nutzungen zur Verfügung steht. Das Konzept von Power-to-Gas ist in Abbildung 6 dargestellt.

Die Schlüsseltechnologie des PtG-Konzepts ist die Elektrolyse, in der Wasserstoff erzeugt wird. In einem zweiten Schritt wird gegebenenfalls aus Wasserstoff und Kohlendioxid Methan synthetisiert. Wasserstoff (H₂) kann in der Industrie oder als Kraftstoff im Verkehr eingesetzt, in Brennstoffzellen oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken rückverstromt oder in variablen aber geringen Volumenanteilen dem Erdgas im vorhandenen Leitungsnetz zugemischt werden (DVGW 2013).

Brennstoffzellen (siehe auch Kapitel 6 und 7) ermöglichen eine höchst effiziente und emissionsfreie Umwandlung von Wasserstoff in Strom und Wärme. Diese Technologie kann künftig eine wichtige Rolle bei der Verknüpfung der bislang noch getrennten Systeme zur Stromerzeugung (aus erneuerbaren Energien) und der Kraftstoffversorgung für den Verkehr spielen (NOW 2013a). Allerdings sind weitere Entwicklungen für den industriellen Einsatz erforderlich (HMUELV 2013).

Die Entwicklung stationärer Großgasturbinen für den Betrieb mit wasserstoffreichem Brennstoff wird in mehreren Projekten auf nationaler und europäischer Ebene verfolgt. Z. B. arbeitet Siemens an der Entwicklung einer für Wasserstoff und Synthesegas¹⁶ ge-

eigneten Gasturbine der Baureihe H, die bis 2017 einsatzbereit sein soll (BMW 2011b). Synthetisches Methan kann als gleichwertiger Energieträger fossilem Erdgas ohne Einschränkungen beigemischt werden. Zur weiteren Verwendung kann die bestehende Erdgasinfrastruktur genutzt werden.

Während im Wasserstoff noch etwa 70 % der ursprünglichen elektrischen Energie enthalten sind, enthält synthetisches Methan, inkl. der Bereitstellung von CO₂, nur noch ca. 58 % der ursprünglichen Energie (VDE 2013). Demgegenüber liegen die Vorteile der Methanisierung in den niedrigeren Speicherkosten von Methan sowie in der Möglichkeit der Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur (HMUELV 2013). Die Wasserstoffherstellung durch die Aufspaltung von Wasser in Elektrolyseuren eröffnet die Möglichkeit, auch in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu speichern (ISE 2012b). Die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse ist bereits erprobt und es liegen langjährige Betriebserfahrungen bei der Herstellung großer Mengen von Wasserstoff vor (siehe Kapitel 4). Als geeignete Großspeicher für Methan und Wasserstoff kommen sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher in Frage¹⁷, die entsprechende geologische Formationen voraussetzen. Für die dezentrale Speicherung sind Drucktanks, Röhrenspeicher sowie Flaschenbündel geeignet (BFE 2013), (HMUELV 2013).

¹⁶ Mischung aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid.

¹⁷ Die Eignung von Porenspeichern für Wasserstoff ist eingeschränkt durch die mögliche Umsetzung von Wasserstoff durch Bakterien (DVGW 2013).

Kapitel 3



Abbildung 7: Röhrenspeicher in Gutenswil in der Schweiz (Grafik: Energie 360°)

Ein entscheidender Vorteil eines PtG-Speichersystems gegenüber anderen Großspeichern ist die hohe Speicherdichte (e-mobil BW 2012). PtG bietet als einzige der hier dargestellten Technologien die Perspektive eines Langzeitspeichers (Wochen, Monate); kurzfristige Speicherung ist allerdings ebenfalls möglich. Die Energiespeicherkapazität von Wasserstoff oder Methan in Kavernen ist um etwa den Faktor 50 bis 500 höher als bei Nutzung der gleichen Kaverne als Druckluftspeicher. PtG-Anlagen können flexibel betrieben und so im Nachfragemanagement (siehe Abschnitt 2.4.3) genutzt werden.

Potenziale/Forschung

Power-to-Gas steht als Synonym für die „Wandlung von Elektronen in Moleküle“ und ist der Oberbegriff für ein Konzept, das Speicherung und Transport erneuerbarer Energien in Form von Wasserstoff oder Methan ermöglicht. In den letzten Jahren wurde eine Reihe von Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten gestartet (siehe Abbildung 8). Insgesamt 29 PtG-Projekte laufen aktuell oder befinden sich in der Vorbereitung. Bis Anfang des Jahres 2014 waren davon 14 in Betrieb mit insgesamt ca. 11 MW Elektrolyseur-Eingangleistung und ca. 180 MWh H₂-Erzeugungspotenzial pro Tag, neun Projekte in Planung und vier weitere im Bau. Die Projekte erproben unterschiedliche Aspekte von PtG-Systemen – Betankung von Brennstoffzellenfahrzeugen in einer Wasserstofftankstelle vor Ort (sechs Projekte), Rückverstromung (acht Projekte), Einspeisung ins Erdgasnetz (zehn Projekte) und Methanisierung (elf Projekte). Fünf Anlagen stellen den erzeugten Wasserstoff zur weiteren Nutzung über Trailer und/oder Pipeline zur Verfügung. Abbildung 8 zeigt die Verteilung der Projekte über Deutschland (LBST PtG-Datenbank). Weitere PtG-Aktivitäten sind aus Österreich, Italien, Frankreich, Spanien, den Niederlanden, Dänemark, Großbritannien und Norwegen bekannt. Meist sind es kleinere Projekte, die sich mit „Mini-Grid“ und Inselösungen beschäftigen. Ein EU-gefördertes Projekt namens „INGRID“ in der Megawattklasse ist in Italien in Vorbereitung mit H₂-Einspeisung ins Erdgasnetz und Rückverstromung.

- Reußenköge:** PEM-Elektrolyse (zunächst 200 kW, später 1 MW), H₂-Speicherung, Verstromung (BHKW) im Bau (2013)
- E.ON Hanse, Hamburg:** PEM-Elektrolyse (1 MW), H₂-Einspeisung ins Erdgasnetz, in Planung (2014)
- Audi Werlte:** alkalische Elektrolyse (6 MW), SNG-Herstellung und Einspeisung ins Erdgasnetz, in Betrieb seit 6/2013
- RWE Ibbenbüren:** PEM-Elektrolyse (100 kW), H₂-Einspeisung ins Erdgasnetz, in Planung (2013)
- CO₂RRECT Niederaußem:** PEM-Elektrolyse (300 kW), Methanol- und Methan-Herstellung, Verstromung, in Betrieb seit 3/2013
- Energiepark Mainz:** PEM-Elektrolyse (6 MW), H₂-Speicherung, H₂-Verstromung, H₂-Einspeisung ins Erdgasnetz, in Planung (2015)



- RH₂-WKA Grapzow:** alkalische Elektrolyse (1 MW), H₂-Speicherung, H₂-Verstromung, in Betrieb seit 9/2013
- ENERTRAG Prenzlau:** alkalische Elektrolyse (500 kW), H₂-Pipeline, H₂-Verstromung, in Betrieb seit 10/2011
- E.ON Falkenhagen:** alkalische Elektrolyse (2 MW), H₂-Pipeline, H₂-Einspeisung ins Erdgasnetz, in Betrieb seit 8/2013
- Thüga Frankfurt:** PEM-Elektrolyse (320 kW), H₂-Einspeisung ins Erdgasnetz, im Bau (2013), ab 2016 auch Methanisierung geplant
- ETOGAS ZSW in Stuttgart:** alkalische Elektrolyse (250 kW), Methanisierung, in Betrieb seit 10/2012

Abbildung 8: Aktuelle PtG-Projekte in Deutschland (Grafik: LBST)

Ziel der Aktivitäten ist es, den möglichen Beitrag der Speicherung von Strom in Form von Gas zur Integration von erneuerbaren Energien ins Energiesystem zu demonstrieren sowie die dafür nötigen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu untersuchen.

Die Analyse der Vorteile und Potenziale der beiden leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas bzw. Methangas aus Wasserstoff sowie ihrer Transportsysteme in tagesabhängiger und saisonaler Dynamik aus Angebot und Nachfrage ist Gegenstand aktueller Forschung (IWES 2013). Ein Konzept für das Zusammenwachsen der Strom- und Gasinfrastruktur auf der Verteilnetzebene (bis 110 kV) wird vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs DVGW entwickelt (DVGW 2013).

3.2 POWER-TO-GAS UND MÖGLICHE DEZENTRALISIERUNG DER KÜNFTIGEN ENERGIEVERSORGUNG

Es entwickeln sich neben zentralen auch zunehmend dezentrale Energieversorgungsstrukturen. Dieses könnte zum einen die Folge des in einigen Regionen bereits heute ausgeprägten Ausbaus dezentral in das Verteilnetz einspeisender EE-Anlagen sein, deren Fluktuation nach Flexibilisierungsmaßnahmen bereits auf Verteilnetzebene verlangt. Auf der anderen Seite könnte Power-to-Gas-Anlagen dabei die Funktion zukommen, Strom- und Gas-

netze dezentral zu verbinden. Im Rahmen einer detaillierten Analyse wurde die Versorgung Baden-Württembergs mit Wasserstoff als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge untersucht (Bünger et al. 2012). Als wichtiger Bestandteil im Hinblick auf einen wirtschaftlichen Betrieb wurde die Energiespeicherfunktion dezentral an der Tankstelle, regional an Wasserstoff-Produktionsanlagen oder zentral z. B. an norddeutschen Salzkavernenstandorten miteinander verglichen. Es zeigte sich dabei unter anderem, dass sowohl die dezentrale als auch die zentrale Wasserstoffversorgung unter bestimmten Annahmen potenziell aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus relevant sein kann.

Der dezentrale Ansatz lässt sich konsequent zu kommunalen Gesamtenergieversorgungskonzepten auf Basis erneuerbaren Stroms weiterentwickeln. Neben der Zumischung von Wasserstoff zu Erdgas in bestehenden Netzen einerseits, sowie der Methanisierung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und Einspeisung ins Erdgasnetz andererseits, ist die Umwandlung einzelner Gasnetzabschnitte auf einen Betrieb mit 100 % Wasserstoff ein dritter aussichtsreicher Weg. Obwohl es bereits mehrere Untersuchungen zu diesem Thema in der Vergangenheit gab (NaturalHy 2007), (SWM 1993) und trotz laufender Demonstrationsprojekte (DAC 2014), wird diese Variante allerdings aktuell noch nicht ernsthaft diskutiert.

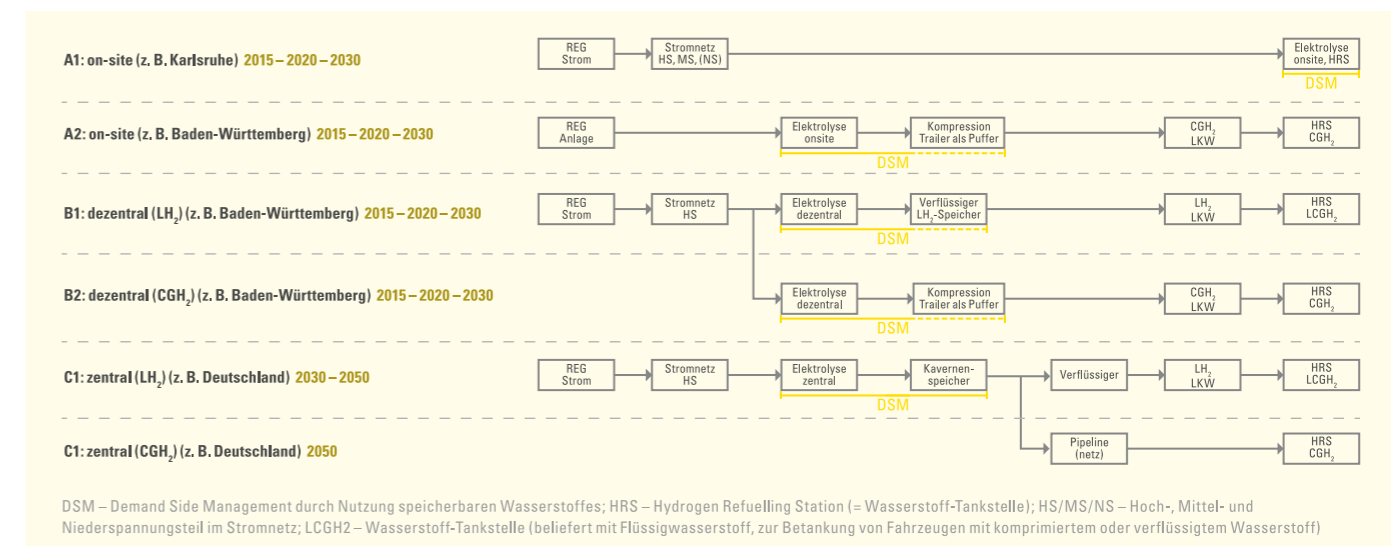


Abbildung 9: Unterschiedliche Konzepte zur Versorgung Süddeutschlands mit Wasserstoff als Kraftstoff (Bünger et al. 2012)

Kapitel 3

Ein solches dezentrales Kraft-Wärme-Kälte-Wasserstoff-Energiesystem bietet konzeptionell vielfache Vorteile:

- hohe Stromwandlungseffizienz stationärer Wasserstoff-Brennstoffzellen,
- hohe Gesamteffizienz von Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeugen,
- hoher Grad an Systemmodularität (Leistung der Wasserstoff-Produktionseinheit kann bei gleichbleibend hohem Wirkungsgrad modular erweitert werden) sowie
- mit der Anlagenmodularität verbundene niedrige Investitionskosten bzw. -risiken.

Im Hinblick auf einen schrittweisen Auf- und Ausbau einer solchen Infrastruktur ließen sich frühe Kommerzialisierungsschritte zur Entwicklung einer Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur für Brennstoffzellenfahrzeuge wirtschaftlich impulsgebend nutzen. Sukzessive können so Wasserstofftankstellen in „Energistellen“ ausgebaut werden, die unter Nutzung eines entsprechend angepassten lokalen Erdgasnetzabschnitts oder auch an Orten großer Verbraucher, wie z. B. an Busbetriebshöfen, stationäre Verbraucher mit reinem Wasserstoff versorgen. Diese ehemaligen Erdgasnetzabschnitte könnten nach und nach zusammenwachsen, um je nach regionalem Bedarf später auch zu einem übergeordneten Netz zu verschmelzen. Aus einem solchen Ansatz würden sich interessante neue Geschäftsfelder für kommunale Energieversorger ergeben.

3.3 STROMSPEICHERBEDARF

Eine Reihe von Studien untersucht den zukünftigen Bedarf an Stromspeichern im Energiesystem Deutschlands. Sowohl in Studien zu Energieszenarien (z. B. (BMU 2012), (UBA 2010)) als auch in Speicherstudien (z. B. (VDE 2009), (VDE 2012)) wird der Energiespeicherung eine hohe Bedeutung beigemessen. Langfristig werden Speicher selbst bei idealem Netzausbau „ein unverzichtbares Element des Stromsystems“ (VDE 2012) darstellen.

Das europäische Förderprojekt HyUnder, das die Potenziale und mögliche Geschäftsfälle für die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen unter anderem für Deutschland untersucht hat (HyUnder 2014), hat auch den Stromspeicherbedarf in einen Wasser-

stoffspeicherbedarf umgerechnet. Aus einem Stromspeicherbedarf von 15–75 TWh pro Jahr (BMU 2012) lässt sich bis 2050 ein Wasserstoffspeicherbedarf von etwa 300–1.600 kt pro Jahr ableiten, alleine um Überschussstrom zu speichern. Demgegenüber steht ein potenzieller zusätzlicher Wasserstoffbedarf von ca. 1.700 kt pro Jahr für die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen (bei 50 % Marktdurchdringung im Jahr 2050) und eine weitere potenzielle Nachfrage für die Rückverstromung oder Nutzung im Erdgasnetz von ca. 1.200 kt pro Jahr. Auch die Industrie könnte in Zukunft heute fossil hergestellten Wasserstoff durch EE-Wasserstoff substituieren. Potenziell könnte so eine weitere Nachfrage nach erneuerbar hergestelltem Wasserstoff von ca. 3.600 kt pro Jahr entstehen (HyUnder 2014).

Der zu erwartende starke Ausbau der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 2) führt zu einem wachsenden Speicherbedarf für Kurz-, Mittel- und Langfristspeicherung. Wie hoch der Speicherbedarf ausfällt, hängt unter anderem von der Entwicklung der Stromnachfrage, der Ausbauintensität der EE, der Flexibilität der Stromerzeugungsanlagen, dem Netzausbau (national und international) und der Umsetzung von Maßnahmen des Nachfragemanagements ab.

Grundsätzlich besteht wissenschaftlicher Konsens, dass zusätzliche Speicherkapazitäten erst ab einem höheren EE-Anteil an der Stromerzeugung (ca. 40 % (VDE 2012)) erforderlich sind. Bei einem 80 %igen EE-Anteil werden nach (VDE 2012) 7,5–9 TWh an zusätzlicher Speicherkapazität (Langzeitspeicher) benötigt. Die jährlich mit Langzeitspeichern einzuspeichernde Energie beträgt dann ca. 27–36 TWh. Bei einem weiteren Zuwachs des EE-Anteils von 80 % auf 100 % verdreifacht sich der Speicherbedarf auf ca. 110 TWh.

Es wird hervorgehoben, dass Speicher nach Energiemengen und nicht nach Leistungsspitzen ausgelegt werden sollten (VDE 2012). Die Abregelung seltener und großer Leistungsspitzen ist wirtschaftlicher als eine Auslegung der Speicher auf sehr große Leistungswerte (Hartmann 2013). Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der aus ökonomischen Gründen nicht aufgenommen wird, ist dabei kleiner als 1 %. Dadurch wird für eine 100 % erneuerbare Stromversorgung eine Speicherleistung von knapp 106 GW (statt 136 GW) benötigt mit 57 TWh (statt 83 TWh) Kapazität.

Die Simulationen in der BMU-Leitstudie 2011 (BMU 2012) ergaben, dass bis 2030 keine nennenswerten Energieüberschüsse entstehen, wenn ein idealer Netzausbau und eine maximale Kraftwerksflexibilität angenommen werden. Leistungsüberschüsse werden über bestehende und neue Lastmanagementanwendungen sowie Pumpspeicher genutzt. Eine Abregelung von EE-Anlagen wird vermieden. Der Einsatz von Speichern wird als die letzte Ausgleichsoption eingesetzt; Power-to-Gas oder Nutzung skandinavischer Wasserkraft sind „perspektivisch für den Langzeitausgleich“ geeignet. Daneben wurden die zur Nutzung der anfallenden Überschüsse an erneuerbarem Strom notwendigen Speicherzeiträume ermittelt.

Die in Abbildung 10 dargestellten Größenordnungen an Überschussenergie – d.h. erneuerbarem Strom, der zum Erzeugungszeitpunkt nicht im Netz genutzt werden kann – sind trotz Annahme günstiger Rahmenbedingungen (ideales Netz, volle Flexibilität im existierenden Kraftwerkspark) signifikant. Import/Export und Nachfragemanagement sind darin jedoch nicht berücksichtigt, was zu niedrigeren Überschussmengen führen kann. Die Spitzen

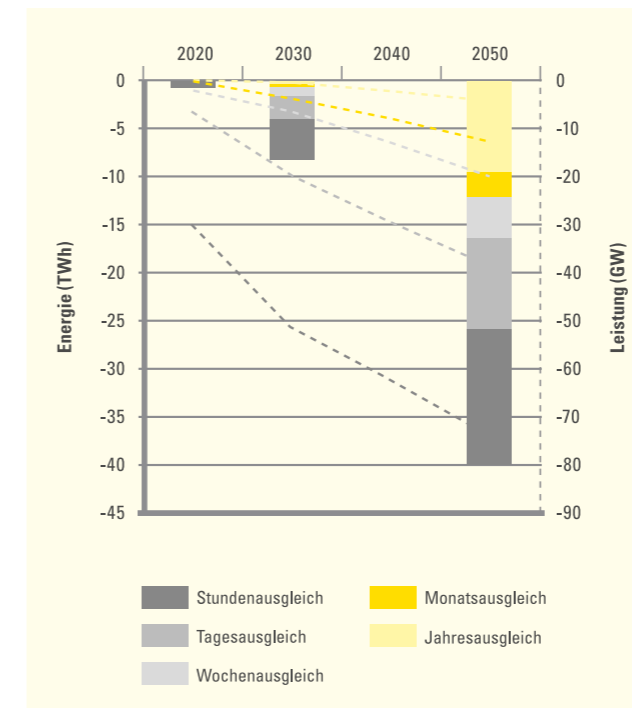


Abbildung 10: Überschussstrommengen bei idealem Netz, bei voller Kraftwerksflexibilität, ohne europäischen Austausch, ohne Lastmanagement (Säulen = Energie (linke Achse), Linien = Leistung (rechte Achse)) (Stern 2011)

der „Stromüberschüsse“ werden immer höher: Die Spitzen der Residuallast (80 GW) im Jahr 2050 entsprechen etwa der derzeitigen Höchstlast im deutschen Stromnetz, während eine Speichermenge von 36 TWh pro Jahr knapp 7 % des aktuellen Nettostromverbrauchs entspricht.

Etwa die Hälfte der Überschüsse könnte 2030 mittels Stundenspeichern genutzt werden. Beginnend ab etwa 2030 werden EE-Stromüberschüsse nicht nur in konventionellen Stromspeichern (z. B. Pumpspeichern), sondern in steigendem Ausmaß auch chemisch als Wasserstoff (Szenario 2011 A der BMU-Leitstudie) oder als Methan (Szenario 2011 B) gespeichert. Im Jahr 2050 könnte mit Stundenspeichern nur noch ein Drittel der Überschussmenge genutzt werden. Der Bedarf an Stromspeichern mit Speicherzeiten im Bereich von Tagen und länger dominiert dann.

Im Szenario „Regionenverbund“ der Energieziel-2050-Studie (100 % EE-Stromerzeugung im Jahr 2050) (UBA 2010) wird EE-Wasserstoff als Langzeitspeicher eingesetzt. Die installierte Leistung der Elektrolyse (44 GW) erlaubt die Nutzung von 99 % der Energie-Überschüsse. Die einzuspeichernde elektrische Energie beträgt 90,5 TWh. Ein gut ausgebautes nationales Stromnetz ist in ein gut ausgebautes europäisches Übertragungsnetz eingebunden, wobei nur ein geringer Teil des Stroms aus Nachbarstaaten importiert wird. Hier ist also die Speicherleistung 2050 halb so hoch wie in der Leitstudie 2011, während die zu speichernde Energiemenge mehr als doppelt so hoch ist. Insgesamt zeigt sich eine hohe Diskrepanz zwischen den Ergebnissen verschiedener Studien bezüglich benötigter Speicherkapazität und zu speichernder Energiemenge (Abbildung 11). Verschiedene Modellierungsmethoden, Berücksichtigung wirtschaftlicher Faktoren, zu erwartende Entwicklungen im Erzeugungspark, Entwicklungen der Stromnachfrage, Einsatz von zusätzlichen Ausgleichsoptionen, Stromnetzausbau im Inland, Grad des Austauschs und der Vernetzung mit den Nachbarländern, Nutzung der Pumpspeicherpotenziale im benachbarten Ausland sowie Abregelung der EE-Anlagen sind hierbei die wichtigsten Einflussfaktoren.

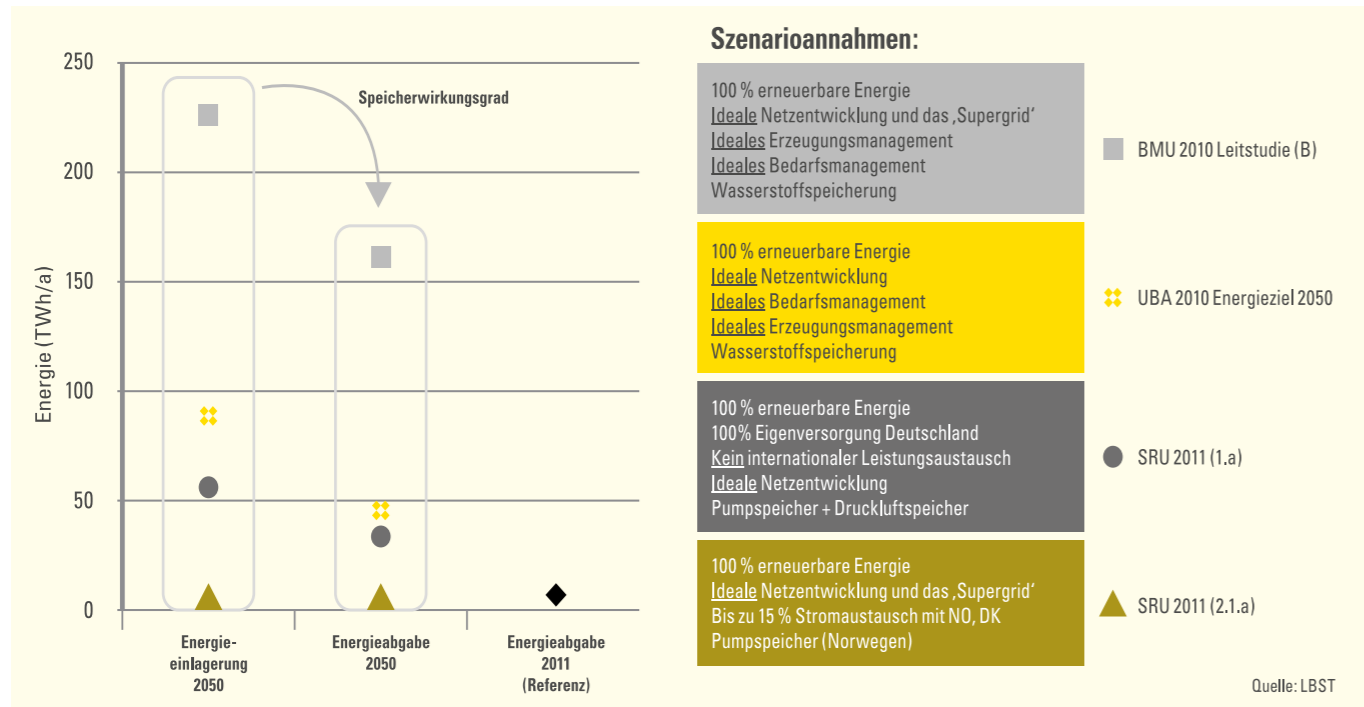


Abbildung 11: Energiespeicherbedarf – Bandbreiten für Deutschland in der Literatur

Dabei ist der Speicherbedarf umso geringer, je besser das nationale und grenzüberschreitende Stromnetz ausgebaut wird, je mehr Nachfragemanagementpotenziale erschlossen werden und je flexibler der regelbare Kraftwerkspark wird. Allerdings ist der Speicherbedarf nicht notwendigerweise das Ergebnis der Entwicklung dieser drei Faktoren, auch wenn Stromspeicher tendenziell zu den teuren Optionen gehören. Vielmehr kann eine volkswirtschaftlich optimale Entwicklung einen höheren Speicherausbau ergeben. Insbesondere die Möglichkeit der Kopplung des Strommarkts mit dem Wärme- und mit dem Kraftstoffmarkt, entweder direkt oder über die Erzeugung von Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas), kann eine frühere und/oder stärkere Nutzung von Speicherkonzepten sinnvoll machen. Gleiches gilt im Fall eines durch zeitliche Verzögerungen oder räumliche Einschränkungen nicht optimalen Netzausbaus. Einschränkend ist zu bemerken, dass die Verteilnetzebene (0,4 kV bis 110 kV) in keinem der Modelle berücksichtigt und ihr Einfluss auf den Energiespeicherbedarf offen ist. Dezentrale Energiespeicher in Verteilnetzen, z. B. so ge-

nannte „Nachbarschaftsbatterien“ oder die lokale Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff, könnten zu anderen Modellergebnissen führen. Netzrestriktionen ergeben sich bereits heute auf der Verteilnetzebene, in die bisher der überwiegende Teil der erneuerbaren Kapazitäten einspeist, insbesondere Photovoltaikanlagen, einzelne Windkraftanlagen sowie kleine Windparks.

3.4 AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Großtechnische Speichertechnologien zum Ausgleich von Schwankungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen werden eine notwendige Komponente des zukünftigen Energiesystems sein. Vor allem Power-to-Gas-Anlagen sind wegen der höheren Energiedichte im Vergleich zu Druckluftspeichern und Pumpspeicherwerken für die längerfristige Speicherung elektrischer Energie aussichtsreich. Damit ist die Kopplung der Energienetze für Strom und Gas eine vielversprechende neue Lösungsoption für die Langzeitspeicherung im nationalen Maßstab.

Die Energiespeicherung ist eines der zentralen Forschungsthemen in Deutschland und Europa. Die oben angeführten Studien zeigen die Bandbreite der möglichen Entwicklungen von Stromspeichermix und -bedarf in Deutschland über die nächsten Jahrzehnte, damit bis 2050 eine erneuerbare Energieversorgung möglich wird. Insgesamt weisen die Studienergebnisse zum langfristigen Speicherbedarf noch eine große Bandbreite an Ergebnissen auf. Die Unterschiede sind auf die Vereinfachungen in den Modellrechnungen sowie die unterschiedlichen Studienannahmen zurückzuführen.

Trotz vieler Unsicherheiten kristallisieren sich folgende Kernaussagen heraus:

- Die betrachteten Technologien sind derzeit entweder in ihrem Potenzial stark eingeschränkt (Pumpspeicherwerke) oder noch in der Entwicklungsphase (Druckluftspeicher, Power-to-Gas). Bis adiabate Druckluftspeicher oder PtG-Systeme kommerziell eingesetzt werden können, sind weitere Forschungs-, Entwicklungs- und Kommerzialisierungsarbeiten erforderlich.
- Es existieren Wettbewerb und Synergien zwischen verschiedenen Speichertechnologien.
- Die Kopplung der Energienetze von Strom und Erdgas ist eine vielversprechende Lösungsoption für die Langzeitspeicherung im nationalen Maßstab.
- Nur PtG-Systeme (EE-Wasserstoff und/oder EE-Methan) sind perspektivisch für eine Langzeitspeicherung geeignet. Ein wesentlicher Vorteil von Wasserstoff besteht in der Tatsache, dass er sowohl zur Rückverstromung als auch durch eine stoffliche Nutzung in anderen z.T. ökonomisch höherwertigen Bereichen, wie z. B. in Industrieprozessen oder als Kraftstoff im Verkehr, eingesetzt werden kann. Die durch diese Synergieeffekte zusätzlich zu generierenden Erlöse können die Wirtschaftlichkeit je nach Nutzungsart, Auslastung und Dimensionierung deutlich verbessern und neue Geschäftsfelder eröffnen.
- Bis 2020 besteht in keinem der untersuchten Szenarien ein nennenswerter zusätzlicher Bedarf für neue großtechnische Speicher. Dieser ergibt sich frühestens ab 2020; er steigt mit der Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zeitraum bis 2050 deutlich an.
- Um den entstehenden Speicherbedarf mit der Verfügbarkeit vielversprechender Speichertechnologien zu synchronisieren, müssen die aktuellen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

ausgeweitet und Markteinführungsbemühungen zeitnah gestartet werden.

- Der langfristige technisch-ökonomische Speicherbedarf hängt von einer Vielzahl an Faktoren ab und kann nicht präzise vorhergesagt werden. In aktuellen Forschungsprojekten wird das Verständnis des Speicherbedarfs und seiner Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren weiter vertieft.

Im Hinblick auf die Nutzung der Wasserstoffgroßspeicherung lassen sich folgende Handlungserfordernisse ableiten:

- Genauere Analysen zum möglichen Beitrag der Wasserstoffspeicherung zur Vermeidung von regionalen Netzengpässen,
- Evolution der bestehenden Simulationsmodelle für das deutsche Energiesystem, um eine jederzeit ausreichend hohe gesicherte Leistung („was passiert bei dunklen Flauten?“) besser abzubilden,
- Identifikation wirtschaftlicher Synergieeffekte bei der Nutzung derselben Wasserstoff-Infrastruktur durch verschiedene potenzielle Wasserstoffnutzer (Kraftstoff für Verkehrssektor, Rohstoff für Industrie, Rückverstromung, Nutzung im Gasnetz),
- Entwicklung einer Roadmap, um die Relevanz der Wasserstoffspeicherung für diese Marktsegmente auf einem Zeitstrahl einzuordnen,
- weitergehende Analysen, um die Möglichkeiten dezentraler Energieversorgungskonzepte und ihre potenzielle Rolle in einem sich entwickelnden Energiemarkt unter technischen, wirtschaftlichen und Nachhaltigkeits-Gesichtspunkten zu analysieren und
- weiterführende Untersuchungen zur regionalen Differenzierung von Wasserstoffgroßspeicherkonzepten; zentral in Salzkavernen in Norddeutschland und dezentral in Mittel- und Süddeutschland.
- Bisherige Analysen zeigen, dass die Zukunft der deutschen Energielandschaft durch die unterschiedliche Nutzung der erneuerbaren Energien (Wind on- und offshore, PV, Wasserkraft, Geothermie), durch unterschiedliche Speicherkonzepte (unterirdische Kavernen- oder Aquiferspeicher bzw. oberirdische Röhren-, Zylinder- oder andere Speicher) sowie unterschiedliche Energienutzungs- oder Infrastrukturtopologien (Strom- und Gasnetz mit jeweils Transport und Verteilung) durch regionale Unterschiede geprägt sein werden. So finden sich für Wasserstoff geeignete Kavernen nur in Norddeutschland, während Süddeutschland eher auf dezentrale, oberirdische Speicher zurückgreifen muss.

Kapitel 4

WASSERSTOFFERZEUGUNG MITTELS ELEKTROLYSE

Jährlich werden in Deutschland ca. 20 Mrd. Nm³ Wasserstoff produziert. Etwa die Hälfte davon wird mittels Reformierung aus Erdgas und Naphtha¹⁸ erzeugt, die andere Hälfte fällt als Nebenprodukt in Raffinerien an. Ein geringer Anteil von ca. 2 % fällt als Nebenprodukt in der Chloralkalielektrolyse an. Aufgeteilt nach Primärenergieträgern stammen derzeit 45 % des Wasserstoffs aus Rohöl, 33 % aus Erdgas, 17 % aus Kohle und etwa 7 % aus Elektrolyseverfahren (5 % Wasser- und 2 % Chlor-Alkali-Elektrolyse) (Nitsch und Fishedick 2003). In den nächsten Jahren ist mit einem stetig steigenden Wasserstoffbedarf zu rechnen (NOW 2011).

Die zentrale Technologie für die ökologische (nicht-fossile) Herstellung von Wasserstoff aus fluktuierenden Energiequellen sind leistungsstarke Wasserelektrolyseure. Dabei wird Wasser unter Zufuhr elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Derzeit wird die elektrolytische Wasserspaltung insbesondere zur Erzeugung hochreinen Wasserstoffs eingesetzt.

Die Wasserzersetzung umfasst zwei Reaktionen, die an den beiden Elektroden ablaufen und durch einen ionenleitenden Elektrolyten voneinander getrennt sind. Je nach Art der eingesetzten Elektrolyte lässt sich Elektrolyse in alkalische Wasserelektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyten (AEL), saure Wasserelektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten (PEMEL) und Hochtemperaturelektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt (HTEL/SOEL) einteilen. Darüber hinaus wird bei der Elektrolyse zwischen Niederdruck- und Hochdrucksystemen unterschieden.

Weitere technische Einzelheiten sowie andere nicht fossile Wasserstoffherstellungsverfahren sollen hier nicht weiter thematisiert werden. Dazu sei auf die zwei vorherigen e-mobil BW-Studien (e-mobil BW 2012), (e-mobil BW 2013) sowie die NOW-Elektrolysestudie (NOW 2011) verwiesen.

4.1 ALKALISCHE ELEKTROLYSE

Die alkalische Wasserelektrolyse ist die am weitesten verbreitete Elektrolysetechnologie. Der Wirkungsgrad alkalischer Elektrolyseure samt aller Hilfsaggregate (Pumpen, Lüfter, Steuerung etc.) liegt heute zwischen 60 % und 70 % bezogen auf den unteren Heizwert des produzierten Wasserstoffs. Der Energieaufwand für die Hochdruckelektrolyse ist geringfügig höher als bei drucklosen

Systemen (HMUELV 2013). Alkalische Elektrolyseure können typischerweise in einem Bereich von 20 % bis 100 % ihrer Nennlast betrieben werden, was im Hinblick auf die direkte Anbindung an eine fluktuierende Stromerzeugung ein wichtiger Gesichtspunkt ist.

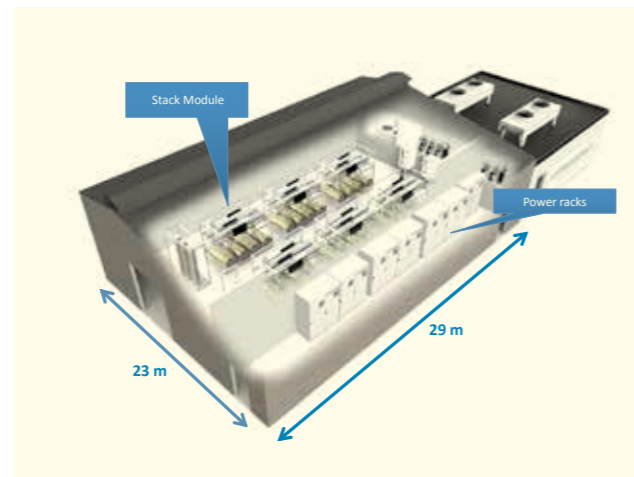


Abbildung 12: Hydrogenics-Elektrolyseur der MW-Klasse: 1.300 Nm³/h, 2.800 kg/Tag, 7 MW (Quelle: www.hydrogenics.com)

Alkalische Wasserelektrolyseure sind als großtechnische Apparate für den Dauerbetrieb seit Jahrzehnten industriell verfügbar und werden derzeit in einem Leistungsbereich zwischen 1 kW und ca. 3 MW pro Elektrolyseur gebaut. Um höhere Leistungen zu erzielen, werden die einzelnen Module zusammengeschaltet. Die Kapazität der Anlagen erreicht Produktionsmengen von einigen 100 bis über 33.000 Nm³/h. Die alkalische Wasserelektrolyse ist technisch ausgereift, langlebig und zuverlässig und wird seit mehr als 80 Jahren industriell eingesetzt. Tabelle 2 gibt eine Übersicht einiger großer alkalischer Elektrolyseanlagen.

Ort	Hersteller	Jahr der Inbetriebnahme	Kapazität Nm ³ H ₂ /h	Elektrische Leistung MW
Assuan, Ägypten	BBC/ DEMAG	1965–1970	33.000	156
Nangal, Indien	DeNora	bis 1961	30.000	142
Kwe-Kwe, Simbabwe	Lurgi	1971–1973	21.000	95
Trail, Kanada	Trail	1939	15.200	72
Curitiba, Brasilien	Electrolyser	1988	1.600	7
Becancour, Kanada	Electrolyser	1987	1.577	7
Rjukan, Norwegen	Norsk Hydro	1927 (außer Betrieb seit 1980)	30.000	142
Glomfjord, Norwegen	Norsk Hydro	1929 (außer Betrieb seit 1991)	27.100	142
Huntsville, USA	Electrolyser	k. A.	535	2
Cuzco, Peru	Lurgi (Druckelektrolyse)	1965	5.200	22

Tabelle 2: Realisierte Großanlagen zur Wasserstoffherstellung aus Elektrolyse (NOW 2011), (Smolinka 2012), (Sunde 2012)

4.2 POLYMER-ELEKTROLYT-MEMBRAN-ELEKTROLYSE

Eine weitere Elektrolysetechnologie ist die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL), welche als Elektrolyten eine feste, protonenleitende Membran nutzt.

PEM-Elektrolyseure erlauben im Betriebsverhalten eine noch höhere Dynamik als AEL und können im Bereich von 0 bis 100 % der Nennlast betrieben werden. Je nach Auslegung können sie auch für begrenzte Zeit in Überlast betrieben werden. Die elektrochemischen Vorgänge in der Zelle laufen nahezu verzögerungsfrei ab (Reaktion im Millisekunden-Bereich). PEM-Elektrolyseure haben

systembedingt einen hohen Ausgangsdruck; dadurch lassen sich Kompressorstufen zur Bereitstellung von Druckwasserstoff teilweise vermeiden, die kostenintensiv und wartungsbehaftet sind (Seemann 2012).

Kommerziell erhältliche PEM-Elektrolyseure inklusive aller Hilfsaggregate erreichen derzeit einen Wirkungsgrad von bis zu 50 %. Die Fremdgaskonzentration erreicht bei der PEMEL im Unterschied zur alkalischen Elektrolyse auch bei minimaler Last keine kritischen Werte. Die Reinheit des produzierten Wasserstoffs beträgt bis zu 99,9995 % (Proton Energy 2008), (Seemann 2012).

Wegen des sauren Charakters der Membran verlangt die Technik allerdings sehr stabile und aktive Elektrodenmaterialien. Daher hat sich diese Technologie bisher eher im kleinen Leistungsbereich etabliert (Marine und Raumfahrt, Laborgeräte, Schweißgeräte, Befüllstationen für Wetterballons, Brennstoffzellen-Anwendungen etc.).

Sowohl alkalische als auch PEMEL-Anlagen sind kommerziell verfügbar, wobei allerdings bei beiden Konzepten von einer Serienproduktion aufgrund relativ geringer Stückzahlen (Kleinserie oder Einzelanfertigung) kaum gesprochen werden kann. Die PEM-Elektrolyse ist im Moment noch deutlich teurer als die alkalische. Durch die schnelle Entwicklung der PEM-Technologie wird mit erheblichen Kostenreduktionen in der näheren Zukunft gerechnet. Siemens entwickelt aktuell eine PEMEL-Produktlinie für den Bereich von 1 MW bis über 100 MW (siehe Abschnitt 4.3 und Abbildung 13).



Abbildung 13: PEM-Elektrolyseanlage mit 0,3 MW Spitzenleistung; Betrieb im Rahmen des CO₂RECT Projekts am Kraftwerksstandort Niederaußem (Siemens Pressebilder)

¹⁸ Bestimmte Erdölfraktionen, die in Raffinerien beim Cracken oder durch fraktionierte Destillation aus Rohöl gewonnen werden.

Kapitel 4

Die folgende Tabelle 3 gibt einen Überblick über einige national bzw. international tätige Unternehmen, die sich mit Elektrolyse-technologien beschäftigen.

Hersteller	AEL/PEMEL	Land	Website
ELB Elektrolysetechnik	AEL	Deutschland	www.elektrolyse.de
NEL Hydrogen		Norwegen	www.nel-hydrogen.com
Wasserelektrolyse Hydrotechnik		Deutschland	www.ht-hydrotechnik.de
IHT Industrie Haute Technology		Schweiz	www.iht.ch
Teledyne Energy Systems		Kanada	www.teledynes.com
AccaGen		Schweiz	www.accagen.com
Hydrogenics Corp.	PEMEL	Kanada	www.hydrogenics.com
Siemens		Deutschland	www.siemens.de
CETH		Frankreich	www.ceth.fr
Giner		USA	www.ginerinc.com
Proton Onsite		USA	www.protononsite.com
H-TEC SYSTEMS		Deutschland	www.h-tec.de

Tabelle 3: Ausgewählte Elektrolysehersteller (NOW 2011)

Eine umfassende Übersicht von Elektrolyseherstellern mit technischen Details, Angabe der Baureihe, Betriebsdruck, Produktionsrate und Anzahl gebauter Anlagen gibt (NOW 2011).

Preise von Elektrolyseuren werden kunden- und projektspezifisch angeboten. Der internationale Elektrolyseurmarkt ist sehr klein; weltweit werden lediglich Kapazitäten von 10 bis 20 MW jährlich verkauft. (NOW 2011) gibt eine gute Übersicht über aktuelle Elektrolyseurpreise. Demnach betragen die spezifischen Investitionskosten zwischen ca. 1.100 €/kW bei größeren und bis 6.000 €/kW

bei kleineren alkalischen Druckelektrolyseuren. Die Zielkosten für 2020/2030 belaufen sich auf rund 500–700 €/kW für Elektrolyseure über 2 MW Leistung (BEE 2013a), (dena 2013). Für diese angestrebten Preissenkungen sind sowohl technologischer Fortschritt als auch Serienproduktion der Elektrolyseanlagen erforderlich. PEM-Elektrolyseure weisen aktuell höhere Investitionskosten auf als alkalische Elektrolyseure.

4.3 FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

Gegenwärtig werden PEM-Elektrolyseure für den großtechnischen Einsatz entwickelt (Abbildung 14).

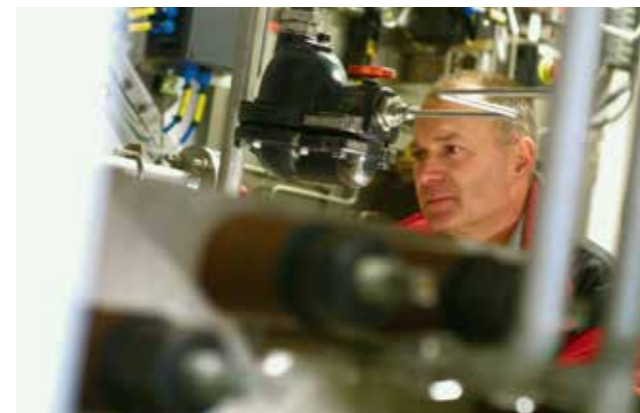


Abbildung 14: Elektrolyseforschung und -entwicklung in Deutschland (Quelle: CEP)

Mit der PEM-Elektrolyse stellt sich z. B. Siemens den technologischen Herausforderungen der Zukunft. Im Rahmen eines Pilotprojekts wird die Flexibilität des Elektrolyseurs von Siemens für den Einsatz in einem Stromverbund mit hohem Anteil erneuerbarer Energien seit Februar 2013 erprobt (CO₂RRECT-Projekt). Eine erste kommerzielle Anlage mit einer Leistung im einstelligen MW-Bereich könnte 2014 entstehen. 2015 will Siemens mit 2-MW-Anlagen auf den Markt kommen. Für 2020 ist dann bereits geplant, Systeme mit 250 MW Nennlast zur Verfügung zu stellen (Siemens 2011), (Waidhas und Woywode 2011), (eenews 2012).

Durch den starken Ausbau erneuerbarer Energien und die Notwendigkeit der Speicherung dieser Energien nehmen in Deutschland Elektrolyseaktivitäten vor allem im Demonstrationsbereich zu.

Wasserelektrolyse ist die entscheidende Schlüsseltechnologie für Power-to-Gas-Anwendungen und wird daher in verschiedenen Projekten untersucht und demonstriert (vgl. Abschnitt 3.1.3).

Tabelle 4 listet Elektrolyseure ausgewählter PtG-Projekte auf (siehe auch Abbildung 8). Die aktuellen Herausforderungen liegen in den hohen spezifischen Kosten, der Industrialisierung der Fertigungsprozesse, der Lebensdauer (insbesondere bei häufigen Laständerungen) sowie der Wartungsfreundlichkeit.

Projekt	Inbetriebnahme	Elektrolysehersteller	Elektrolyseart	Kapazität Nm ³ H ₂ /h	Elektrische Leistung kW _e
RH ₂ -WKA Grapzow	Sep 2013	Hydrogenics	AEL	210	1.000
Audi Werlte	Jun 2013	k.A.	AEL	1300	6.000
E.ON Falkenhagen	Aug 2013	Hydrogenics	AEL	360	2.000
EnBW Stuttgart	Mär 2013	Hydrogenics	AEL	60	400
ENERTRAG Prenzlau	Okt 2011	ENERTRAG	AEL	120	500
CO ₂ RRECT Nieder- außem	Feb 2013	Siemens	PEMEL	50	300
H ₂ Herten	Mai 2013	Hydrogenics	AEL	30	280
Stromlückenfüller	in Entwicklung, Probetrieb ab Ende 2014 geplant	H-TEC Systems	PEMEL	Bis 40	200

Tabelle 4: Elektrolyseure ausgewählter PtG-Projekte in Deutschland (LBST-PtG-Datenbank)

Mit dem Ziel, die Vorteile der alkalischen und der PEM-Elektrolyse in der alkalischen PEM-Elektrolyse zu verbinden, wird das durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt MAPEL durchgeführt. Eine höhere Effizienz soll auch

bei dynamischen Lastwechseln im unteren Teillastbereich erreicht werden. Durch günstigere Katalysatormaterialien sollen die Kosten gesenkt werden. Entwicklungspartner im Projekt sind das Forschungszentrum Jülich und FuMA-Tech (BMBF 2013).

Im Rahmen des ebenfalls vom BMBF geförderten Projekts EKOLYSER werden in Zusammenarbeit mit dem Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion und den Industriepartnern FuMA-Tech, SolviCore und Gräbener Maschinentechnik kostengünstige und nachhaltige Materialien für die PEM-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien entwickelt. Ziel des Projekts ist es, die PEM-Elektrolyse in Massenmärkten ab dem Jahr 2020 einsetzen zu können (BMBF 2012).

Im BMBF-geförderten Projekt „LastEISys“ entwickeln das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt und Hydrogenics PEM-Elektrolyseure weiter und passen diese an wechselnde Lasten an. Ziel sind lastwechselresistente Membran-Elektroden-Einheiten für PEM-Elektrolysesysteme (BMBF 2012).

Sowohl der alkalischen als auch zunehmend der PEM-Elektrolyse werden zeitnah gute Entwicklungsperspektiven eingeräumt, während die Hochtemperaturelektrolyse eher als längerfristiges Forschungs- und Entwicklungsthema betrachtet wird.

4.4 HOCHTEMPERATUR-ELEKTROLYSEURE

Hochtemperatur-Elektrolyse ist seit mehreren Jahrzehnten Gegenstand von Forschung und Entwicklung (DLR 2013), (KIT 2012). Sie wird in Zusammenhang mit der Nutzung von Hochtemperaturwärme diskutiert; ihre Betriebstemperatur liegt im Bereich von 800 bis 1.000 °C. Zur Realisierung der Technik müssen zahlreiche materialtechnische Probleme gelöst werden. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, dass bei hohen Temperaturen zur Spaltung von Wasser weniger elektrische Energie benötigt wird als in der alkalischen oder der PEM-Elektrolyse.

Das derzeit größte Laborsystem hat eine Wasserstoffproduktion von 5,7 Nm³/h bei einer Leistung von 18 kW (NOW 2011). Aktuelle Entwicklungen der Firma Sunfire basieren auf der Technologie der Festoxid-Brennstoffzelle von staxera. Die Hochtemperatur-Dampfelektrolyse soll ab 2016 verfügbar sein (sunfire 2014).

4.5 AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Bei weiter ansteigenden Anteilen erneuerbarer Energien (siehe Kapitel 2) werden mittel- bis langfristig PtG-Systeme ins Energieversorgungssystem integriert werden müssen. Deren entscheidende Schlüsselkomponente ist die Elektrolyse. Soll das Power-to-Gas-Konzept großtechnisch funktionieren, müssen leistungsstarke und kostengünstige Elektrolyseure zur Verfügung stehen.

Dafür sind weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erforderlich. Um Wasserelektrolyseure in energietechnischen Systemen mit fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien zu koppeln, sind besondere Anforderungen an den Anlagenbetrieb zu berücksichtigen. Dies gilt vor allem für die Dynamik, das An- und Abschaltverhalten und den Stand-by-Betrieb der Elektrolyseure.

Die Kostensenkungspotenziale der Elektrolysetechnologien können durch ein Markteinführungsprogramm oder andere Maßnahmen der öffentlichen Hand unterstützt werden. Insbesondere durch Serienproduktion im Rahmen einer breiten Kommerzialisierung lassen sich die notwendigen Kostensenkungen realisieren.

Mittel- bis langfristig wird die PEM-Elektrolyse den Bereich der Nischenanwendungen verlassen und auch für größere Leistungsbereiche verfügbar werden. Die Hochtemperaturelektrolyse kann aufgrund des geringeren Strombedarfs potenziell langfristig einen wertvollen Beitrag zur Wasserstofferzeugung leisten. Der Realisierung der Technik stehen jedoch bisher noch ungelöste Materialprobleme entgegen.

WASSERSTOFFDISTRIBUTION UND INFRASTRUKTUR

Der Wasserstoffdistribution und -infrastruktur kommt als Verbindung der Energiequellen mit den Endanwendungen eine Schlüsselbedeutung zu. Hier entscheidet sich in den kommenden Jahren, ob die Markteinführung insbesondere von mobilen Brennstoffzellenanwendungen erfolgreich sein wird.

Wasserstoff wird heute meist als Industriegas an Industriekunden ausgeliefert, sei es in Form von Druckflaschenbündeln für kleine Mengen, sei es mit Röhren- oder Flaschenbündeltrailern für Druckgas in größeren Mengen oder in flüssiger kryogener Form für große Mengen. In Industriekomplexen mit Pipelineanbindung erfolgt die Wasserstofflieferung auch über diesen Versorgungsweg. Vorteil der Pipelineanlieferung ist, dass diese oft unterirdisch erfolgt und damit mit minialem visuellen Impact. Je nach Liefermenge und Transportkonzept können teilweise nennenswerte Lieferfrequenzen bei Traileranlieferungen erreicht werden. Diese können je nach Lage der Kunden zu Belästigungen der Bevölkerung führen. Abhilfe können hier Pipelineanschlüsse darstellen bzw. Erzeugung vor Ort aus Erdgas mittels Reformer oder durch Elektrolyse. Beides erfordert verfügbare Flächen und Genehmigungsfähigkeit.

Neue Anwendungen für Wasserstoff sind vor allem bei der Speicherung von erneuerbarem Strom (Power-to-Hydrogen oder Power-to-Gas) oder bei der Verfügbarmachung von Fahrzeugkraftstoff in Wasserstofftankstellen zu sehen. Im letzten Fall unterliegt der abgegebene Wasserstoff nach dem Energiesteuergesetz der auf den Energieinhalt bezogenen Minimalbesteuerung von Erdgas, also 13,9 €/MWh oder 0,46 €/kg H₂ ((EnergieStG 2006) §2 (4)). Von dieser Besteuerung befreit sind nach Energiesteuergesetz §1 (3): ortsfeste KWK-Anlagen auf Basis von Motoren oder Brennstoffzellen, reine Stromerzeugung mit Brennstoffzellen und die Verwendung von Wasserstoff in chemischen Prozessen (da kein Heiz- oder Kraftstoff).

5.1 TANKSTELLENKONZEPTE UND IHRE STRATEGISCHE BEDEUTUNG

Die verschiedenen Tankstellenkonzepte, die aktuell weiterentwickelt werden, lassen sich mittels eines vereinfachten Bausteinschemas systematisch, wie in Tabelle 5 gezeigt, darstellen. Es unterscheidet die Bausteine H₂-Erzeugung, Transport des Wasserstoffs zur Tankstelle (bei Off-site-Erzeugung) sowie lokale Speicherung

und Konzept zur Befüllung des Fahrzeugtanks. Im Rahmen der CEP wurden unterschiedliche Konzepte für die Wasserstofftankstellen entwickelt und werden im Alltagsbetrieb erprobt und miteinander verglichen (Abbildung 15).

	Zentrale Erzeugung off-site			Dezentrale Erzeugung on-site		
Erzeugung	Dampf-reformierung von Methangas	Industrielles Nebenprodukt	Biomasse- vergasung	Elektrolyse	Dampf-reformierung von Methangas	Elektrolyse
Transport	Verflüssigung	Pipeline		CGH ₂ - Trailer ¹⁹		
	LH ₂ -Trailer	Hochdruck	Niederdruck			
Speiche- rung Befüllung	LH ₂ - Speicherung	Speicher- und kompress- orlose CGH ₂ - Tankstelle	CGH ₂ -Speicherung			
	Kryopumpe		Booster- Betankung	Kaskaden-Betankung		

Tabelle 5: Systematik der Tankstellenkonzepte (LBST auf Basis von (emobil BW 2013))

¹⁹ Englisch für Tanklastzug

Kapitel 5

	Anzahl Tankstellen																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
H ₂ -Produktion	SMR								Elektrolyse						Nebenprodukt			
H ₂ -Transport	Vor-Ort					Rohrleitung			Trailer									
H ₂ -Versorgung	CGH ₂												LH ₂		CGH ₂ LH ₂			
Fahrzeugtypen	PKW								PKW & Busse				PKW & LKW		?			
Betriebsdruck (für PKW)	35 MPa		35 & 70 MPa								70 MPa						?	
Zugang	Tankkarte								Vorankmeldung				T&V		?			

Abbildung 15: Technische Details der 16 im Betrieb befindlichen Tankstellen der CEP (Quelle: LBST)

Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Konzepte und Elemente findet sich in (e-mobil BW 2013). Daher werden hier nur aktuelle technologische oder systemische (Wirtschaftlichkeit, Logistik) bzw. regulatorische Entwicklungen betrachtet.

5.1.1 ERZEUGUNG

Tankstellen können nach den zwei Grundprinzipien der zentralen (off-site) und der dezentralen (on-site) Wasserstofferzeugung arbeiten. Die zentrale Erzeugung erweist sich bisher meist trotz der Wasserstofftransportkosten auf Grund der günstigeren spezifischen Kosten großer Anlagen als kostengünstiger. Entscheidungskriterien für eine Off-site- oder On-site-Erzeugung sind neben der benötigten Wasserstoffkapazität auch der zur Verfügung stehende Platz für die Tankstelle, der Logistikaufwand für eine H₂-Anlieferung, die Erreichbarkeit der Tankstelle für Trailertransporte und das gegebenenfalls aufwendigere Genehmigungsverfahren für On-site-Anlagen. Bei einigen Tankstellen wird zur Kapazitätserhöhung eine On-site-Produktion mit der Anlieferung von Flüssigwasserstoff (LH₂) oder Druckwasserstoff (CGH₂) kombiniert.

Weltweit sind derzeit ca. 50 Tankstellen in Betrieb, bei denen Wasserstoff vor Ort per Elektrolyse erzeugt wird, viele davon schon seit

fast 10 Jahren (H₂stations 2014). Die Aktivitäten zur Demonstration der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse aus PV-Strom in Deutschland begannen bereits im Jahr 1985 durch das baden-württembergisch/saudi-arabische HySolar-Projekt sowie im Jahr 1987 mit dem Solar-Wasserstoff-Bayern-Projekt. Weitere Projekte mit On-site-Wasserstoffproduktion und H₂-Tankstelle (v.a. für ÖPNV-Versuchsfahrzeuge) folgten unter anderem am Flughafen München, in Berlin und in Hamburg.

Vor dem Hintergrund der Nachhaltigkeit kommt für die Wasserstofferzeugung in erster Linie die Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien in Betracht (siehe Kapitel 4). Die Potenziale zur Nutzung von Biomasse (via Biomassevergasung) sind aus Gründen von Verfügbarkeit und Nutzungskonkurrenzen eng begrenzt. Während nach (CARB 2011) in Kalifornien bereits heute mindestens 33 % des getankten Wasserstoffs aus erneuerbaren Energien hergestellt werden müssen, existiert für Deutschland bisher keine vergleichbare Maßgabe. Lediglich die Clean Energy Partnership²⁰ hat sich für eine anzustrebende Zielgröße von 50 % erneuerbarem Energien-Anteil ausgesprochen (CEP 2013a).

Gemäß dem TÜV SÜD Zertifizierungsstandard „Green Hydrogen“ (TÜV 2011), der sich an der deutschen und europäischen Gesetz-

gebung orientiert, kann „grüner“ Wasserstoff wie folgt erzeugt werden, wenn dabei bestimmte Treibhausgasminierungen eingehalten werden:

- Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien,
- Dampf-Reformierung von Biomethan oder
- Pyro-Reformierung von Glycerin, sofern es sich um ein Nebenprodukt der Herstellung von Biodiesel gemäß Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) handelt.

Tankstellenkonzepte, die Wasserstoff verwenden, der bei industrieller oder chemischer Produktion als Nebenprodukt entsteht (z. B. in der Chlor-Alkali-Elektrolyse), können nicht nur aus wirtschaftlicher sondern auch aus ökologischer Perspektive sinnvoll sein, wenn der zugrunde liegende Prozess zumindest teilweise mit erneuerbarem Strom betrieben wird. Hier erfolgt der Transport entweder mittels eines teilweise bereits vorhandenen Rohrleitungssystems (ChemCoast 2013) oder mittels LKW-Druckwasserstofftrailer. Der Industriepark Frankfurt-Höchst beispielsweise versorgt eine Tankstelle über eine eigens dafür gelegte Wasserstoff-Hochdruckrohrleitung (100 MPa) und befüllt Trailer mit Nebenproduktwasserstoff für auswärtige Kunden. Dieses Tankstellenkonzept bietet sich in der Frühphase des Aufbaus eines Tankstellennetzes vornehmlich aus wirtschaftlichen Gründen an (GermanHy 2009).

5.1.2 TRANSPORT

In Konzepten mit zentraler Wasserstofferzeugung kann Wasserstoff flüssig (LH₂, bei Temperaturen unter -253°C), komprimiert oder via H₂-Pipeline an Tankstellen geliefert werden.

Um einerseits den logistischen Aufwand sowie andererseits die Lieferfrequenz und deren Auswirkung auf die Bevölkerung zu begrenzen, sollte eine Tankstelle maximal ein Mal pro Tag beliefert werden müssen. Daraus ergibt sich die für die Tankstelle optimale Belieferungsart (Druckröhrentrailer, Druckflaschenbündeltrailer, Flüssigwasserstofftrailer).

Optimal aus dieser Perspektive ist natürlich die On-site-Versorgung, für die auf jeglichen Wasserstofftransport verzichtet werden kann.

Flüssigwasserstoff

Aufgrund der höheren Energiedichte wird Wasserstoff für Tankstellen mit einem Bedarf von mehr als ca. 500 kg pro Tag und/oder der Anlieferung über mehr als 400 km heute sinnvoller Weise in flüssiger Form angeliefert. Bei zunehmend regionaler Herstellung von Wasserstoff werden sich die Transportdistanzen jedoch zukünftig deutlich reduzieren. Bei Tankstellen dieser Kapazität wird in einem eingeschwungenen Markt für Brennstoffzellenfahrzeuge von einer ausreichend hohen Auslastung ausgegangen, so dass die Abdampfverluste²¹ gering sind, die bei geringem Durchsatz an der Tankstelle entstünden, wenn die flüssigen Wasserstoffmengen dort lange gelagert werden müssten.

Typische Transportmengen pro Trailer betragen 3,6 t LH₂. Vor Ort wird der Wasserstoff in einen Tank gefüllt, dort gespeichert und zur Fahrzeugbetankung mittels einer Kryopumpe und einem Verdampfer auf Druck gebracht und in den Fahrzeugtank gefüllt. Anders als bei Tankstellenkonzepten mit Druckwasserstoff (CGH₂) ist hier für die Fahrzeugbetankung eine Vorkühlung aufgrund der niedrigen Temperaturen nicht nötig, da die Kälte bereits aus dem kryogenen Zustand des Flüssigwasserstoffs genutzt werden kann.

In dezentralen Power-to-Gas-Anlagen lässt sich Flüssigwasserstoff aufgrund der dafür vor Ort benötigten aufwendigen Verflüssigungstechnik nicht einfach integrieren. Zum einen verbraucht die Verflüssigung über 10 kWh Strom pro kg H₂ (entspricht 0,30 kWh Strom pro Kilowattstunde LH₂)²². Zum anderen haben aktuelle Analysen von mit Wind oder PV gespeisten Wasserstoff-Erzeugungskonzepten gezeigt, dass dafür ein dynamischer Wasserstoff-Verflüssigungsprozess erforderlich wäre, der auch durchaus mehrere Tage Stillstand bzw. hohe Lastgradienten aufweisen kann (Bünger et al. 2012). Diese Anforderung widerspricht jedoch der Eigenschaft von Verflüssigern als eher kontinuierlich betriebenen Grundlastanlagen mit gegebenenfalls hohen An- und Abfahrverlusten (Linde 2001). Ein Ausgleich der Dynamik von H₂-Lieferung bei fluktuierendem Stromangebot kann nur über Wasserstoffzwischenpeicher gewährleistet werden, die jedoch investitionsintensiv sind. In Deutschland wird derzeit nur eine großindustrielle Verflüssigungsanlage mit einer Gesamtproduktion von ca. 5 t pro Tag in Leuna betrieben (Linde 2014). Daher erscheint Flüssigwasserstoff eher für die zentrale Erzeugung und Anlieferung an die Tankstelle als geeignet.

²⁰ Die CEP ist das größte Demonstrationsprojekt für Wasserstoffmobilität in Europa und ein Leuchtturmprojekt des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) im Verkehrsbereich. Sie wurde im Dezember 2002 als gemeinsame Initiative von Politik und Industrie unter Federführung des Bundesverkehrsministeriums etabliert.

²¹ Auch ‚Boil-off‘ genannt; durch Wärmeeintrag in den Tank verdampft flüssiger Wasserstoff und erhöht den Innendruck; ab einer bestimmten Druckgrenze muss gasförmiger Wasserstoff abgelassen werden (siehe Abschnitt 5.1.3).

²² Anlagen mit einer Produktionskapazität über 100 t pro Tag benötigen rund 0,3 kWh Strom pro kWh LH₂ bezogen auf den unteren Heizwert (Linde 2004), (JEC 2013). Für kleinere Anlagen liegt der spezifische Energieeinsatz zur Verflüssigung jedoch höher.

Kapitel 5

Druckgaswasserstoff-Trailer

Druckflaschen-Tanklastzüge mit einem nominalen H_2 -Speicherdruck von 50 MPa werden derzeit als neues Transportkonzept entwickelt. Die Transportkapazität ist optimal auf H_2 -Mengen bis ca. 1 t und für mittlere Transportdistanzen abgestimmt. Sie sollen die Lücke füllen zwischen 30 MPa-Druckflaschen-Tanklastzügen (kleine Mengen von 400 kg, geringe Entfernungen) und Flüssigwasserstoff-Tanklastzügen (große Mengen bis 3.600 kg, mittlere bis größere Entfernungen).

Ein CGH_2 -Trailer kann vor Ort als Speicher dienen. Bis zur Fahrzeugbetankung sind allerdings noch weitere Kompressions Schritte erforderlich.

Air Products stellte Ende Januar 2014 (Air Products 2014) den SmartFuel[®] Hochdrucktrailer vor, der mit Verbundflaschen über einen Druck von deutlich oberhalb 35 MPa verfügt. Das reduziert die Kompressionsarbeit und damit auch die Betriebskosten der Tankstelle. Andere Konzepte von Linde und Calvera befinden sich in der Entwicklung (Linde 2013), (Calvera 2011).



Abbildung 16: LKW mit Trailerauflieger für Wasserstofftransport in Typ-3-Kompositbehältern bei 50 MPa (Quelle: Calvera 2012).

Wasserstoff-Rohrleitung

Wasserstofftransport mittels Rohrleitung kann bei unterschiedlichen Druckniveaus erfolgen. Bei Rohrleitungen mit sehr hohem Druck (90-100 MPa) ergibt sich ein relativ einfaches Tankstellenkonzept, bei dem nur ein Vorkühler nötig ist.

Rohrleitungen mit mittlerem oder hohem Druck erfordern eine lokale Kompression an der Tankstelle.

Wasserstofftransport mittels Rohrleitung ermöglicht eine hohe Versorgungskapazität und Flexibilität bei gleichzeitig geringem oberirdischen Platzbedarf und praktisch ohne logistischen Aufwand. Diese Versorgungsart bietet sich bereits heute in Gebieten mit vorhandenen Wasserstoffrohrleitungen an. So identifizierte das Projekt Roads2HyCom in Europa ca. 1.600 km vorhandener Wasserstoffrohrleitungen, die von der Chemieindustrie betrieben werden (Roads2HyCom 2007). Davon befinden sich etwa 370 km in Deutschland (Ruhrgebiet und Region Leuna-Bitterfeld). Für die in Zukunft zu erwartende hohe Tankstellendichte ist diese Versorgungsinfrastruktur eine aussichtsreiche Option, insbesondere in Kombination mit großen Power-to-Gas-Anlagen bzw. chemischem Nebenproduktwasserstoff. Von Projekten wie ChemCoast oder HYPOS werden Wasserstoff-Infrastrukturausbaustrategien bereits für das Gebiet Unterelbe (ChemCoast 2013) bzw. Sachsen-Anhalt (HYPOS 2014) angedacht.

Alternativ können auch Teile des Erdgasnetzes auf Wasserstoffbetrieb umgerüstet und/oder neue Wasserstoffnetze eventuell in Kombination mit bereits bestehenden H_2 -Leitungen der chemischen Industrie gebaut werden (siehe (SWM 1993)). Das Projekt NaturalHy hat sich eingehend mit der Beimischung von H_2 in Erdgasnetze beschäftigt und ist zu der Einsicht gelangt, dass sich bei Einspeisung in das Niederdrucknetz die geringsten Hürden ergeben (NaturalHy 2010). Danach ist es prinzipiell möglich, Wasserstoff im Erdgasnetz zu transportieren, jedoch müssen das Netz und viele Anwendungstechnologien- bzw. Messgeräte für einen reinen Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden. In Dänemark wird im Rahmen eines Demonstrationsprojekts eine Anzahl von Brennstoffzellen-KWK-Systemen in Einfamilienhäusern durch Wasserstoff aus einer eigens für dieses Projekt verlegten Wasserstoffrohrleitung bei Niederdruck betrieben (DAC 2014).

5.1.3 SPEICHER

Flüssigwasserstoff wird in isolierten Tankbehältern mit bis zu 5 t Kapazität gespeichert. Trotz Isolierung kommt es zu einer Verdampfungsrate von ca. 0,5 % des Behältergesamtinhaltes pro Tag bei vollem Behälter. Nach einer Haltezeit von einigen Tagen (kleine

Behälter) bis Wochen (große stationäre Behälter) steigt hierdurch der Betriebsdruck bis zum maximal zulässigen Wert an, so dass dann kontrolliert Wasserstoff aus dem Behälter entlassen wird. Dieser sogenannte Boil-off wird, wo es technisch möglich ist, genutzt. Dazu treten Boil-off-Verluste immer dann auf, wenn im Behälter durch Verdampfung eines Teils des Inhalts der Druck erhöht wird, um Wasserstoff zu entnehmen.

Für Druckwasserstoff stehen Niederdruck- (< 5 MPa), Mitteldruck- (< 50 MPa) und Hochdruckspeicher (< 100 MPa) zur Verfügung. Für Nieder- und Mitteldruckspeicher werden meist standardisierte Druckflaschen verwendet, die teils zu Bündeln zusammengefasst und in Standardcontainer integriert sind. Hochdruckspeicher sind noch Kleinstserienfertigungen aus Kompositmaterial und daher noch verhältnismäßig teuer. Sie werden nur für geringe Mengen Wasserstoff (z. B. als Fahrzeugtanks) eingesetzt und in Kombination mit Nieder- und Mitteldruckspeichern in so genannten Speicherbänken zur Bevorratung kombiniert. Regelmäßig wiederkehrende Wartungs-, Instandhaltungs- und Sicherheitsüberprüfungen sind ein zu beachtender Kostenfaktor.

Die Druckspeicher müssen so dimensioniert sein, dass bei größeren Tankstellen (z. B. 1.000 kg H_2 -Durchsatz pro Tag) mindestens 10 Fahrzeuge im Minutenabstand nacheinander mit einer Betankungsdauer von maximal 2 bis 4 Minuten betankt werden können. Bei kleineren Tankstellen (200-400 kg H_2 -Durchsatz pro Tag) beschränken sich die Anforderungen nach H_2 Mobility heute auf nur zwei PKW, die direkt aufeinander und ohne Wartezeit pro Zapfsäule betanken können (H_2 Mobility 2010).

In Fahrzeugen werden als Wasserstofftanks inzwischen fast ausschließlich so genannte Typ 4-Tanks aus Kohlenstoffkompositmaterial mit Polyethylen-Liner eingesetzt, um hohe Speicherdrücke und damit hohe Reichweiten bei gleichzeitig niedrigen Herstellungskosten in der Serie zu erreichen (Abbildung 17). Durch hohe Stückzahlen in verschiedenen Anwendungen wie PKW, Bussen oder als Stationärbehälter sind weitere Kostenreduktionen zu erwarten.

5.1.4 BEFÜLLUNG UND KOMPRESSOREN

Der Forderung nach höherer Reichweite der Wasserstofffahrzeuge und damit Tanks mit größerer Kapazität und höherem Druck ste-



Abbildung 17: Komposittank der Firma Ijjin Composites (Quelle: ITM)

hen die erhöhten Anforderungen an die Technik gegenüber. War vor 10 Jahren noch ein Druckniveau von 35 MPa üblich, so gilt heute bei PKW ein Tankdruck von 70 MPa als Standard. Grund ist die angestrebte Reichweite von ca. 500 km pro Tankfüllung. Dies stellt nicht nur höhere Anforderungen an die Fahrzeug- und Speichertanks, sondern auch an die weitere Tankinfrastruktur und bedeutet höhere Kosten.

Vorkühlung

Um auch bei 70 MPa kurze Tankzeiten zu erreichen ohne den Tank zu überhitzen, dessen Betrieb konstruktionsbedingt auf eine Maximaltemperatur von 85°C begrenzt ist, wird es beim derzeitigen Befüllkonzept notwendig, den Wasserstoff auf -40°C vorzukühlen (SAE 2012). Dieses führt zu Energieverlusten entlang der Wasserstoffversorgungskette. Insbesondere bei gering ausgelasteten Tankstellen sind die Kälteverluste beträchtlich, wenn die Vorkühlung nicht direkt an der zu kühlenden Zapfsäule aufgestellt werden kann. (Monde 2010) und (Tomuro 2009) geben Verluste von 2-4 % des Energieinhalts bei nur 20°C Vorkühlung an, die im Rahmen eines japanischen Demonstrationsprojekts an der Senju-Tankstelle gemessen wurden. Hier besteht weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um über geeignete Maßnahmen die Effizienz zu verbessern.

Abbildung 18 bis Abbildung 20 zeigen die wahrscheinlichsten Konfigurationen für die verschiedenen Tankstellenkonzepte in vereinfachter Form (nach (LBST 2012)).

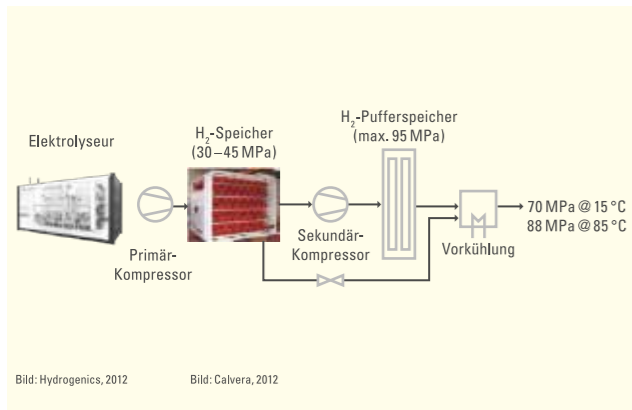


Abbildung 18: Konfiguration einer H₂-Tankstelle im Mehrbank- (Kaskaden-) Konzept wie von H₂Mobility angedacht

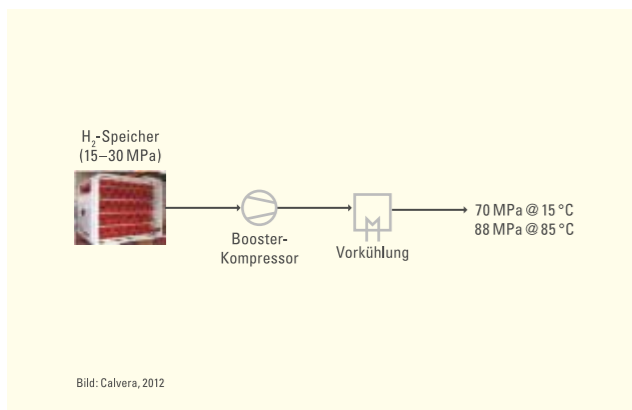


Abbildung 19: Konfiguration einer H₂-Tankstelle im Booster-Konzept

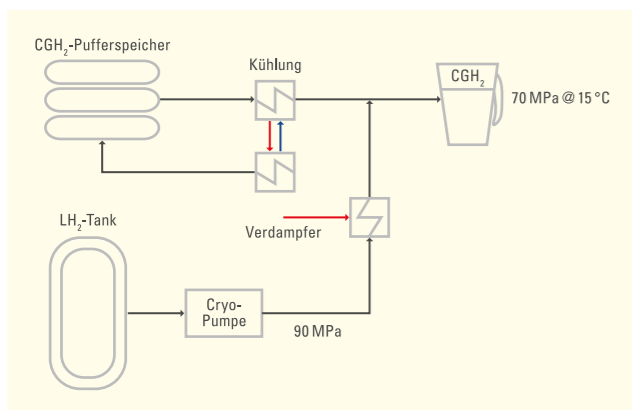


Abbildung 20: Konfiguration einer H₂-Tankstelle mit LH₂-Anlieferung

Bereitstellung von Druckwasserstoff

Um den Wasserstoff auf das für die Betankung erforderliche Druckniveau zu bringen, stehen unterschiedliche Konzepte zur Verfügung. CGH₂-Tankstellen können nach dem Mehr-Bank- oder dem Booster-Konzept ausgelegt werden. Beim Mehr-Bank- oder Kaskaden-System wird Wasserstoff bei unterschiedlichen Druckniveaus bevorratet und das Fahrzeug je nach Tankfüllstand aus dem Speicher mit dem nächst höheren Druckniveau durch Überströmen befüllt. Der Boosterkompressor dagegen hat eine höhere Förderleistung, so dass das Fahrzeug auch direkt aus einem Mitteldruckspeicher (15-30 MPa) befüllt werden kann.

Für die Komprimierung des Wasserstoffs stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung: ölfreie Kolbenkompressoren, Membrankompressoren, hydraulische und ionische Kompressoren. Vorteile des letztgenannten Konzepts sind die geringe Anzahl bewegter Teile, der niedrigere Wartungsaufwand und die niedrige Geräusentwicklung (Linde 2011). Darüber hinaus ist ein Betrieb mit fluktuierendem Ansaugdruck möglich, es ist jedoch eine Vorkühlung des Wasserstoffs erforderlich.

Bei den unterschiedlichen Konzepten sind verschiedene Faktoren wie Auslastung der Tankstelle, Wirtschaftlichkeit, Technologieaufwand, Material- und Energieverbrauch gegeneinander abzuwägen. Während Wasserstofftankstellen für Demonstrationsprojekte heute auf geringe Investitionskosten und begrenzte Lebensdauer ausgelegt sowie an die typische niedrige Tankstellenauslastung und zeitlich begrenzte Projektdauer angepasst sind, dürften sich mit einem Markteintritt die Anforderungen hin zu höherer Tankstellenauslastung und höherer Lebenserwartung verschieben.

Es ist davon auszugehen, dass es insbesondere bei Höchstdruckspeichersystemen zu einer Kostenreduktion kommen wird, da Synergien durch Verwendung von Faserverbundtanks aus der mobilen Anwendung erschließbar werden. Während sich derzeit eher der Einsatz von Boosterkonzepten für die Höchstdruckstufe bei gleichzeitigem Verzicht auf große Höchstdruckspeichervolumina anbietet, ist zu erwarten, dass mit zunehmender Marktnähe mehr (wartungsärmere) Höchstdruckspeicherkapazitäten, dafür aber kleinere (mechanisch anfälliger) Booster eingesetzt werden.

5.1.5 CRYO-COMPRESSED WASSERSTOFF-KONZEPT (CcH₂)

In dem von NOW geförderten CryoSys-Projekt wurde ein Kryodruck-Fahrzeugtank untersucht, der eine hohe Speicherdichte und große Fahrzeugreichweite bei gleichzeitig boil-off-freiem Betrieb ermöglichen soll (CryoSys 2011). Getankt wird in der Regel Flüssigwasserstoff, der bis zu einem Druck von 35 MPa im Tank verdampfen kann, bevor Wasserstoff kontrolliert abgelassen werden muss. Alternativ kann Druckwasserstoff bei 35 MPa getankt werden. Das von BMW initiierte und vorangetriebene Konzept soll an der neuen Total-Tankstelle in München (Detmoldstraße) neben einer 70 MPa-Druckwasserstoffbetankung umgesetzt und mit mehreren entsprechend ausgerüsteten Brennstoffzellenfahrzeugen von BMW im Alltagsbetrieb erprobt werden. BMW setzt mit diesem Tankkonzept auf eine gegenüber der Flüssigwasserstofftechnik höhere Standzeit (mehrere Wochen bis zum erstmaligen Boil-off bei vollem Behälter) bei gleichzeitiger Kompatibilität mit der 35 MPa-Druckwasserstofftechnik (BMW 2011). Die Alltagstauglichkeit und die Akzeptanz bei anderen Automobilherstellern bzw. beim Kunden werden zeigen, ob die CcH₂-Technologie in den sich entwickelnden Brennstoffzellenfahrzeugmarkt eingeführt werden kann.

5.1.6 DISPENSER UND TANKPROTOKOLL – INTERNATIONALE HARMONISIERUNG DER ANFORDERUNGEN

Im Betankungsstandard SAE J2601 regelt die Industrie wichtige Parameter und Schnittstellen, um Wasserstofffahrzeuge mit einem definierten Nennbetriebsdruck von 70 MPa bei 15°C zu betanken; höchster zu handhabender Betankungsdruck ist 88 MPa. Überhitzung und Überfüllung der Fahrzeugtanks soll damit verhindert werden. SAE J2601 von Januar 2014 liegt als Entwurf vor und soll noch im Jahr 2014 verabschiedet und veröffentlicht werden. Der Standard soll dann weltweit von allen neuen Druckwasserstoff-Fahrzeugen bei der Betankung benutzt werden (Abbildung 21).

Ob und wie der Betankungsprozess weiter verbessert werden kann, wird gegenwärtig in dem EU-Fördervorhaben HyTransfer (HyT 2014) untersucht. Um eine vollumfängliche Sicherheit des Betankungsprozesses sicherzustellen²³, muss ein Sicherheits-Integritätslevel (SIL) nach IEC 61508/61511 ermittelt werden. Diesen deckt das Protokoll von SAE J2601 bisher allerdings nicht ab, so dass die Tankstelle sicherstellen muss, dass Fehlfüllungen



Abbildung 21: H₂-Fahrzeugbetankung mit 70 MPa (Quelle: CEP)

vermieden werden. Diese Notwendigkeit wird auch in der Tankstellennormenentwicklung bei ISO/TC197²⁴ für die neue ISO-Norm 19880-1 diskutiert und soll einer genehmigungsrechtlich belastbaren Lösung zugeführt werden.

Der SAE J2601-Standard wird künftig andere angewandte Vereinbarungen wie den CaFCP²⁵-Standard oder die CEP-Anforderungen ersetzen. Verbindlich wird ein Standard bzw. eine Norm erst, wenn auf diese in einem gesetzlichen Dokument (z. B. EU-Verordnung oder -Richtlinie oder nationales Gesetz) verwiesen wird.

Bisher ist es noch nicht möglich, die an einer Tankstelle abgegebene Wasserstoffmenge bei einem Druck von 70 MPa ausreichend genau zu messen, um eine steuerlich einwandfreie Rechnung erstellen zu können. Dies führt aktuell unter anderem dazu, dass Hyundai sein Brennstoffzellenfahrzeug in Kalifornien inklusive freier Wasserstoffabgabe an den Kunden verleast. Dieses Problem muss vor der breiten Markteinführung gelöst werden, um das Tanken für Endkunden an öffentlichen Tankstellen zu ermöglichen. Als erster wichtiger Ansatz wurde daher in Kalifornien ein Entwicklungskorridor vorgeschlagen, nach dem die Messgenauigkeit bei der Fahrzeugbefüllung von zunächst nur 10 % über einen gewissen Entwicklungszeitraum bei Erreichen eines breiten Wasserstoff-Kraftstoffmarkts 2 % erreichen muss (Webinar 2013). Daneben ist die Kontrolle der Wasserstoffreinheit durch entsprechende Qualitätsanforderungen beim Bau der Tankstellen bzw. die Entwicklung von schützenden Einbauten wichtig.

²³ z. B. durch ein Prozedere, das auch eine denkbare Fehlfunktion der Tankstelle selbst abfängt.

²⁴ International Organization for Standardization (ISO); Technical Committee 197.

²⁵ California Fuel Cell Partnership.

Kapitel 5

5.2 GENEHMIGUNG VON TANKSTELLENINFRASTRUKTUR

Der Genehmigungsprozess von Wasserstofftankstellen ist sowohl für die Antragssteller als auch für Behörden eine neue Herausforderung. Daher hat NOW einen Leitfaden erstellt, in dem die Erfahrungen der bisherigen Genehmigungsverfahren zusammengetragen wurden (Abbildung 22). Die Broschüre erläutert die einzelnen Prozess- und Planungsschritte und bietet Hilfestellungen, um die richtigen Ansprechpartner zu finden (NOW 2013b).



Abbildung 22: NOW-Genehmigungsleitfaden H₂-Tankstellen (Quelle: NOW)

Das Genehmigungsverfahren hängt u.a. davon ab, ob der Wasserstoff vor Ort erzeugt oder angeliefert wird und über welche Kapazität die Tankstelle verfügt. Es sind das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), das Baugesetzbuch (BauGB) und eventuell im Einzelfall noch weitere Bestimmungen zu beachten (Abbildung 23). Ein vereinfachtes Verfahren nach BetrSichV für eine H₂-Speichermenge unter 3 t dauert nach gesetzlichen Bestimmungen 3 Monate und realistisch etwa 4–5 Monate, bei größeren Kapazitäten (über 30 t H₂-Speicher) dauert das Verfahren mindestens 7 Monate (Mayer 2013). Ein vereinfachtes BImSchG-Verfahren ist bei On-site-Erzeugung (Elektrolyse/Reformer) erforderlich und dauert ebenfalls etwa 7 Monate. Mit zunehmender Zahl und Standardisierung der Tankstellen sollte das Genehmigungsverfahren zügiger und kostengünstiger vonstatten gehen.

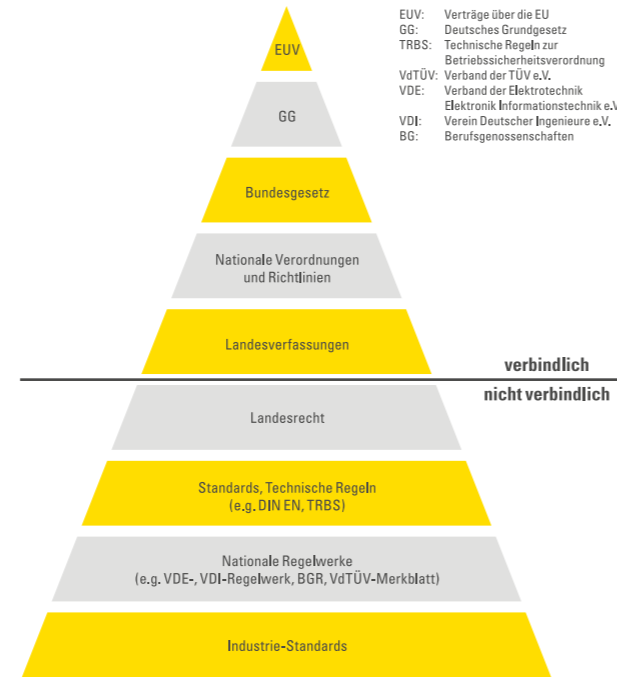


Abbildung 23: Genehmigungssystem für H₂-Installationen in Deutschland (Quelle: TÜV-SÜD)

5.3 ROADMAPS

Die Industrieinitiative H₂Mobility mit den Partnern Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell und Total treibt in Deutschland seit 2009 den Infrastrukturausbau voran. Begleitet wird sie von NOW als Bindeglied zur Bundesregierung und weiteren Industriepartnern in einem erweiterten Akteurskreis. Bis 2015 soll sich die Zahl der öffentlichen Wasserstofftankstellen auf 50, bis 2017 auf 100 und bis 2023 auf rund 400 (H₂Mobility 2013) erhöhen. Dies beinhaltet mindestens 10 H₂-Tankstellen in jedem großen Ballungsraum Deutschlands sowie maximale Tankstellenabstände von 90 km auf Autobahnen zwischen den Ballungsräumen. Deren regionale Zuordnung wurde im April 2014 kommuniziert. Etwa € 350 Millionen sollen für diese Basisinfrastruktur investiert werden; das entspricht bei 360 neuen Tankstellen zwischen 2015 und 2023 im Mittel etwa € 1 Million pro Tankstelle. Den Planungsstand der 50 H₂-Tankstellen bis 2015 veranschaulicht Abbildung 24.



Abbildung 24: Verteilung der 50 H₂-Tankstellen für Deutschland nach CEP bis 2015 (Quelle: NOW)

Der notwendige Infrastrukturaufbau wird vom Marktanteil der Brennstoffzellenfahrzeuge bestimmt. Die erwartete Marktdurchdringung wurde in verschiedenen Studien untersucht. Dazu zählen die Arbeiten der Internationalen Energieagentur (IEA) (IEA 2005), das europäische Projekt HyWays (HyWays 2008) und die EU Coalition-Studie (EU Coalition 2009). Diese Arbeiten wurden in einem Bericht des Büros für Technikfolgenabschätzung (TAB) verglichen (TAB 2012) mit dem Ergebnis, dass die Szenarien der drei Studien einen weiten Bereich aufspannen. Im günstigsten Fall erreichen H₂-Fahrzeuge bis 2050 einen Marktanteil von 70 % am PKW-Bestand (HyWays 2008).

Eine schnelle und hohe Marktdurchdringung wird in den Szenarien hauptsächlich durch Erreichen von Kostensenkungszielen beim

Antrieb, ambitionierte Klimaschutzziele, politische Unterstützung in der Anfangsphase und hohe Rohölpreise (TAB 2012) erzielt.

Für Baden-Württemberg wurde in (e-mobil BW 2013) basierend auf der BMU-Leitstudie 2011 (BMU 2012) der zukünftige Bedarf an Wasserstofftankstellen quantifiziert und eine Roadmap zur Errichtung der nötigen Infrastruktur entwickelt. Danach wird für Baden-Württemberg im Jahr 2030 ein Bestand von 315.000 Brennstoffzellenfahrzeugen prognostiziert, der 330 Wasserstofftankstellen erfordern würde.

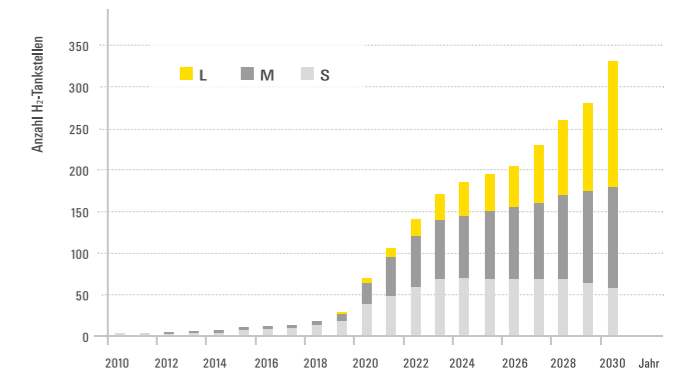


Abbildung 25: Bedarfsprognose für Wasserstofftankstellen in Baden-Württemberg aus (e-mobil BW 2013). Die Tankstellen sind je nach Wasserstoffkapazität in Größenkategorien eingeteilt: L(arge) 1.000 kg H₂/Tag, M(edium) 420 kg H₂/Tag, S (mall) 212 kg H₂/Tag

Neben Deutschland verfolgen weltweit insbesondere Japan, Kalifornien und Südkorea und in Europa Dänemark, Norwegen, Großbritannien, Frankreich, Norditalien, die Schweiz und die Niederlande die ambitioniertesten Ausbaupläne für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. In Kalifornien sollen bis 2017 weitere 68 Tankstellen und in Japan 100 Tankstellen bis 2015 gebaut werden. Die britische Initiative UK H₂Mobility möchte bis 2020 mit 65 kleineren Tankstellen (Kapazität 80 kg H₂ pro Tag) starten, ab 2020 durch einen stetigen Zubau von Tankstellen vornehmlich mittlerer Größe (400 kg H₂/Tag) bis 2025 etwa 330 und bis 2030 dann 1.150 Tankstellen erreichen. Die ausführlichen Ausbaupläne, H₂-Erzeugungspfade und Analysen des Verbraucherverhaltens sind in (UK H₂Mobility 2013) veröffentlicht.

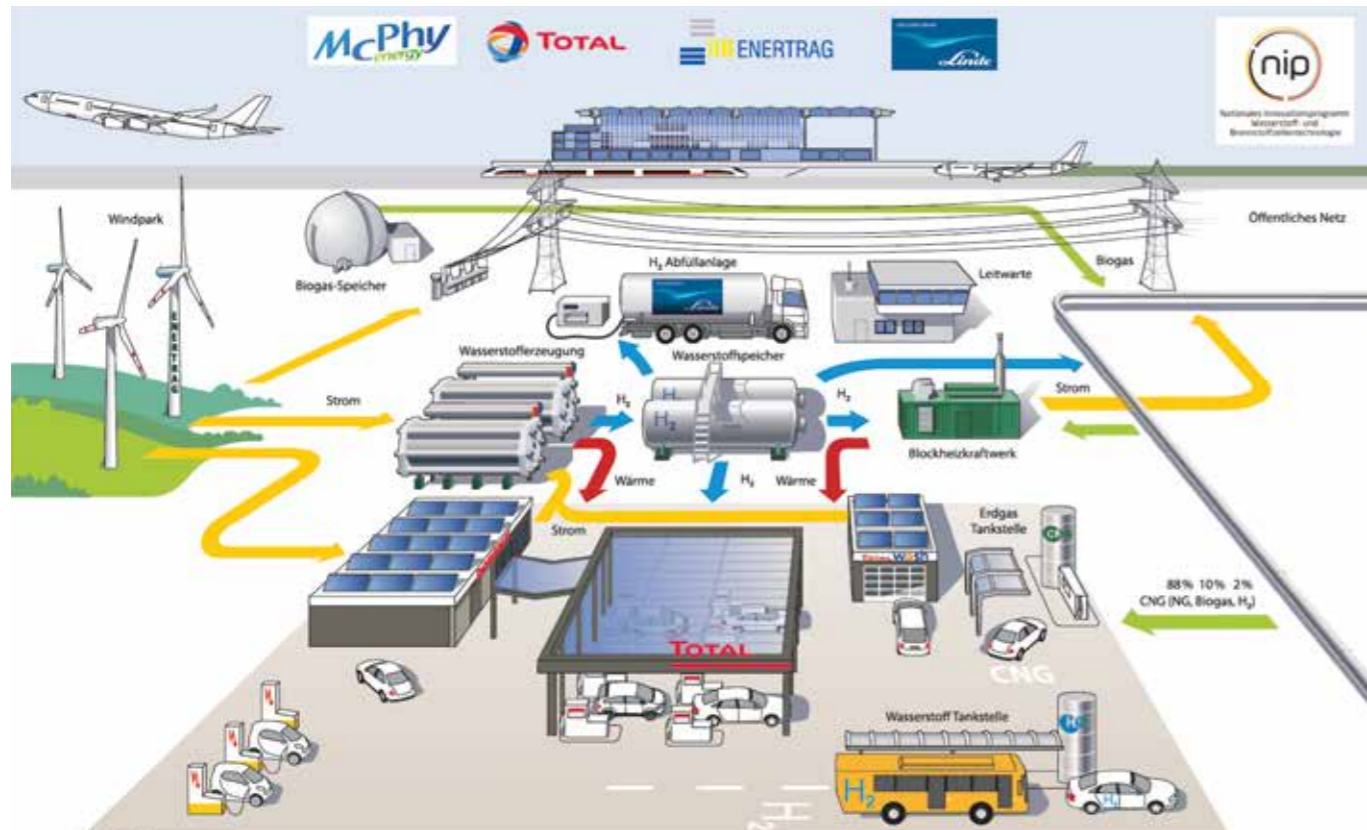


Abbildung 26: Integrierte H₂-Tankstelle am Flughafen H₂BER (Quelle: Linde)

Gegenwärtig bereitet die Europäische Kommission die Einführung einer Richtlinie für alternative Kraftstoffinfrastrukturen vor (Alternative Fuels Infrastructure Directive) (AFID 01-2013, AFID 12-2013). Diese hat zum Ziel, dass mittel- bis langfristig europaweit die Verfügbarkeit von alternativen Kraftstoffen, darunter Wasserstoff, auf den Fernstraßen gewährleistet ist.

5.4 EINBETTUNG VON TANKSTELLEN IN ENERGIEKONZEPTE

Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sind Speichermöglichkeiten unumgänglich (siehe Kapitel 2 und 3), wobei Wasserstoff die Speicherung großer Energiemengen über lange Zeiträume ermöglicht. Power-to-Gas wird von der Gas- und Stromwirtschaft vorangetrieben, bisher jedoch vorwiegend in Verbindung mit Methanisierung bzw. einer Rückverstromung des Wasserstoffs.

Eine Studie zum wirtschaftlichen Einsatz von Wasserstoff am Beispiel der Region Unterelbe (ChemCoast 2013) zeigt jedoch, dass die direkte Nutzung von Wasserstoff im Verkehr aus Effizienzgründen die wirtschaftlichste Lösung darstellt. Damit wird der Verkehrssektor direkt in die Energiewende integriert.

Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse stellt nicht nur eine Speichermöglichkeit dar, sondern bietet auch die Möglichkeit des aktiven Lastmanagements (siehe Abschnitt 2.4.3). Dazu stehen Konzepte im Kleinformat wie der (solare) HomeRefueler von Honda (Honda 2010) zur Verfügung. Auch das National Fuel Cell Research Center an der Universität von Kalifornien betreibt in Irvine seit 2005 einen HomeFueller der Firma Hydrogenics (NFCRC 2014). Die On-site-Tankstelle von Vattenfall in der Hafencity Hamburg verbindet zentrale (H₂-Anlieferung per Trailer möglich) und dezentrale

Versorgung (On-site-Elektrolyse) miteinander und bietet dadurch eine flexible Fahrweise mit Lastausgleichsoption an. Ein gutes Beispiel für die Verbindung von stationärer und mobiler Energieversorgung ist die 2011 in Betrieb gegangene Wind-Wasserstoff-Anlage (d.h. PtG) in Prenzlau, die mehrere Tankstellen in Berlin mit Wasserstoff versorgt. In einem weiteren Ausbauschnitt wird die H₂-Tankstelle am neuen Flughafen Berlin H₂BER vielfältige Funktionen von der H₂-Lieferung für stationäre und mobile Verbraucher erfüllen (Abbildung 26).

5.5 AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff in den Verkehrssektor bietet die Möglichkeit, erneuerbare Energien, insbesondere über den Strompfad, für eine nachhaltige Mobilität auf Basis elektrischer Antriebe zu erschließen und damit die Energiewende zu fördern. Grundsätzlich zeigen die Aktivitäten von H₂Mobility in Deutschland und anderen europäischen Ländern (Frankreich, Großbritannien etc.), dass die Industrie eine breite Markteinführung der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur vorbereitet und mit der Umsetzung beginnt. In Deutschland sollte die Kommunikation dazu in der Breite und der Tiefe verstärkt werden, um die notwendige Unterstützung aller Interessengruppen zu sichern.

Mit der zentralen Rolle von Wasserstoff als Energiespeicher in großem Maßstab und über längere Zeiträume sollte sich der Fokus beim Infrastrukturaufbau grundsätzlich erweitern. Dazu zählen die Berücksichtigung zentraler und dezentraler Konzepte sowie die Integration von Tankstellen in lokale Kraft-Wärme-Kälte-Wasserstoff-Versorgungsansätze. Damit lassen sich neue Geschäftsmodelle entwickeln und erschließen. Der Verkehr hat in dieser frühen Phase die Rolle des Impulsgebers.

In der aktuellen vorkommerziellen Phase bieten sich beim Infrastrukturaufbau Synergien an mit

- bestehenden Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere solchen für Nebenprodukt-H₂ oder/und bestehenden Rohrleitungsnetzen (ChemCoast 2013) sowie mit
- neuen Netzen, die sich z. B. aus dem bestehenden Erdgasnetz entwickeln können, insbesondere im Rahmen von Power-to-Gas-Projekten.

Dabei sind die regionalen und nationalen Strategien hinsichtlich der vordringlichen Themen miteinander zu harmonisieren. Dazu gehören insbesondere

- die Entwicklung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen im Sinne eines schnellen und wirtschaftlichen Aufbaus einer Tankstelleninfrastruktur, inklusive einer Vereinfachung von Errichtung, Genehmigung und Betrieb von Wasserstoff-Tankstellen,
- die Senkung des Investitionsrisikos und die Marktvorbereitung durch ein Engagement der öffentlichen Hand im Infrastrukturaufbau,
- die Verstärkung der Bemühungen um Standardisierung in allen Bereichen und um einheitliche, industrielle Tankstellenkonzepte zur Reduzierung der Kosten des Infrastrukturaufbaus und zur Erhöhung der Zuverlässigkeit und Nutzerfreundlichkeit,
- die Entwicklung geeigneter, kostengünstiger, eichfähiger Wasserstoffdurchflussmesser und die Kontrolle der Wasserstoffreinheit durch entsprechende Qualitätsanforderungen beim Bau der Tankstellen bzw. die Entwicklung von schützenden Einbauten sowie
- die Entwicklung politischer Vorgaben zu erneuerbaren Wasserstoffanteilen, die Entwicklung von Instrumenten zu deren eindeutigen Nachweis sowie der Aufbau entsprechender erneuerbarer Wasserstoffherzeugungskapazitäten.

Grundlegend für eine erfolgreiche Markteinführung ist eine hohe Kontinuität der Aktivitäten in Industrie und Politik. Diese wurde und wird in Deutschland besonders durch die Koordination durch NOW erzielt. In seinem Strategiepapier „Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologien – Tragende Säulen der Energiewende 2.0“ hat der NOW-Beirat Mitte 2013 dargelegt, dass die Kontinuität bei Forschung, Entwicklung und Demonstration von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien sicherzustellen und ab 2015 auf die Kommerzialisierung auszurichten ist. Dazu ist insbesondere eine Unterstützung bei der Marktaktivierung und dem Markthochlauf für diese Technologien zu gewährleisten.

Kapitel 6

MOBILE BRENNSTOFFZELLENANWENDUNGEN

Die Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff in den Verkehrssektor bietet die Möglichkeit, erneuerbare Energien, insbesondere über den Strompfad, für eine nachhaltige Mobilität auf Basis elektrischer Antriebe zu erschließen und damit die Energiewende zu fördern. Mit dem Strom-, dem Gas- und dem Wärmesektor ergeben sich unter anderem durch das Power-to-Gas-Konzept starke Synergien. Damit leistet Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

6.1 STAND DER BRENNSTOFFZELLENTÉCHNIK

Stellvertretend für die Automobilindustrie haben (Eberle et al. 2012) den Entwicklungsstand und die aktuellen Schlüsselherausforderungen der Brennstoffzellenfahrzeug-Entwicklung benannt. Diese sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Informationen aus anderen Quellen sind entsprechend gekennzeichnet.

Zwei Maßnahmentypen standen im Fokus der Entwicklungen nahezu aller namhaften Automobilunternehmen weltweit, die Brennstoffzellenfahrzeuge entwickeln:

- die Reduzierung des spezifischen Materialeinsatzes und einhergehend damit die Verringerung von Gewicht und Volumen sowie eine verbesserte Systemdynamik auf Grund der insgesamt niedrigeren thermischen Massen und
- die Senkung der Fertigungskosten wie z. B. durch den Übergang zur Verwendung von metallischen statt graphitischen Bipolarplatten oder von Turbokompressoren zur Luftverdichtung (siehe Kapitel 6.2).

Mit diesen Maßnahmen wurden betriebliche Verbesserungen (Kaltstartfähigkeit, Systemdynamik, höhere Effizienz, Lebensdauer, Robustheit, Geräuschemissionen) sowie geringere Material- und Herstellkosten erzielt.

Dabei konnte in verschiedenen Demonstrationsprojekten weltweit die Erreichung der technologischen Entwicklungsziele im Hinblick auf Alltagstauglichkeit nachgewiesen werden (CEP 2013b), (H₂moves 2013), (NREL 2012). Eine weitere Übersicht in Tabelle 7 enthält die technischen Daten aktueller Brennstoffzellenfahrzeuge. Soweit verfügbar wurde auch die Entwicklung im Vergleich zur Vorgängergeneration ausgewiesen. So ist z. B. abzulesen, wie sich die Leistungsdichte in den letzten Jahren deutlich erhöht hat, was

zu kompakteren Antriebseinheiten führt, die sich nun leichter in unterschiedliche Fahrzeuge integrieren lassen. Auch sind die Fahrzeuge insgesamt leichter und effizienter geworden, so dass auch die H₂-Tanks kleiner und damit kostengünstiger werden. Durch die insgesamt höhere Effizienz ist ebenfalls die Reichweite der Fahrzeuge pro Tankfüllung gestiegen, was die Nutzerakzeptanz weiter erhöhen dürfte.

Komponenten	Status	Entwicklungspotenzial	Anteil Systemkosten* (%)
Brennstoffzelle			€ 3.710 (100/31 %)²⁸
Membran-Elektroden-Einheit	Komposit Nano-Platin auf C-Struktur Poly-per-fluorosulfonische Säure (PFSA) Stromdichte: 1,0 A/cm ²	1,5 A/cm ²	€ 1.175 (32/10 %)
Bipolarplatten	C-Komposit	Gepresste Edelstahlplatten (geringer Volumenbedarf, hohe Leitfähigkeit, geringe thermische Masse)	
Pt-Gehalt	80 g (System)	30 g/System (2015) 15 g/System (Entwicklung ^c) 5–10 g/System (R&D ^c)	€ 1.264 (34/11 %)
Kompressor	Schraubenkompressor	Turbokompressor in Verdichter/Expander-Modul	
BZ-Struktur			€ 1.271 (34/11 %)
System-peripherie			€ 3.765 (31 %)
Wärmetauscher			
Steuerung			
E-Motor			
Wasserstoff-tank	70 MPa (Einigung Autoindustrie) Typ IV (Vollkunststoff) 5 kg ^a : ca. US-\$ 2.300 ^b	Neue Verfahrenstechnik und Anlagen für Serienherstellung	€ 2.300 (19 %)
Betriebliche Aspekte			
Max. Teillast-wirkungsgrad	50 %	60 %	
Degradation (Lebens-erwartung)	1.500 h (GM-Opel) 3.500 h (Daimler) 6.000 h (Hyundai) ^d	Spannung unter kritisches Niveau drücken (Heizen, Unterstützung durch Hochvolt-Batterie) Kontrolle gleichmäßiger Betrieb (O ₂ im Leerlauf niedrig durch H ₂ -Einblasung an Anode) Gleichmäßige Befeuchtung (gegen Schwellen der Elektroden) 5.500 h (GM-2015)	
Aufbau und Leistungs-dichte	In separaten Einheiten dem Fahrzeug angepasst ca. 0,4 kW/kg	In geschlossener Antriebseinheit, verbessertes thermisches Management (Lebenserwartung!), ca. 0,66 kW/kg	
Startdauer	30 s	7 s (weniger thermische Masse)	
Kaltstart	-40 °C	Teillastwirkungsgrad	

Tabelle 6: Wichtige Herausforderungen in der Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen (Eberle et al. 2012)

²⁸ Eine andere Kostenaufteilung wird durch GM/Honda in (Mathias 2014) vorgeschlagen: 45 % Stack, zu denen 80 % Pt-Katalysatorkosten, Bipolarplatten und Membranen beitragen.

^a für Reichweite > 500 km, ^b Annahme: 1 € = 1,3 US-\$, ^c Abhängig von Stückzahlen in Serienfertigung, ^d Von Hyundai bereits heute erreicht, ^e Die Systemkosten und ihre Aufteilung auf die Brennstoffzellenkomponenten basieren auf (NextHyLights 2011), die sich wiederum auf Daten aus (EU Coalition 2009) stützt. Da Detailzahlen für 2020 fehlen, wurden diese über anteilige Umrechnung aus den Zahlen von 2015 abgeleitet. Die Prozentzahlen beziehen sich auf die Gesamt-BZ-Systemkosten inkl. Wasserstofftank und elektrischem System, die hintere Zahl in Klammern nur auf das BZ-System).

Hersteller	Daimler F-CELL A/B-Klasse	Hyundai ix35	Honda FCX / Clarity	Toyota FCV Adv / Concept
Jahr	2003 / 2009	2011 / 2013	2003 / 2006	2008 / 2014
Antriebsleistung (kW)	72 / 100	100	86 / 100	... / 100
Stackvolumen (l)	k.A.	k.A.	66 / 52	k.A.
Stackgewicht (kg)	k.A.	k.A.	96 / 67	k.A.
Stacklebensdauer (h)	1.000 / 2.000	k.A.	k.A.	k.A.
H ₂ -Speicherdruck (MPa)	35 / 70	70	35	70
Reichweite pro Tankfüllung NEDC (km)	170 / 380	525 / 594	330 / 460*	780 / 500
H ₂ -Speicherkapazität (kg)	3,7	5,6	5,6	k.A.
Tankvolumen (l)	k.A.	k.A.	157 / 171	k.A.
Kraftstoffverbrauch (l/benzinäquivalent/100 km)	3,3	3,7 / 3,2	4,1 / 3,2*	k.A.
Höchstgeschwindigkeit (km/h)	140 / 170	160	... / 160	k.A.
Beschleunigung 0–100 km (s)	11,4	14,1 / 12,5	12,5	k.A.
Kaltstart/ Temperaturbereich (°C)	0 / -25	... / -20	-20–95 / -30–95	-30 / ...
Fahrzeuggewicht (kg)	1.809	... / 1.839	... / 1.625	k.A.
max. Passagierzahl	4	5	4	k.A.
Energiedichte (kW/l)	1,8 / 2	k.A.	2	... / 3

Tabelle 7: Übersicht über technische Daten ausgewählter Brennstoffzellenfahrzeuge * Neuer Europäischer Fahrzyklus

6.2 KOSTENENTWICKLUNG

Auch die erwartete Kostenentwicklung von Brennstoffzellensystemen ist in Abbildung 27 zusammengestellt. Die Zahlen basieren im Wesentlichen auf einer gemittelten erwarteten Kostenentwicklung nahezu aller mit der Brennstoffzellenentwicklung befassten weltweiten Automobilhersteller von 2010 bis 2015+ in detaillierter Form sowie aggregiert bis 2020 nach (EU Coalition 2009). Die Kostenentwicklung beruht dabei auf der Annahme einer frühen Serienfertigung ab 2015+ und einem etablierten Brennstoffzellenfahrzeugmarkt

ab etwa 2020. Der tatsächliche Markteintritt dürfte sich jedoch gegenüber diesen Annahmen um wenige Jahre verschieben.

Es zeigt sich, dass bei der Katalysatorbelegung bzw. dem Wasserstofftank eine geringere Kostenreduktion erwartet wird (Faktor ca. 2) als bei allen anderen Komponenten (Faktor ca. 3-4). Diese Einsicht wird jedoch nicht von allen Herstellern geteilt. Mit dem aktuellen Entwicklungsfortschritt in der Brennstoffzellentechnik wird entweder von einem sehr niedrigen Bedarf an Platingruppen-Katalysatormaterial (Eberle et al. 2012) bzw. sogar von einer vollständigen Substitution durch unedle Katalysatormaterialien ausgegangen (fuelcellworks 2013). Das dürfte den Pt-Bedarf kurzfristig etwa um einen Faktor ca. 2 (heute bis 2015), mittelfristig um einen Faktor ca. 5 (2015 bis Marktetablierung) und langfristig um einen Faktor ca. 8–16 reduzieren (siehe auch Abbildung 28). Eine vollständiger Pt-Ersatz geht jedoch nach (Mathias 2014) heute noch auf Kosten der Standfestigkeit der getesteten Brennstoffzellen.

Ähnlich sieht das eine aktuelle Studie (RB 2014), die in zwei Szenarien von 16 bzw. 10 g/Fahrzeug für 2020 ausgeht. Damit würde dann in einem Fahrzeug mit 100 kW Brennstoffzellenleistung Platin im Wert von € 600 bzw. € 380 eingesetzt, was die in (EU Coalition 2009) angegebene Kostenreduktion weit übertrifft.

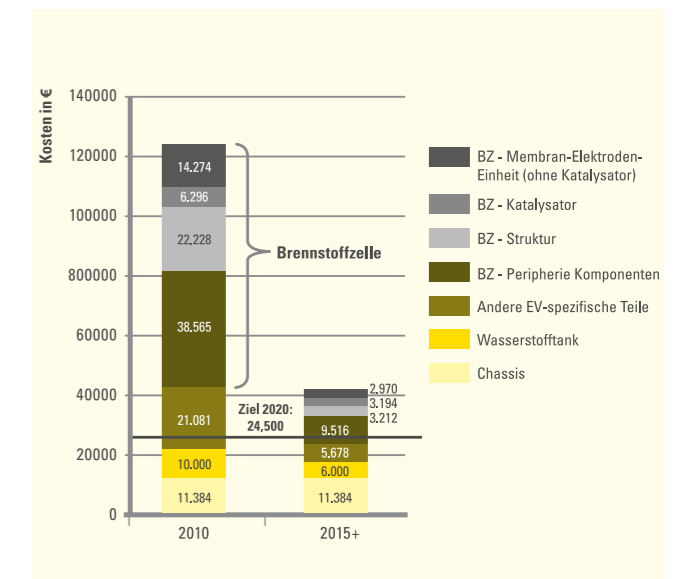


Abbildung 27: Kostenentwicklung Brennstoffzellenfahrzeuge nach (NextHyLights 2011) und (EU Coalition 2009)

Kapitel 6

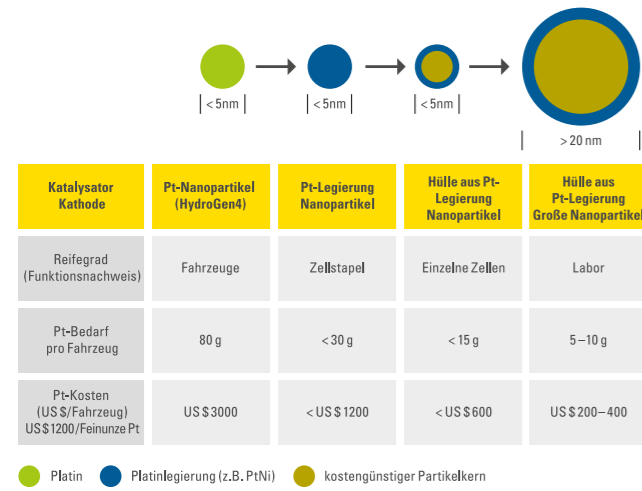


Abbildung 28: Roadmap zur Verringerung des Pt-Bedarfes von Brennstoffzellenantrieben (Eberle et al. 2012)

Beispielhaft zeigt Abbildung 29 einen prinzipiellen Kostendegressionsverlauf für die Brennstoffzellenfahrzeugentwicklung mit den erforderlichen Entwicklungsschritten. Ähnliche Darstellungen wurden von verschiedenen Herstellern gezeigt. Nimmt man z. B. Fahrzeugprototypenkosten von knapp € 400.000 an, so dürfte das Brennstoffzellenfahrzeug bei Markteintritt ca. € 50.000 oder weniger kosten, was auch etwa den Ankündigungen der Fahrzeughersteller entspricht (Automotive News 2013), (Hybrid EV 2013).

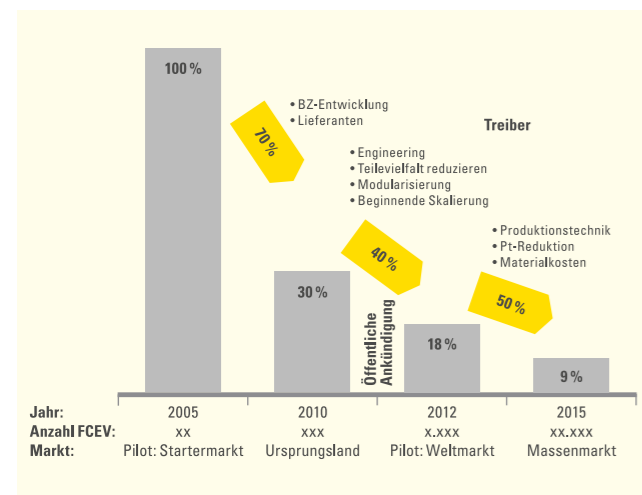


Abbildung 29: Kostendegression von Brennstoffzellenfahrzeugen bis zum Markteintritt (LBST nach (Hyundai 2012a))

Auch wenn die ersten in Tausender-Stückzahlen hergestellten Brennstoffzellen-PKW in Europa für unter € 100.000 angeboten werden²⁷, lässt die Ankündigung eines Herstellers für den kalifornischen Markt aufforchen, nach der das gleiche Fahrzeug für nur US-\$ 499 monatlicher Leasingrate bei einer Anzahlung von US-\$ 2.999 angeboten wird. Das besondere Detail dieses Angebots ist die Tatsache, dass die Kunden auch für die gesamte Laufzeit des Leasingvertrags von 36 Monaten kostenfrei an allen bestehenden Wasserstofftankstellen in Kalifornien tanken können und keine Wartungskosten zahlen müssen (Hydrogeit 2014). Die wesentliche Begründung dafür liegt aber wohl in der kalifornischen Gesetzgebung, nach der wegen der noch mangelnden Genauigkeit der Wasserstoffdurchflusszähler Wasserstoff nicht kommerziell an private Kunden abgegeben werden darf (siehe Abschnitt 5.1.6).

6.3 AKTIVITÄTEN UND GEPLANTE MARKTEINFÜHRUNG DER PKW-HERSTELLER

Eine Übersicht über die Entwicklungsaktivitäten internationaler Automobilhersteller auf Basis von Pressemitteilungen der Hersteller und Ankündigungen bei internationalen Automobilausstellungen gibt Tabelle 8. Nicht enthalten sind die Aktivitäten oder Entwicklungsbemühungen diverser kleiner Unternehmen wie z. B. Michelin, MicroCab oder Riversimple.

Marktein-führung	Hersteller / Modell	Erläuterung
2008	GM Equinox	Kleinserie für Demobetrieb (112)
2008	Honda FCX Clarity	Kleinserie für Demobetrieb (80)
2011	Daimler B-Klasse F-CELL	Kleinserie für Demobetrieb (200)
2013 / 2014	Hyundai ix35 (advanced)	Marktnahe Kleinserie (1.000)
2015	Toyota FCV Concept Honda	Kommerzielle Markteinführung (je X.000–X0.000)
2017	Daimler & Ford & Nissan Hyundai Intrado	Kooperation mit gleicher Fahrzeugplattform (zusammen x00.000 bzw. mindestens 10.000 pro Jahr und Hersteller) Nächstes Modell
2020	GM & Honda BMW & Toyota	Kooperationen (?)
2020–2025	Volkswagen / Audi	Grundsätzliches Interesse an Kommerzialisierung von Brennstoffzellenantrieben

Tabelle 8: Übersicht über relevante Markteinführungsstrategien für Brennstoffzellenfahrzeuge durch internationale Automobilunternehmen

Es gibt eine breite Übereinstimmung der internationalen Automobilhersteller, dass die Brennstoffzellentechnologie alle Voraussetzungen für den Einsatz in PKW und für dessen breite Einführung in Massenmärkte mitbringt, sowohl aus technologischer als auch aus Kostenperspektive. Grundsätzlich unterscheiden sich jedoch die Hersteller noch in ihrer Einschätzung des Zeitpunkts des breiten Markteintritts (2015 bis ca. 2025). Die Vielfalt der unterschiedlichen Ansätze zeigt Abbildung 30.

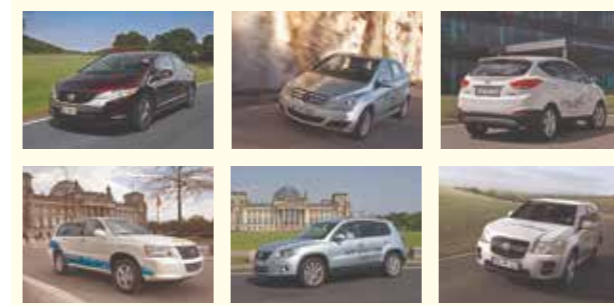


Abbildung 30: Brennstoffzellenfahrzeuge unterschiedlicher Hersteller (Quelle: CEP)

Einig sind sich andererseits alle Hersteller, dass eine wesentliche Randbedingung für die Entstehung eines breiten weltweiten Markts für Brennstoffzellenfahrzeuge die Entwicklung einer nutzerfreundlichen und flächendeckenden Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur ist (siehe Kapitel 5).

6.4 ENTWICKLUNGSAKTIVITÄTEN UND MARKTEINFÜHRUNG FLURFÖRDERZEUGE

Der Gesamtmarkt für Flurförderzeuge/Lagertechnik, die in Logistikunternehmen, in der produzierenden Industrie, an Häfen und an Flughäfen zum Einsatz kommen, belief sich im Jahr 2012 auf ca. 940.000 verkaufte Systeme weltweit, wovon 15–20 % batterieelektrisch angetrieben werden. Bis zum Jahr 2017 rechnet man mit 1,2 Millionen verkauften Einheiten pro Jahr. Die Leistung dieser Systeme liegt im Bereich von wenigen kW bis zu mehreren 10 kW. In Europa wurden 2012 ca. 310.000 Systeme verkauft (China 220.000, Nordamerika 180.000), davon mehr als 20 % (ca. 60.000) mit batterieelektrischem Antriebsstrang (Jungheinrich 2013). Die wich-

tigsten Hersteller für Flurförderzeuge/Lagertechnik sind Toyota/Japan, Kion/Deutschland u.a. mit den Marken Still und Linde, Jungheinrich/Deutschland und Nacco/USA u.a. mit den Marken Hyster und Yale.

In den USA ist die Markteinführung von Brennstoffzellensystemen in Flurförderzeugen (in der Regel ausgeführt als Hybridkonzepte in Kombination mit einer Batterie) in den letzten Jahren, unterstützt durch staatliche Fördermaßnahmen, zunehmend gelungen. Insgesamt sind dort bereits etwa 6.000 Systeme im Einsatz oder bestellt (DOE 2013). Es wird erwartet, dass sich die Entwicklung in ähnlicher Weise fortsetzen wird. Zum Einsatz kommen die Systeme vor allem in den Logistikzentren von großen Einzelhandelsunternehmen (z. B. Walmart, Sysco) und großen Produktionsbetrieben (z. B. BMW, Coca-Cola, Daimler, Procter & Gamble). Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Anwendung von Brennstoffzellensystemen insbesondere dann interessant, wenn große Flotten im Einsatz sind und diese im 3-Schicht-Betrieb eingesetzt werden. Auch für die kombinierte Nutzung im Innenbetrieb (emissionsfrei) und im Außenbetrieb (niedrige Temperaturen, große Temperaturschwankungen) bietet die Brennstoffzellentechnologie Vorteile gegenüber den konventionellen Technologien.

In Europa beschränken sich die Aktivitäten derzeit noch auf Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte. Die Anzahl der Systeme, gefertigt als Prototypen oder Kleinstserien, dürfte sich bisher auf etwa 50 Einheiten belaufen.



Abbildung 31: Erste Kleinserien sind bereits bei Kunden im Einsatz (Quelle: STILL GmbH)

²⁷ Referenzfahrzeuge in dem entsprechenden Marktsegment kosten zwischen € 35.000 und € 50.000.

Kapitel 6

Führender Hersteller von Brennstoffzellensystemen für Flurförderzeuge und Lagertechnik ist das amerikanische Unternehmen Plug Power, das derzeit ausschließlich Brennstoffzellenstapel des kanadischen Herstellers Ballard verwendet. Nach Angaben von Plug Power sind bereits über 4.000 ihrer Brennstoffzellensysteme (Marktanteil 90 %) bei 24 Kunden an 44 Standorten im Einsatz. Für die Markteinführung in Europa hat Plug Power zusammen mit dem Industriegasehersteller Air Liquide das Joint Venture HyPulsion gegründet (80 % Air Liquide über Tochterunternehmen Axane, 20 % Plug Power). Weitere Hersteller und ihre Produkte sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Hersteller / Land	Produktname	Typ	Leistung
ElringKlinger / Deutschland	k.A.	PEM (nur BZ-Stack)	3–8 kW
Infintium / USA	EnerPac	PEM	2,5–9,5 kW
Fronius / Österreich	HyLOG Fleet 26F	PEM	2,6 kW (11 kW peak)
H ₂ Logic / Dänemark	H ₂ Drive	PEM	~10 kW (~35 kW peak)
Hydrogenics / Kanada	HyPX Power Pack	PEM	k.A. (22–30 kW peak)
Nuvera / USA	Orion	PEM (nur BZ-Stack)	10–30 kW
Plug Power / USA	GenDrive	PEM	1,5–12 kW

Tabelle 9: Kommerziell verfügbare Brennstoffzellensysteme für Flurförderzeuge/Lagertechnik

Deutsche Anbieter von Brennstoffzellensystemen für Flurförderzeuge und Lagertechnik sind derzeit nicht am Markt. Lediglich Hoppecke entwickelte in einem Förderprojekt (2009–2012) Brennstoffzellen- bzw. Batteriehybridversorgungssysteme für Flurförderzeuge und Lagertechnik auf Basis von Nickel-Metallhydrid (NiMH) und Lithium-Ionen-Technologie.

In Tabelle 10 sind die gegenwärtig in Europa durchgeführten Demonstrationsprojekte zusammengefasst:

Name des Projekts	Industrie-partner	Anzahl Fahrzeuge (Ziel)	Laufzeit des Projekts	Förder-mittel-geber	BZ-System-Lieferant	Ort
E-LOG-Biofleet	DB Schenker, Linde MH, OMV	12	2010–2013	Klima- und Energie-fonds	Fronius	DB Schenker, Linz Hörsching, Österreich
H ₂ Intra Drive	BMW, Linde MH	9 (4 Routenzug-Schlepper & 5 Gabelstapler)	2012–2016	Nationales Innovations-programm	k.A.	BMW Werk Leipzig, Deutschland
HAWL	Air Liquide	200	2013–2016	FCH-JU	HyPulsion	k.A.
HyLIFT DEMO	Linde Gas	11	2011–2014	FCH-JU	H ₂ Logic	verschiedene europäische Standorte
HyLIFT EUROPE	Air Products, MULAG, STILL	200	2013–2016	FCH-JU	H ₂ Logic, ggf. weitere	verschiedene europäische Standorte
IKEA	Air Liquide, IKEA	20	k.A.	Horizon Hydrogène Energie Programm	HyPulsion	Saint Quentin-Fallavier, nahe Lyon, Frankreich

Tabelle 10: Demonstrationsprojekte für Flurförderzeuge/Lagertechnik mit Brennstoffzellenantrieb in Europa



Abbildung 32: MULAG Flughafenschlepper auf der InterAirport in München (Quelle: LBST GmbH)

Im Zeitraum 2009–2010 beauftragte die NOW eine Studie mit dem Titel „Entwicklung eines Markteinführungsprogramms für Brennstoffzellen in speziellen Märkten“ (VDI 2010). Die Studie empfiehlt zum einen ein öffentliches Beschaffungsprogramm mit einer Bezuschussung von 10.000 Einheiten über einen Zeitraum von 10 Jahren. Die Förderung soll anfangs jeweils maximal € 15.000 betragen bei einem maximalen Gesamtbudget von € 150 Millionen, das aus Einnahmen aus Energiesteuern oder einem Energieeffizienzfond refinanziert werden soll. Zum anderen empfiehlt die Studie die Flankierung der Wasserstoff-Infrastruktur durch Maßnahmen wie z. B. einer dedizierten Bedarfsermittlung, der Nutzung von Synergien durch Kombination verschiedener Anwendungen sowie einer Befreiung von der Mineralölsteuer. Darüber hinaus wurde im Rahmen des europäischen Projekts HyLIFT-DEMO eine Studie zu unterstützenden Maßnahmen zur Markteinführung von Brennstoffzellen in Flurförderzeugen erstellt (HyLIFT-DEMO 2013). Die Studie empfiehlt u. a., sich auf den Ersatz von Diesel- und Flüssiggas-Fahrzeugen zu konzentrieren, da diese Fahrzeuge höhere Gesamtbetriebskosten haben und nicht lokal emissionsfrei sind (Indoor-Betrieb). Die Studie schlägt sowohl direkte als auch indirekte Unterstützungsmaßnahmen vor und weist gleichzeitig auf die Kombination mehrerer Maßnahmen sowie deren Implementierung auf den verschiedenen Ebenen hin (europäisch, national, regional). Die vorgeschlagenen Maßnahmen schließen z. B. eine Beschaffung durch die öffentliche Hand und Steuersparmodelle ein.

Im Mai 2013 veröffentlichte die Hessen Agentur die 3. Auflage der Broschüre „Flurförderzeuge mit Brennstoffzellen“ (Hessen Agentur 2013). Sie beleuchtet die Perspektiven im Anwendungsbereich der Flurförderzeuge und geht auf Leistungsmerkmale, Marktbedingungen, Sicherheitsaspekte sowie Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Technologie im Vergleich zu den etablierten Antrieben ein. Die Broschüre ist stark praxisorientiert und gibt Hinweise auf Fördermöglichkeiten, aber auch auf die Bedingungen, unter denen ein Wechsel zu Fahrzeugen mit Brennstoffzellen sinnvoll ist, und darauf, welche Vorteile durch regionale Partnerschaften und Kooperationen erzielt werden können. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass mit einer zeitnahen Einführung von Brennstoffzellen in Flurförderzeugen durch den Marktführer, das amerikanische Unternehmen Plug Power, auch in Europa und in Deutschland zu rechnen ist. Dies ist durchaus zu begrüßen und zu unterstützen, jedoch ist darauf zu achten, dass durch ge-

eignete Unterstützung auch die einheimische Industrie in die Lage versetzt wird, an diesem Markt zu partizipieren. Insbesondere ist hier das Thema Wasserstoff-Infrastruktur zu erwähnen, da sich diese sehr häufig als Stolperstein und Kostentreiber bei Kunden-erprobungen und Demonstrationsprojekten herausgestellt hat. Eine Koordinierung bzw. Bündelung von Anwendungen durch eine neutrale, übergeordnete Stelle wäre hier sehr hilfreich und wünschenswert.

6.5 BRENNSTOFFZELLENEINSATZ IN WEITEREN MOBILEN ANWENDUNGEN

Insbesondere für den Flotteneinsatz werden weitere zeitlich naheliegende Brennstoffzellenanwendungen für Fahrzeugantriebe im Mobilitätssektor entwickelt, entweder aus Kostenperspektive (Flurförderzeuge, siehe Abschnitt 6.4) oder aus Gründen der lokalen Emissionsverringern (Luftschadstoffe sowie Lärm) für den innerstädtischen Bereich. Darüber hinaus wird auch ihr Einsatz als mobile Stromerzeugungsaggregate (APU – Auxiliary Power Unit) z. B. in Nutzfahrzeugen aber auch an Bord von Flugzeugen sowie Lösungen zum Antrieb schwerer Nutzfahrzeuge diskutiert.

Der Einsatz von Brennstoffzellenantrieben in Stadtbussen wurde bis heute in ca. 100 Prototypen weltweit getestet. Ihr Einsatz hat dabei im Vergleich zu den ersten z. B. im CUTE-Projekt demonstrierten Brennstoffzellen-Busprototypen, die zunächst auf Zuverlässigkeit und nicht auf hohe Effizienz ausgelegt waren (CUTE 2006a), zu einem hohen Entwicklungsstand bei der Integration der Antriebstechnik geführt. Die Fahrzeuge wurden in vielen Städten mit unterschiedlichen Fahrzeugkonfigurationen (2-Achser, 3-Achser, Gelenkbus, Minibus) und Betriebsprofilen sowie unter wechselnden klimatischen Bedingungen im Alltagsbetrieb demonstriert (Cute 2006), (HyFleet 2009), (Toyota 2012), (CHIC 2014), (Hyundai 2012b).



Abbildung 33: Brennstoffzellenbusse bei der Hamburger Hochbahn (Quelle: CEP)

Kapitel 6

Trotz der grundsätzlich guten Betriebserfahrungen, die eine hohe Zuverlässigkeit der Brennstoffzellentechnologie gezeigt haben, sowie der prinzipiell sinnvollen Anwendung (Flottenbetrieb mit wirtschaftlichen Vorteilen bei der H₂-Betankungsinfrastruktur, im Verhältnis zu Batteriebussen kürzeren Ladezeiten bei sonst gleichen Umweltvorteilen wie lokaler Schadstofffreiheit und geringer Lärmemission), ist nach (EU Bus Study 2012) ein kommerzieller Einsatz in Stadtbussen auf Basis von Total-Cost-of-Ownership-Analysen (TCO) erst ab 2030 absehbar. Prinzipiell ist eine Kommerzialisierung schneller erstrebenswert und durch begleitende Maßnahmen perspektivisch erzielbar, wozu auch die Beteiligung an Flottendemonstrationsvorhaben wie z. B. CUTE, HyFleet:CUTE, CHIC bzw. an national geförderten Projekten unter Beteiligung verschiedener ÖPNV-Betriebe beiträgt, wie z. B. dem Karlsruher Verkehrsverbund (KVV), den Stuttgarter Straßenbahnen (SSB) oder dem Hamburger Verkehrsverbund (HVV). Die Gründe dafür sind vielfältig:

- Der Betrieb von Stadtbussen ist häufig ein von extremem Kostendruck geprägtes Einsatzfeld,
- die Kostendegression der Brennstoffzellentechnologie hängt hauptsächlich von der Entwicklung für den PKW-Einsatz ab, die erst in den kommenden Jahren erwartet wird, und
- die Kostenreduktion ergibt sich auch aus einem gesunden Wettbewerb unterschiedlicher Hersteller, worauf (NextHyLights 2011) bereits in einer Brennstoffzellenbus-Roadmap hinwies. Für die weitere Ausgestaltung des europäischen Förderprogramms im Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU) forderte (NextHyLights 2011) eine Verbreiterung der Herstellerbasis zeitgleich mit der technologischen Verbesserung voranzutreiben. Die aktuelle Ankündigung des polnischen Busherstellers Solaris, zwei Busse mit Ballard-Brennstoffzellen zu Demonstrationszwecken nach Hamburg zu liefern²⁸, ist diesbezüglich eine gute Nachricht.

Neben positiven Nachrichten erscheinen jedoch auch immer wieder negative, wie z. B. die über die Entscheidung der Stadt Whistler in British Columbia/Kanada, den Betrieb ihrer aus 20 Brennstoffzellenbussen bestehenden Flotte aus Kostengründen nicht weiterzuführen. Eine breite Einführung der Brennstoffzellentechnik in Stadtbussen ist, auch im Hinblick auf die erwartete Marktentwicklung im PKW-Bereich, demnach erst ab 2020 zu erwarten²⁹.

Der Einsatz von Brennstoffzellen in städtischen Sonderfahrzeugen zeichnet sich insbesondere durch ihre lokale Schadstofffreiheit und die geringen Lärmemissionen aus. So hat es bereits einige Demonstrationsprojekte für folgende Einsatzbereiche gegeben:

- Straßenreinigungsfahrzeug (Bucher-Schörling) in Bern (seit 2012),
- Müllsammelfahrzeug mit Brennstoffzelle zur Stromerzeugung für Nebenaggregate (Faun) in der Berliner Innenstadt (2011),
- Elektrischer 7,5-Tonner Liefer-LKW mit Brennstoffzellen-Ränge-Extender (Smith Electric mit Proton Motor Brennstoffzelle) (2012) und
- Sammelfahrzeug für Papierabfall in Eindhoven (2013).

Ein weiteres aus anderen Gründen relevantes Einsatzfeld von Brennstoffzellen dürfte sich langfristig auch in der Landtechnik entwickeln, so z. B. zum Antrieb von Traktoren aber auch für Hilfsantriebe. Als wichtigstes Argument treten hier neben einer Reduzierung von lokalen Schadstoff- und CO₂-Emissionen³⁰ sowie Lärm (insbesondere auch für den Fahrer, der häufig den ganzen Tag auf dem Gerät verbringt) auch die technischen und wirtschaftlichen Vorteile elektrischer Antriebe in den Vordergrund, die eine verbesserte Wartbarkeit und damit niedrigere Kosten versprechen.

Beim heutigen Entwicklungsstand sind bereits Hybridantriebe vorgesehen, d.h. elektrische Antriebe auf den früher hauptsächlich mechanisch oder hydraulisch vom Traktor über Zapfwelle angetriebenen Hilfsantrieben. Diese können bereits jetzt durch zapfwellengetriebene Generatoren mit Strom versorgt werden (Volk 2012). Konsequenter wäre es, Traktoren vollständig auf elektrischen Antrieb umzurüsten. Da Batterien hierfür nicht genügend Energie an Bord speichern können, bietet sich dazu die Brennstoffzelle mit Wasserstoffspeicherung an. Ein solches Prototypfahrzeug hat z. B. New Holland bereits durch Centro Ricerche Fiat (CRF) in Turin entwickeln lassen und erfolgreich in mehreren Einheiten getestet (New Holland 2012).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Brennstoffzellenfahrzeuge für den Flottenbetrieb bisher nicht über den Prototypenstatus hinaus entwickelt wurden. Eine Zwischenbilanz ist wegen der Breite der potenziellen Anwendungen nicht einfach möglich. Grundsätzlich gilt für den Markteintritt von Stadtbussen und ande-

ren Flottenfahrzeugen mit wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen: Wegen der verhältnismäßig kleinen Stückzahlen im Vergleich zum PKW-Massenmarkt dürften sie vom Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie im PKW abhängen. Es ist zu erwarten, dass die Verfügbarkeit preisgünstiger dynamischer Niedertemperatur-Brennstoffzellensysteme und eine wachsende Wasserstoffinfrastruktur die Entwicklung dieser Flottenfahrzeuge und deren Markteinführung beschleunigen werden.

6.6 AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

CO₂-Emissionsreduktionsziele und die Notwendigkeit der Einführung erneuerbarer Energien in den Verkehrssektor zur Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen, insbesondere Erdöl, werden zu einer grundlegenden Umstellung der Antriebe und Kraftstoffe im Straßenverkehr führen.

Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen haben dabei gute Chancen auf relevante Marktanteile, da sich Brennstoffzellensysteme neben ihrer hohen Effizienz auch durch andere wichtige Vorteile auszeichnen, wie z. B. nutzerfreundliche Reichweiten, schnelle Betankbarkeit, hohe Dynamik, Geräuscharmheit im Betrieb und Integrierbarkeit in heute gebräuchliche Fahrzeuge. Von den Batteriefahrzeugen unterscheiden sie sich dadurch, dass sie sich nicht nur im innerstädtischen Betrieb sondern gleichermaßen auch auf längeren Fahrstrecken einsetzen lassen.

Die Phalanx der Hersteller ist dabei groß, auch wenn Entwicklungszeitpläne bis zur Markteinführung durch die Hersteller teilweise mehrfach nach hinten verschoben wurden. Ungeachtet dessen haben viele Hersteller wie Daimler, Toyota, Hyundai, Honda und GM seit vielen Jahren kontinuierlich an der Marktvorbereitung gearbeitet und Milliarden aufgewendet, was auf deren hohe Erwartungen bezüglich des Potenzials der Technologie schließen lässt.

Daher gilt es vor allen anderen Handlungsempfehlungen auf die Notwendigkeit einer hohen Kontinuität in der Entwicklung und Markteinführung hinzuweisen. Diese gilt gleichermaßen für die Industrie bei der Entwicklung von Materialien, Verfahren, Komponenten und Systemen als auch für die Politik in der fortgesetzten Unterstützung dieser nahezu marktreifen Technologie.

Erste PKW-Flotten in fünfstelliger Größenordnung werden für 2015–2017 erwartet, die letzten großen Hersteller dürften dann spätestens 2020–2025 nachziehen. Da die Betankungsinfrastruktur einen zeitlichen Vorlauf benötigt, müssen Fahrzeughersteller und Infrastrukturerwickler ihre Markteinführungspläne eng aufeinander abstimmen. Nach den USA ist auch in Europa und in Deutschland mit einer zeitnahen Einführung von Brennstoffzellen in Flurförderzeugen zu rechnen. Flankiert mit geeigneter Unterstützung sollte auch die einheimische Industrie die Chance nutzen können, an diesem Markt zu partizipieren. Die notwendige Wasserstoff-Infrastruktur ist ein kritisches Element und hat sich häufig als Stolperstein und Kostentreiber bei Kundenerprobungen und Demonstrationsprojekten herausgestellt. Eine Koordinierung bzw. Bündelung von Anwendungen durch eine neutrale, übergeordnete Stelle wäre hier sehr hilfreich und wünschenswert.

Auch auf kommunaler Ebene und im städtischen Raum, in denen die Sonderfahrzeuge mit Brennstoffzellen(hilfs)antrieb ihre besonderen Vorteile ausspielen können, sollten Pläne entwickelt werden, wie man die Vorteile der Schadstoff- und Lärmemissionsminderung im Sinne von EU- oder regionalen Vorschriften nutzen kann. Das gilt nicht nur für öffentliche sondern auch für private Fahrzeugflotten wie z. B. Taxis, für die die Vorteile einer im Standbetrieb geräusch- und emissionsarmen Stromerzeugung besonders relevant sind.

ÖPNV-Betreiber sollten ihre künftige Flottenplanung bzgl. der eingesetzten Technik und Infrastrukturen mit Augenmaß entwickeln. Der Einsatz von Brennstoffzellen-Stadtbussen verspricht Vorteile durch die betriebliche Flexibilität, die nahezu denen heutiger Dieselsebusse vergleichbar ist. Sie erfordern keine induktiven Ladesysteme oder Oberleitungen sondern erlauben eine völlig freie Routenplanung. Zusätzliche Vorteile aus kommunaler Sicht könnten sich auch aus systemischer Sicht entwickeln, z. B. durch die Herstellung von Wasserstoff an den Betriebshöfen aus erneuerbarem Strom. Damit eröffnen sich neue kommunale Dienstleistungen aus der Verknüpfung von Verkehr und stationärer Energieversorgung.

Schließlich könnten sich ganz neue Märkte wie die der elektrifizierten Landtechnik entwickeln, die ein ganz neues Betätigungsfeld eröffnen und eine neue Qualität im landwirtschaftlichen Alltag versprechen. Potenziell lassen sich hieraus auch neue Geschäftsfelder entwickeln.

²⁸ Ballard to Supply Fuel Cell Modules to Solaris for Zero Emission Bus Deployments in Europe: <http://finance.yahoo.com/news/ballard-supply-fuel-cell-modules-213000388.html>.

²⁹ Dicke Luft nach der Olympiade – Whistler verliert seine Brennstoffzellenbusse. Die Unterhaltskosten sind dreimal so teuer wie beim Diesel. Süddeutsche Zeitung, 25. Januar 2014.

³⁰ Auch Traktoren müssen als Straßenfahrzeuge die europäische Schadstoffemissions-Gesetzgebung für Nutzfahrzeuge (seit Januar 2014 Stufe 4, Final Tier) befolgen, weswegen die Hersteller von Traktoren, anders als die Hersteller anderer Landmaschinen, in den letzten Jahren den größten Teil ihrer Forschungsbudgets für die am aufwändigsten zu erreichende Reduktion von CO₂-Emissionen aufgewendet haben (Paul 2013).

Kapitel 7

STATIONÄRE BRENNSTOFFZELLENANWENDUNGEN

Stationäre Brennstoffzellenanwendungen von der Hausenergieversorgung über Notstromversorgungen bis zur industriellen Energieversorgung steigern die Energieeffizienz durch Kraft-Wärme-Kopplung, stellen in bestimmten Anwendungen auch Zusatzleistungen wie Kälte und Brandschutz bereit und können mit fossilen Energieträgern oder perspektivisch mit Wasserstoff versorgt werden.

7.1 HAUSENERGIEVERSORGUNG

Stand der Technik

Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung werden heute in einem Leistungsbereich bis 10 kW_e für Einfamilien-, Zweifamilien- und Mehrfamilienhäuser entwickelt. Zu den dominierenden BZ-Technologien zählen hier die Niedertemperatur-PEMBZ (NT-PEMBZ³¹) sowie die Festoxid-BZ (SOFC). Während NT-PEMBZ-Blockheizkraftwerke (BHKW) mittlerweile seit mehr als 10 Jahren entwickelt und unter realen Bedingungen in Feldtests erprobt werden, beginnen Unternehmen zunehmend SOFC-Systeme in der Leistungsklasse von ca. 1 kW_e unter realen Bedingungen zu testen.

Eine technologische Weiterentwicklung der PEMBZ der letzten Jahre stellt die Hochtemperatur-PEMBZ (HT-PEMBZ³²) dar, die bei höheren Betriebstemperaturen von ca. 160°C arbeitet.

Deutsche Unternehmen, wie z. B. Elcore, Fischer Eco Solutions, Truma und Siqens, sind international führend. In Europa, insbesondere in Deutschland, den Niederlanden, Österreich und Italien, werden PEMBZ-Systeme in einer Leistungsklasse von 0,3–5 kW_e und einem elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 37 % sowie SOFC-Systeme mit einer typischen Leistung zwischen 0,7 und 2,5 kW_e und einem elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 60 % entwickelt.

Ähnlich wie die Firma Viessmann, die an BHKW-Systemen sowohl mit NT-PEMBZ als auch mit SOFC-Technologie arbeitet, sehen viele Unternehmen Vorteile der PEMBZ-Systeme in Neubauten mit geringerem Wärmebedarf und Vorteile der SOFC-Systeme in Mehrfamilienhäusern, die über eine höhere Heizwärmegrundlast verfügen. Die nachfolgende Tabelle 11 zeigt ausgewählte Entwicklungen von PEMBZ- und SOFC-Systemen für den deutschen Markt.

Hersteller Systemname	BAXI Innotech, GAMMA 1.0	CFC BlueGen	Elcore Elcore 2400	HEXIS Galileo 1000 N	Panasonic Ene-Farm (Japan)	RBZ inhouse 5000	Vaillant
Brennstoffzelle	NT-PEMBZ	SOFC	HT-PEMBZ	SOFC	NT-PEMBZ	NT-PEMBZ	SOFC
Demoprojekte	IBZ, Callux, ene.field	IBZ, ene.field	ene.field	IBZ, Callux, ene.field	ENE-FARM (Japan)	ene.field	IBZ, Callux, ene.field
Betriebsart	1), 3)	1), 3)	1)	2), 3)	1), 3)	1)	2), 3)
Leistung (Dauerbetrieb)	1 kW _e , 1,8 kW _{th}	1,5 kW _e , 0,6 kW _{th}	0,3 kW _e , 0,6 kW _{th}	1 kW _e , 2 kW _{th}	750 W _e , 950 W _{th}	5 kW _e , 7,5 kW _{th}	1 kW _e , 2 kW _{th}
Elektrischer Wirkungsgrad	32 %	Bis 60 %	k.A.	30–35 %	40 %	25–30 %	30,5 %
Gesamtwirkungsgrad KWK	~91 %	Bis 85 %	k.A.	k.A.	90 %	75–85 %	~83,5 %
Gesamtwirkungsgrad inkl. Zusatzbrenner	>97 %	Bis 85 %	Bis 98 %	>95 %	k.A.	~92 %	k.A.
Abmessungen (LxBxH) in cm	60 x 60 x 160	66 x 60 x 101	50 x 50 x 90	58 x 62,5 x 164	31,5 x 48 x 18,8 (BZ-System) 75 x 48 x 18,8 (mit 200 l Boiler)	70 x 150 x 100	60 x 62,5 x 986
Gewicht	Ca. 200 kg	Ca. 200 kg	Ca. 60 kg	Ca. 170 kg	100 kg (BZ-System), 125 kg (Boiler)	k.A.	ca. 150 kg
Lärmpegel	k.A.	< 47 db(A)	Max. 49 db(A)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Kaltstartzeit	k.A.	25 h	k.A.	k.A.	k.A.	Ca. 60 min.	2–3 Stunden
Modulation	100–50 %	0,5–2 kW _e , 37,5 W/min.	k.A.	100–50 %	250–750 W _e	100–30 % > 15 min	k.A.
Degradation über 1.000 h	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1,2 %	0,8 %
Geplante Wartungsintervalle/ Serviceintervalle	k.A.	12 Monate (Service), 35 oder 120 Monate (Vollwartung)	Wartungsfreier Betrieb, max. alle 5 Jahre Filterwechsel	k.A.	k.A.	Lebensdauer Stack: > 20.000 h	10.000 Stunden
Integriertes/ Externes Zusatzheizgerät	Integriertes Brennwärmeheizgerät, 3,5–15 kW oder 3,5–20 kW	Beistell-Lösung für bestehende Heizsysteme, Einbindung über Warmwasserspeicher; Wärmerückgewinnung über Abgaswärmetauscher	Integriertes Zusatzheizgerät	Brennwertheizgerät, 4–20 kW	ja	k.A.	Brennwertheizgerät, je nach Bedarf konfigurierbar

Tabelle 11: Auswahl von Brennstoffzellen-Systemen für die Hausenergieversorgung 1) Stromgeführt, 2) Wärmegeführt, 3) Über Internet fernüberwachtes und -gesteuertes System

³¹ NT-PEMBZ: Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzelle, arbeitet typischerweise bei einer Betriebstemperatur von 60–80°C.

³² HT-PEMBZ: Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle, arbeitet typischerweise bei einer Betriebstemperatur von 120–200°C.

7.1.1 DEMONSTRATIONS- UND MARKTEINFÜHRUNGSPROGRAMME

Während in Japan bereits mehr als 60.000 BZ-Systeme im Rahmen des Markteinführungsprogramms „ENE-FARM“ installiert sind und getestet werden, sollen in Deutschland im Rahmen des „Callux“ Projekts bis 2016 ca. 500 Systeme installiert werden. In einem Nachfolgeprojekt, dem „Herstellerprogramm“, soll diese Entwicklung in Deutschland weitergeführt werden.

Die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) wird durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) abhängig von der installierten Anlagenleistung pro erzeugter Kilowattstunde Strom gefördert. Die Auszahlung erfolgt über einen Zeitraum von 10 Jahren oder 30.000 Vollbenutzungsstunden. Weiterhin erhalten KWK-Anlagen bis 20 kW_e einen einmaligen Investitionszuschuss, der nach der elektrischen Leistung gestaffelt ist.

In der Studie „Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellensysteme“ für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2012) wurden mögliche Szenarien für die Markteinführung von Brennstoffzellensystemen für die Hausenergieversorgung untersucht. Dabei wurden Lerneffekte und Erfahrungen berücksichtigt, die seit 2005 von Herstellern, Energieversorgern und der Regierung in Japan gesammelt wurden. Für ein erfolgreiches Markteinführungsprogramm in Deutschland müssten danach bis zum Jahr 2020 ca. 24.000 bis 45.000 Brennstoffzellen-Systeme pro Jahr produziert und verkauft werden. Eine Investitionsförderung wird empfohlen. Weitere flankierende Maßnahmen wie z. B. eine Energieumwandlungsvergütung für erzeugten Strom sowie eine Erhöhung des Effizienz-Bonus sollen die Markteinführung bis 2020 unterstützen.

Deutschland: Callux/Herstellerprogramm

Im Rahmen des Callux-Projekts werden mehrere hundert BZ-Systeme in Ein- und Mehrfamilienhäusern in Deutschland erprobt. Im Rahmen des sich in Vorbereitung befindlichen Feldtestprojekts „Herstellerprogramm“ planen die Projektpartner mit Förderung durch die NOW bis zum Jahr 2016 mindestens 1.350 Brennstoffzellenheizgeräte zu installieren und zu testen. Für 2020 sieht der Nationale Entwicklungsplan (NEP) zum Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie die Markteinführung von stationären Brennstoffzellen in Deutschland bzw. eine jährliche

Geräteproduktion von über 70.000 Stück vor (NEP 3.0 2011). Mit Hilfe eines Marktanreizprogramms oder Markteinführungsprogramms (siehe auch (BMWi 2012)) müssten stationäre Brennstoffzellen bis 2020 in den Markt eingeführt werden.

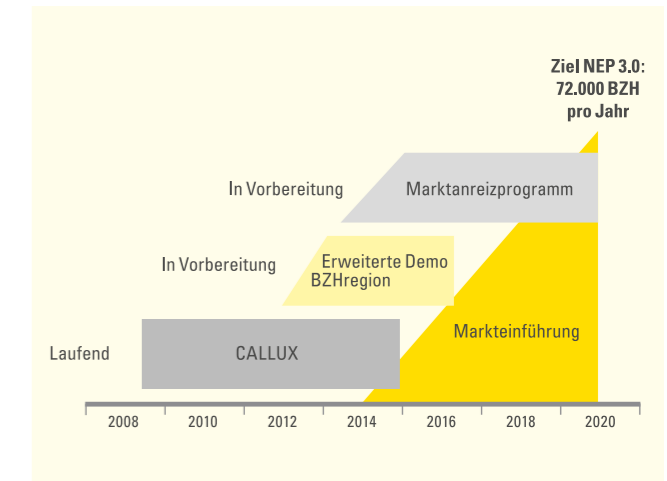


Abbildung 34: Vorbereitung der Markteinführung von Brennstoffzellenheizgeräten in Deutschland (Quelle: NEP 3.0 /IBZ-Info)

Europa: ene.field

Im Rahmen des Förderprojekts ene.field planen die Projektpartner in zwölf EU-Mitgliedstaaten insgesamt rund 1.000 SOFC- und PEM-BZ-Systeme für die Kraft-Wärmekopplung in Gebäuden zu installieren und unter realen Bedingungen bei Kunden zu testen. Das Projekt mit einer Laufzeit von 2012 bis 2017 soll die weitere Markteinführung dieser Technologie in Europa unterstützen und beschleunigen. Die BZ-Heizgeräte werden von BAXI Innotech, Bosch Thermotechnik, Ceres Power, Dantherm Power, Elcore, Hexis, RBZ, SOFCpower und der Vaillant Group geliefert (ene.field 2014).

Japan: ENE-FARM

Japan plant die breite Markteinführung von Brennstoffzellensystemen für die Hausenergieversorgung ab 2015 zu einem Gerätepreis von € 5.000–6.000. Die halbstaatliche Organisation NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) fördert das ENE-FARM-Projekt zur Entwicklung und Markteinführung von PEM- und SOFC-Brennstoffzellenheizgeräten für die Hausenergieversorgung und die japanische Regierung subventioniert seit

Kapitel 7

2009 die Markteinführung der ersten BZ-Heizgeräte. Bis Ende 2011 wurden die Investitionskosten von etwa 28.000 BZ-Systemen gefördert; Anfang 2014 sollen dann insgesamt ca. 95.000 BZ-Anlagen mit Hilfe des Programms installiert worden sein. Ab dem Jahr 2015 wird die staatliche Förderung eingestellt. Zwischen 2015 und 2020 sollen sich die Systemkosten von Yen 700.000–800.000 (ca. € 5.000–6.000) um 20–25 % auf ca. € 4.000–5.000 weiter reduzieren.

Wichtige Hersteller, die seit 2009 umfangreiche Feldtests bei Kunden durchführen, sind u.a.:

- Panasonic (PEMBZ, Basis: Erdgas, 0,75 kW_e, Wirkungsgrad: 40 % elektrisch, 90 % gesamt),
- Toshiba (PEMBZ, Basis: Erdgas/Flüssiggas, 0,7 kW_e, Wirkungsgrad: 38 % elektrisch, 94 % gesamt),
- Eneos Celltech (PEMBZ, Basis: Flüssiggas, 0,7 kW_e, Wirkungsgrad: 37 % elektrisch, 87 % gesamt),
- JX Nippon Oil and Energy (SOFC, Basis: Flüssiggas/Erdgas, Wirkungsgrad: 45 % elektrisch, 87 % gesamt),
- Osaka Gas/Aisin/Kyocera/Toyota (SOFC, Basis: Erdgas, 0,7 kW_e, Wirkungsgrad: 46,5 % elektrisch, 90 % gesamt).

Bisher sind keine deutschen oder europäischen Komponenten oder BZ-Lieferanten im ENE-FARM-Projekt vertreten. Aktuell installieren vor allem die Gasversorger Tokio Gas, Osaka Gas und Toho Gas viele Anlagen bei Kunden bzw. sind wichtige Partner bei der Systemintegration.

7.2 BRENNSTOFFZELLEN FÜR NOTSTROMVERSORGUNG UND USV

Der Markt der Notstromversorgung bzw. der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV; auch UPS – Uninterruptible Power Supply) gewinnt zunehmend an Bedeutung. Wichtige Anwendungsfelder sind z. B. Krankenhäuser, Feuerwehr, Technisches Hilfswerk, Bundeswehr, Sicherheitsbehörden, Telekommunikation (DSL-Stationen, Mobilfunkzentren, Behördenfunk (BOS³³-Netz, TETRA³⁴)), Rechenzentren, Verkehrsleittechnik (Straßenverkehr, Luftverkehr, Bahn usw.), Brennstoffversorgung (z. B. Pumpen bei Tankstellen) oder Prozesse in der Lebensmittelversorgung (z. B. Kühlung). Im Detail werden hier typischerweise zwei Anwendungsfelder unterschieden:

- Netzersatzanlagen für die Notstromversorgung von Anlagen oder Liegenschaften werden zur Aufrechterhaltung des Betriebs bei längeren Netzausfällen eingesetzt. Die Übernahme der Netzversorgung erfolgt dabei in der Regel nicht unterbrechungsfrei.
- Unterbrechungsfreie Stromversorgungen werden zum Schutz hochsensibler technischer Systeme wie z. B. Großrechner, Server und Telefonanlagen gegen Netzschwankungen und kurzfristige Netzausfälle eingesetzt und gewährleisten einen störungsfreien Betrieb. USV-Anlagen sind in der Regel nur für eine kurze Überbrückungszeit dimensioniert. In dieser Zeit können technische Systeme in einen sicheren Betriebszustand gebracht werden oder eine Notstromversorgung kann die weitere Stromversorgung übernehmen.

Der Nationale Entwicklungsplan (NEP 3.0) zum Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sieht die Vorteile von Brennstoffzellen gegenüber aufladbaren Batterien und Dieselgeneratoren vor allem in einer längeren und skalierbaren Autonomiezeit durch entsprechende Gasversorgung, einer deutlich längeren Lebensdauer (bis zu 10 Jahren), einem größeren Bereich an Betriebsbedingungen, geringeren Gesamtbetriebskosten („total cost of ownership“), einer höheren Betriebszuverlässigkeit sowie des leisen und emissionsfreien Betriebs (NEP 3.0 2011).

Der VDMA³⁵ sieht in seiner aktuellen Umfrage bis zum Jahr 2020 ein großes Wachstumspotenzial im Segment „spezielle Märkte“. Wurden im Jahr 2013 in Deutschland ca. 5.000 Brennstoffzellen³⁶ ausgeliefert, so erwartet der VDMA bis 2020 einen Anstieg auf 100.000 verkaufte Systeme pro Jahr. Der dominierende Anteil in diesem Marktsegment wird im USV- und Notstrommarkt erwartet (VDMA 2013). Führende Brennstoffzellen-Entwickler wie Ballard Power Systems (Kanada) sehen in diesem Marktsegment großes Wachstumspotenzial und fokussieren sich seit einigen Jahren vor allem auf Stromerzeugungsanlagen für den Telekommunikationsmarkt (z. B. in Kooperation mit Dantherm in Deutschland, Azure in China). Ein großer Absatzmarkt wird insbesondere in Schwellenländern wie Indien erwartet. Dort hat sich die Regierung das Ziel gesetzt, bis 2015 mindestens 50 % aller entlegenen und mindestens 20 % aller städtischen Funkstationen auf saubere Energiesysteme umzurüsten, um den Anteil von Dieselgeneratoren im Land zu reduzieren (USTDA 2013).

7.3 INDUSTRIELLE STROMVERSORGUNG

Weltweit werden für den Markt der dezentralen Stromversorgung, der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK oder auch Tri-Generation) SOFC³⁷-, MCFC³⁸-, PAFC³⁹-, Hoch- und Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzellen entwickelt.

Die dezentrale Stromversorgung, insbesondere von Industrieanlagen und Gewerbe, stellt einen zunehmend wachsenden Markt dar. (NEP 3.0) schätzt das europäische Marktpotenzial für industrielle Brennstoffzellenanlagen (Leistungsbereich > 5 kW_e) auf über 1 GW_e pro Jahr. Die kombinierte Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte ermöglicht Gesamtwirkungsgrade von über 90 % (NEP 3.0 2011). Hier bietet vor allem die sogenannte Tri-Generation einen Vorteil, bei der drei kommerziell nutzbare Produkte erzeugt werden. Bei ausreichend hohen Abwärmertemperaturen, wie sie z. B. bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen vorliegen, kann zusätzlich zur Strom- und Wärmeerzeugung über Absorptionskältemaschinen auch Kälte erzeugt werden. Fischer Eco Solutions verfolgt mit dem Unternehmen Serenergy (Dänemark) und der Meyer-Werft solche Lösungen für Industriekunden und erwartet ein wachsendes Geschäftsfeld.

Bei der sogenannten Quattro-Generation kann zusätzlich zur Tri-Generation (Kraft-Wärme-Kälte) die sauerstoffarme Kathodenabluft von Brennstoffzellensystemen zum präventiven Brandschutz genutzt werden. Da der konventionelle präventive Brandschutz z. B. für Rechenzentren oder Tiefkühlager mit hohem energetischem Aufwand verbunden ist, wird dies als ein interessanter Anwendungsmarkt für Brennstoffzellen gesehen. N2telligence bietet solche Systeme auf der Basis der PAFC-Technologie von Fuji Electric aus Japan. Vier 100 kW-Systeme sind in Deutschland in Betrieb mit bisher 40.000 Betriebsstunden (N2telligence 2013).

Die industrielle Stromversorgung auf Basis von Brennstoffzellen ist in Deutschland nicht in gleichem Maße vorangekommen wie andere Anwendungen. Maßgebliche Unternehmen wie z. B. MTU (MCFC) oder Siemens (SOFC) wie auch einige kleine und mittlere Unternehmen (KMU) haben die Entwicklung eingestellt. Die internationale Entwicklung von BZ-Systemen für industrielle Anwendungen wird durch US-Firmen wie Bloom Energy (SOFC), Clear Edge Power (Hochtemperatur-PEMBZ, PAFC; inklusive der ehe-

maligen Aktivitäten von UTC) und FuelCell Energy (MCFC) mit der deutschen Tochter FuelCell Energy Solutions GmbH⁴⁰ angeführt. Die südkoreanische Firma Posco Energy ist ebenfalls mit marktfähigen Produkten in diesem Segment aktiv. Die meisten Installationen finden gegenwärtig in den USA und Südkorea statt (Fuel Cell Today 2013). Mangelhafte Netzstabilität und Netzausfälle nach Naturkatastrophen sowie Marktanreizprogramme haben dort eine erhebliche Nachfrage ausgelöst, die sich in der Entwicklung der stationären Brennstoffzellen-Umsätze niederschlägt.

7.4 AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

PEMBZ-Stacks für die Hausenergieversorgung haben mittlerweile eine Lebensdauer von bis zu 60.000 Betriebsstunden bzw. 20 Jahren erreicht und sind damit technisch reif für eine breite Marktanwendung. Japanische Unternehmen wie Panasonic und Toshiba weiten ihre Brennstoffzellenproduktion von Jahr zu Jahr aus und fertigten allein im Jahr 2013 15.000 Einheiten (Panasonic) bzw. 20.000 Einheiten (Toshiba). Während viele deutsche Unternehmen ursprünglich selbst an der Entwicklung von Brennstoffzellen-Stacks für die Hausenergieversorgung gearbeitet haben, beziehen sie mittlerweile zunehmend Brennstoffzellen-Stacks aus Japan oder Nordamerika und beschränken sich auf die Systemintegration und die Installation bei Kunden (z. B. Viessmann, Bosch/Buderus/Junkers, Baxi). Im Gegensatz dazu sind deutsche Unternehmen wie Elcore führend in der Hochtemperatur-PEMBZ-Technologie und entwickeln und fertigen die Technologie selbst.

In den letzten Jahren stieg auch das Engagement von Unternehmen und Regierungen, SOFC-Systeme für die Hausenergieversorgung zu entwickeln bzw. zu unterstützen. Unternehmen wie beispielsweise Bosch/Buderus, Vaillant und Viessmann haben in den letzten Jahren die Entwicklung von SOFC-Systemen forciert und beginnen mit umfangreichen Feldtests, z. B. im Rahmen des EU-Förderprojekts „ene.field.eu“.

Eine wesentliche Herausforderung stellt jedoch die weitere Senkung der Kosten dar. Hier ist der Blick vor allem nach Japan zu richten. Dort soll angesichts von Zielkosten von umgerechnet ca. € 5.000 je System die staatliche Förderung und Subventionierung von BZ-Systemen für die Hausenergieversorgung bereits ab dem Jahr 2015 auslaufen. Gleichzeitig weiten die japanischen BZ-Her-

³³ BOS – Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben.

³⁴ TETRA – Terrestrial Trunked Radio, ursprünglich Trans-European Trunked Radio; ein Standard für digitalen Bündelfunk.

³⁵ VDMA – Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.

³⁶ Marktsegment „Spezielle Märkte“ mit Absatz insbesondere in den Bereichen Camping und Boote.

³⁷ Solid Oxide Fuel Cell, Festoxidbrennstoffzelle.

³⁸ Molten Carbonate Fuel Cell, Schmelzkarbonatbrennstoffzelle.

³⁹ Phosphoric Acid Fuel Cell, Phosphorsäurebrennstoffzelle.

⁴⁰ Joint Venture mit dem Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS.

Kapitel 7

steller ihre Marktpräsenz als Stack-Lieferant (z. B. nach Europa) sowie ihr strategisches Geschäft aus (z. B. Panasonic-Fertighäuser mit effizienter PEMBZ).

Vor allem die USV-/Notstromversorgung für Telekommunikationsanwendungen stellt einen attraktiven, international wachsenden Markt dar und bietet insbesondere den Entwicklern von PEMBZ-Systemen gute Möglichkeiten für die technologische Weiterentwicklung und Erprobung sowie für Kostensenkungen. In den nächsten Jahren erwarten Hersteller weltweit und auch der VDMA einen steigenden Absatz von BZ-Systemen in diesem Bereich. Jedoch wird es wichtig sein, vor allem deutschen Unternehmen, die bisher keinen Zugang zu den Märkten in den nachfragenden Schwellenländern gefunden haben, in Deutschland im Rahmen von groß angelegten Feldtests erste Absatzmärkte zu ermöglichen. Die Unterstützung von BZ-Entwicklern bei der Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-Systemen zu marktfähigen Produkten wird in den nächsten Jahren von großer Bedeutung sein.

Brennstoffzellen zur industriellen Stromversorgung mit Kraft-Wärme-Kopplung und teilweise zusätzlicher Kälte-Kopplung und präventivem Brandschutz stellen einen aussichtsreichen Markt dar, der durch Markteinführungsprogramme insbesondere in Südkorea und den USA stimuliert wird. Daneben steigert die teilweise deutlich schlechtere Stromversorgungssicherheit als in Deutschland die Attraktivität der industriellen BZ-Systeme in diesen und weiteren Ländern. International führend in diesem Bereich sind US-amerikanische, südkoreanische und japanische Firmen, mit denen wenige deutsche Entwickler kooperieren.

Kapitel 8

AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien haben ihre Funktionalität und Qualität entscheidend verbessert und ihre technische Alltagstauglichkeit in umfangreichen Demonstrationsprojekten und Feldtests gezeigt. Damit hat sich Deutschland weltweit eine Spitzenstellung gesichert, die es jetzt gilt, in die erfolgreiche Markteinführung umzusetzen. Um den Anschluss an die internationalen Wettbewerber, insbesondere aus Japan und Korea sowie aus Nordamerika zu halten, die die Industrialisierung dieses innovativen Technologiefelds durch umfangreiche Markteinführungsprogramme unterstützen, müssen auch in Deutschland die „Risiken der Marktaktivierung gemeinsam von öffentlichen und privaten Akteuren“ getragen werden. Dafür sind „befristete, degressiv gestaltete und an Zielen orientierte Markteinführungsinstrumente erforderlich“ (CEP H₂Mobility PE 2014).

Das Technologieland Baden-Württemberg nimmt im Bereich Wasserstoff und Brennstoffzellen eine international führende Stellung ein sowohl auf industrieller Seite mit richtungsweisenden Weltkonzernen und hochinnovativem Mittelstand als auch in der Spitzenforschung. In allen Bereichen von Brennstoffzellenantrieben über die großtechnische Speicherung dargebotsabhängiger, erneuerbarer Energien und die Bereitstellung des erzeugten Wasserstoffs für den Verkehr über den Aufbau der notwendigen Betankungsinfrastruktur bis zur Hausenergieversorgung sind baden-württembergische Unternehmen und Forschungsinstitute engagiert. Das Innovationsprogramm Wasserstoffinfrastruktur Baden-Württemberg mit der Förderung von Wasserstofftankstellen und Anlagen zur Herstellung und Speicherung von regenerativem Wasserstoff mit dem Ziel des Aufbaus einer grundlegenden Wasserstoffinfrastruktur ist ein herausragendes Beispiel für die auch deutschland- und europaweit notwendige Rolle der öffentlichen Hand in der Modernisierung der Energieinfrastrukturen.

Die Stromversorgung befindet sich im Umbruch hin zu erneuerbaren und dezentraleren Erzeugungsstrukturen. Der steigende Anteil fluktuierender Energiequellen, insbesondere Wind- und Solarenergie, wird absehbar zu einem Bedarf an Stromspeicherkapazitäten führen. Hier sind insbesondere Wasserstoff und auch daraus erzeugtes Methan geeignet, erneuerbaren Strom in großen Mengen und langfristig zu speichern. Die dafür notwendige Technik steht zur Verfügung und demonstriert derzeit in zahlreichen Projekten ihre Einsatzfähigkeit für kommerzielle Aktivitäten. Die Politik ist gefordert,

passende Rahmenbedingungen zu setzen, um dieser Technologie den rechtzeitigen Markteintritt zu ermöglichen, damit sie im industriellen Maßstab kommerziell verfügbar ist, um die Energiewende bei der weiteren Marktdurchdringung mit erneuerbaren Energien zu unterstützen. Die Industrie muss gleichzeitig sicherstellen, den Aufbau der Fertigungskapazitäten mit der Energiewende zu synchronisieren und dadurch Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen. Gleichzeitig müssen tragfähige Geschäftsmodelle entwickelt und umgesetzt werden, die wirtschaftliche Synergieeffekte der gemeinsamen Nutzung von Wasserstoff-Infrastrukturen durch verschiedene potenzielle Wasserstoffnutzer (Verkehr, Industrie, Rückverstromung, Erdgasnetz) berücksichtigen. Die Forschung ist aufgerufen, zeitnahe wirtschaftlich und ökologisch tragfähige Handlungsoptionen von Industrie und Politik zu identifizieren durch genauere Analysen der möglichen Beiträge der Wasserstoffspeicherung zur Vermeidung von regionalen Netzengpässen. Dies sollte durch eine Roadmap unterstützt werden, um die Relevanz der Wasserstoffspeicherung für diese Marktsegmente auf einem Zeitstrahl einzuordnen und eine regionale Differenzierung von Wasserstoffgroßspeicherkonzepten zu erreichen.

Die Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff in den Verkehrssektor bietet die Möglichkeit, erneuerbare Energien, insbesondere über den Strompfad, für eine nachhaltige Mobilität auf Basis elektrischer Antriebe zu erschließen und damit die Energiewende zu fördern. Mit dem Strom-, dem Gas- und dem Wärmesektor ergeben sich unter anderem durch das Power-to-Gas-Konzept starke Synergien. Damit leistet Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Der Entwicklung von Fertigungstechnologien und dem Aufbau von Produktionsanlagen kommt eine entscheidende Bedeutung für die Stärkung des Produktionsstandorts Deutschland und seiner Exportfähigkeit zu. Hier ist die Industrie gefordert, die notwendigen Investitionen zu tätigen und auf die Vorteile der weltweit anerkannten Pionierrolle Baden-Württembergs und seiner Industrie zu bauen, während die Politik günstige Rahmenbedingungen dafür schaffen muss.

Dem Aufbau von Versorgungsinfrastrukturen, insbesondere für mobile Anwendungen, kommt eine Schlüsselrolle bei der Markteinführung zu. In der aktuellen vorkommerziellen Phase bieten sich Synergien mit bestehenden Wasserstoffinfrastrukturen (Nebenproduktwasserstoff, bestehende Industrie-Rohrleitungsnetze) und mit

Kapitel 8

neuen Netzen an, die sich im Rahmen von Power-to-Gas-Projekten aus dem bestehenden Erdgasnetz entwickeln können. Industrielle Chancen ergeben sich durch die gemeinsame synergetische Nutzung der Wasserstoffinfrastrukturen (auch über synthetisches Methan im Erdgasnetz) über Energiesektorgrenzen hinweg. Eine mögliche Option ist die dezentrale Errichtung von multifunktionalen Energiestellen, wie am Beispiel des Hybridkraftwerks Prenzlau oder der H₂BER-Tankstelle am Berliner Flughafen demonstriert. Der Bewilligung öffentlicher Finanzierungsprogramme zum Aufbau einer grundlegenden Wasserstofftankstelleninfrastruktur kommt dabei eine wichtige anschiebende Rolle zu für die Markteinführung von Brennstoffzellenantrieben.

Es wird empfohlen, die regionalen und nationalen Strategien europaweit miteinander zu harmonisieren und dazu die politische Zusammenarbeit auf europäischer Ebene zu verstärken. Dies schließt die Entwicklung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen im Sinne eines schnellen und wirtschaftlichen Aufbaus einer Tankstelleninfrastruktur ebenso ein wie ein Engagement der öffentlichen Hand im Infrastrukturaufbau und das Setzen politischer Vorgaben zu erneuerbaren Wasserstoffanteilen. Industrielle Aktivitäten müssen sich verstärkt um Standardisierung und einheitliche, industrielle Tankstellenkonzepte bemühen sowie die Weiterentwicklung aller Komponenten vorantreiben.

Die Aktivitäten von H₂Mobility in Deutschland und anderen europäischen Ländern (Frankreich, Großbritannien etc.) zeigen, dass die Industrie eine breite Markteinführung der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur vorbereitet und mit der Umsetzung beginnt. In Deutschland sollte die Kommunikation dazu in der Breite und der Tiefe verstärkt werden, um die notwendige Unterstützung aller Stakeholder zu sichern. Die Bundesregierung hat bereits Ende 2013 im Koalitionsvertrag verankert, hier eine wichtige Rolle einzunehmen: „Den Aufbau der entsprechenden Lade- und Tankstelleninfrastruktur treiben wir voran.“ (CDU CSU SPD 2013)

Um wie im Koalitionsvertrag ausgeführt „Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter für E-Mobilität zu machen“ und dabei „einen technologieoffenen Ansatz inklusive der Wasserstoff-, Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellentechnologie“ (CDU CSU SPD 2013) zu verfolgen, sollten ein Kreditprogramm der KfW-Bank zur Anschaffung von Elektrofahrzeugen (Batterie- und Brennstoffzel-

lenfahrzeuge) etabliert, Beschaffungsinitiativen von Bund, Ländern und Kommunen gestartet und weitere monetäre und nicht-monetäre Anreizmaßnahmen umgesetzt werden. Hierzu zählen die Kennzeichnung als Elektrofahrzeug (z. B. auch über das Nummernschild), die Freigabe der Busspuren zur Mitbenutzung falls von den Kommunen gewünscht, freie Park- und Halteregelelungen auf ausgewiesenen Flächen inklusive der Festlegung der dafür notwendigen Straßenschilder sowie die Aufhebung von Zufahrtsverboten in Städten oder von anderweitigen Einschränkungen konventioneller Fahrzeuge. Mit der zentralen Rolle von Wasserstoff als Energiespeicher in großem Maßstab und über längere Zeiträume sollte sich der Fokus beim Infrastrukturaufbau grundsätzlich erweitern. Dazu zählen die Berücksichtigung zentraler und dezentraler Konzepte sowie die Integration von Tankstellen in lokale Wasserstoff-Kraft-Wärme-Kälte-Versorgungsansätze. Damit lassen sich neue Geschäftsmodelle entwickeln und erschließen, auch durch lokale Akteure. Der Verkehr hat in dieser frühen Phase die Rolle des Impulsgebers.

Stationäre Brennstoffzellenanwendungen von der Hausenergieversorgung über Notstromversorgungen bis zur industriellen Energieversorgung steigern die Energieeffizienz durch Kraft-Wärme-Kopplung, teilweise mit zusätzlicher Kälteerzeugung und präventivem Brandschutz, und können mit fossilen Energieträgern oder perspektivisch mit Wasserstoff versorgt werden. Erkennbare, tragfähige Geschäftsmodelle können durch Kostensenkungen erschlossen werden, die durch Skaleneffekte zu erzielen sind (CEP H₂Mobility PE 2014). Es wird empfohlen, die in Deutschland derzeit beginnende Markteinführung in der Hausenergieversorgung durch ein Marktanreiz- oder Markteinführungsprogramm zu unterstützen. Dies kann den Wettbewerbsvorteil frühzeitiger Massenfertigung insbesondere japanischer Unternehmen ausgleichen und der Systemkompetenz deutscher Hersteller zum Erfolg verhelfen. Grundlegend für eine erfolgreiche Markteinführung in allen Bereichen ist eine hohe Kontinuität der Aktivitäten in Industrie und Politik. Diese wurde und wird in Deutschland besonders durch die Koordination der NOW erzielt. In seinem Strategiepapier „Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien – Tragende Säulen der Energiewende 2.0“ (NOW 2013a) hat der NOW-Beirat Mitte 2013 dargelegt, dass die Kontinuität bei Forschung, Entwicklung und Demonstration von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien sicherzustellen und ab 2015 auf die Kommerzialisierung

auszurichten ist. Dazu ist insbesondere eine Unterstützung bei der Marktaktivierung und dem Markthochlauf für diese Technologien zu gewährleisten. Die Bundesregierung hat dies im Koalitionsvertrag aufgegriffen: „Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) wird ab 2016 ihre Arbeit auf die Implementierung und den Markthochlauf der Brennstoffzellentechnologie im stationären und mobilen Bereich konzentrieren“. (CDU CSU SPD 2013) Die konkrete Umsetzung dieser Ankündigung sollte zeitnah erfolgen und mit den weiteren dargestellten politischen Maßnahmen flankiert werden.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern (Grafik: LBST)	9	Abbildung 23:	Genehmigungssystem für H ₂ -Installationen in Deutschland (Quelle: TÜV-SÜD)	38
Abbildung 2:	Szenarien der Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 (Grafik: LBST)	10	Abbildung 24:	Verteilung der 50 H ₂ -Tankstellen für Deutschland nach CEP bis 2015 (Quelle: NOW)	39
Abbildung 3:	Optionen für die Integration von erneuerbarem Strom in das Stromversorgungssystem (Grafik: LBST)	12	Abbildung 25:	Bedarfsprognose für Wasserstofftankstellen in Baden-Württemberg aus (e-mobil BW 2013)	39
Abbildung 4:	Der prinzipielle Aufbau eines PSW unter Tage (Grafik: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen der TU Clausthal efnz)	17	Abbildung 26:	Integrierte H ₂ -Tankstelle am Flughafen BER (Quelle: Linde)	40
Abbildung 5:	Das Modell wurde November 2013 in Berlin auf der IRES Konferenz ausgestellt (Heindl 2014)	17	Abbildung 27:	Kostenentwicklung Brennstoffzellenfahrzeuge nach (NextHyLights 2011) und (EU Coalition 2009)	43
Abbildung 6:	Schematische Darstellung der Energieflüsse von Power-to-Gas (Grafik: LBST)	19	Abbildung 28:	Roadmap zur Verringerung des Pt-Bedarfes von Brennstoffzellenantrieben (Eberle et al. 2012)	44
Abbildung 7:	Röhrenspeicher in Gutenswil in der Schweiz (Grafik: Energie 360°)	20	Abbildung 29:	Kostendegression von Brennstoffzellenfahrzeugen bis zum Markteintritt (LBST nach (Hyundai 2012a))	44
Abbildung 8:	Aktuelle PtG-Projekte in Deutschland (Grafik: LBST)	20	Abbildung 30:	Brennstoffzellenfahrzeuge unterschiedlicher Hersteller (Quelle: CEP)	45
Abbildung 9:	Unterschiedliche Konzepte zur Versorgung Süddeutschlands mit Wasserstoff als Kraftstoff (Bünger et al. 2012)	21	Abbildung 31:	Erste Kleinserien sind bereits bei Kunden im Einsatz (Quelle: STILL GmbH)	45
Abbildung 10:	Überschussstrommengen bei idealem Netz, bei voller Kraftwerksflexibilität, ohne europäischen Austausch, ohne Lastmanagement	23	Abbildung 32:	MULAG Flughafenschlepper auf der InterAirport in München (Quelle: LBST GmbH)	46
Abbildung 11:	Energiespeicherbedarf – Bandbreiten für Deutschland in der Literatur	24	Abbildung 33:	Brennstoffzellenbusse bei der Hamburger Hochbahn (Quelle: CEP)	47
Abbildung 12:	Hydrogenics-Elektrolyseur der MW-Klasse: 1.300 Nm ³ /h, 2.800 kg/Tag, 7 MW (Quelle: www.hydrogenics.com)	26	Abbildung 34:	Vorbereitung der Markteinführung von Brennstoffzellenheizgeräten in Deutschland (Quelle: NEP 3.0/IBZ-Info)	51
Abbildung 13:	PEM-Elektrolyseanlage mit 0,3 MW Spitzenleistung; Betrieb im Rahmen des CO ₂ RRECT Projekts am Kraftwerksstandort Niederaußem. (Siemens Pressebilder)	27			
Abbildung 14:	Elektrolyseforschung und -entwicklung in Deutschland (Quelle: CEP)	28			
Abbildung 15:	Technische Details der 16 im Betrieb befindlichen Tankstellen der CEP (Quelle: LBST)	32			
Abbildung 16:	LKW mit Traileraufleger für Wasserstofftransport in Typ-3-Kompositbehältern bei 50 MPa (Quelle: Calvera 2012)	34			
Abbildung 17:	Komposittank der Firma Ijjin Composites (Quelle: ITM)	35			
Abbildung 18:	Konfiguration einer H ₂ -Tankstelle im Mehrbank-(Kaskaden-) Konzept wie von H ₂ Mobility angedacht	36			
Abbildung 19:	Konfiguration einer H ₂ -Tankstelle im Booster-Konzept	36			
Abbildung 20:	Konfiguration einer H ₂ -Tankstelle mit LH ₂ -Anlieferung	36			
Abbildung 21:	H ₂ -Fahrzeugbetankung mit 70 MPa (Quelle: CEP)	37			
Abbildung 22:	NOW-Genehmigungsleitfaden H ₂ -Tankstellen (Quelle: NOW)	38			

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

°C	Grad Celsius	kW	Kilowatt (1 kW = 1.000 W)
A	Ampere	kW _e	Kilowatt elektrisch
ACAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage (adiabates Druckluftspeicherkraftwerk)	kWh	Kilowattstunde
AEL	alkalische Elektrolyse	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft	LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien	LCGH ₂	Druckwasserstoff aus Flüssigwasserstoff
BHKW	Blockheizkraftwerk	LH ₂	Liquefied Hydrogen (Flüssigwasserstoff)
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung	LKW	Lastkraftwagen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonatbrennstoffzelle)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	min.	Minute
BZ	Brennstoffzellen	MPa	Megapascal (1 MPa = 10 bar)
BZH	Brennstoffzellenheizgerät	MS	Mittelspannung
C	Kohlenstoff	MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW = 1.000.000 W)
CAES	Compressed Air Energy Storage (diabates Druckluftspeicherkraftwerk)	MW _e	Megawatt elektrisch
CcH ₂	Cryo-compressed Wasserstoff-Konzept	MWh	Megawattstunde
CEP	Clean Energy Partnership (Brennstoffzellen-Demonstrationsprojekt, Berlin)	NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
CGH ₂	Compressed Gaseous Hydrogen (Druckwasserstoff)	Nm ³	Normkubikmeter
cm	Zentimeter	NS	Niederspannung
CO ₂	Kohlendioxid	NOW	Nationale Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH (der dt. Bundesregierung)
dena	Deutsche Energie Agentur	NT-PEMBZ	Niedertemperatur-PEMBZ
EE	Erneuerbare Energie	ÖPNV	öffentlicher Personennahverkehr
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäure-Brennstoffzelle)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz	PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran) oder Polymer-Elektrolyt-Membran
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	PEMEL	Proton Exchange Membrane Electrolysis (Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse) oder Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
EU	Europäische Union	PKW	Personenkraftwagen
FC	Fuel Cell (Brennstoffzelle)	PSW	Pumpspeicherwerk
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)	PtG	Power to Gas
FCH-JU	Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (Partnerschaft aus Europäischer Kommission und Industrie zur Förderung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien und -anwendungen)	PV	Photovoltaik
g	Gramm	SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Index der durchschnittlichen Stromversorgungsunterbrechung)
GW	Gigawatt (1GW = 1.000 MW)	s	Sekunde
GWh	Gigawattstunde	SMR	Steam Methane Reforming (Erdgas-Dampfreformierung)
h	Stunde	SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle
H ₂	Wasserstoff	t	Tonne
HS	Hochspannung	TCO	Total Cost of Ownership (Gesamtkosten)
HT-PEMBZ	Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle	TW	Terawatt (1 TW = 1.000 GW = 1.000.000 MW)
ISO	International Organization for Standardization	TWh	Terawattstunde
kg	Kilogramm	USA	United States of America (Vereinigte Staaten von Amerika)
km	Kilometer	USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
kt	Kilotonne (1.000 t = 1.000.000 kg)	VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
kV	Kilovolt (1 kV = 1.000 V)	W	Watt

LITERATURVERZEICHNIS

- 1 AFID 01-2013
Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, COM(2013) 18 final, Brüssel, 24.1.2013.
- 2 AFID 12-2013
Arbeitspapier des Rates der Europäischen Union, Interinstitutionelles Dokument 2013/0012 (COD), Brüssel, 05.12.2013.
- 3 AGEB 2013
AG Energiebilanzen e.V.: Tabelle: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern. <http://www.ag-energiebilanzen.de>. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 4 Air Products 2014
Air Products, Pressemitteilung: Innovative SmartFuel® Wasserstoff-Hochdrucktrailer von Air Products nehmen Betrieb auf. London, 30.01.2014. Auf <http://www.airproducts.de/company/news-center/2014/01/0130-innovative-smartfuel-wasserstoff-hochdrucktrailer-von-air-products-nehmen-betrieb-auf.aspx>. Letzter Zugriff: 13.05.2014.
- 5 Automotive News 2013
Automotive News Europe, Claire Bal: Green Cars – Toyota targets 5,000 to 10,000 fuel cell sales a year, company expects lower powerplant costs will make FCVs competitive before 2030. December 11, 2013. <http://europe.autonews.com/article/20131211/ANE/131209875/toyota-targets-5000-to-10000-fuel-cell-sales-a-year>. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 6 BDEW 2011
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020: Gutachten im Auftrag des BDEW, März 2011. Bonn/Aachen. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8713E8E3C658D44C1257864002DDA06/\\$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEGbedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8713E8E3C658D44C1257864002DDA06/$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEGbedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf). Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 7 BEE 2013a
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: Analyse der Kosten erneuerbarer Gase: Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas. Ottobrunn, Dezember 2013. http://www.lbst.de/news/2014_docs/20131217_BEEPST_LBST_Studie_EEGase.pdf. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 8 BEE 2013b
Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Bochum, Dezember 2013. http://www.beeev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 9 BEE und Greenpeace Energy 2012
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.; Greenpeace Energy eG: Kompassstudie Marktdesign: Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Bochum, 2012. http://www.beeev.de/_downloads/publikationen/studien/2012/1212_BEE-GPEIZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 10 BFE 2013
Bundesamt für Energie: Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050: Schlussbericht, Bern, Dezember 2013. <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/33125.pdf>. Letzter Zugriff: 21.02.2014.
- 11 BINE 2013
BINE Informationsdienst: Projektinfo: Windenergie unter Tage speichern – Bergwerke als Pumpspeicherkraftwerke?: Projektinfo 18/2013. <http://www.bine.info/themen/energiesysteme/stromspeicherung/publikation/windenergie-unter-tage-speichern/modellbergwerkeunter-der-lupe/>. Letzter Zugriff: 21.02.2014.
- 12 BMBF 2012
Bundesministerium für Bildung und Forschung: Pressemitteilung 088/2012: BMWi, BMU und BMBF geben Startschuss für Leuchtturmprojekte der Speicherinitiative. 11.07.2012. <http://www.bmbf.de/press/3310.php>. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 13 BMBF 2013
Bundesministerium für Bildung und Forschung: Energieforschung. Neue Wege für die Energiewende. März 2013. <http://www.bmbf.de/pub/energieforschung.pdf>. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 14 BMJV 2013
Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: EnLAG – Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen. Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543) geändert worden ist. <http://www.gesetze-im-internet.de/enlag/BJNR287010009.html>. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 15 BMU 2010
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. http://www.erneuerbareenergien.de/fileadmin/eeimport/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 16 BMU 2012
Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146, 29. März 2012.
- 17 BMW 2011
BMW Group: CryoSys Systemvalidierung Kryodruck-Fahrzeugtank. Vortrag NIP-Vollversammlung, Berlin, 7.-8.11.2011. http://www.nowgmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Inhalte_Mediathek_NEU_2013/Praesentationen_Verkehr_und_Infrastruktur/Kampitsch_Markus_Dr_Kunze_Klaas_Dr_CryoSys_Systemvalidierung_Kryodruck-Fahrzeugtank.pdf. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 18 BMWi 2010
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung: Projekt Nr. 10/12. Basel, Köln, Osnabrück, August 2010. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-energieszenarien-fuer-einenergiekonzept,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Letzter Zugriff 27.02.2014.
- 19 BMWi 2011a
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10. Basel, Köln, Osnabrück, Juli 2011. http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 20 BMWi 2011b
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Wasserstoff-Gasturbinen – Kraftwerk Forschung: Projekt-Cluster, 01.07.2011. <http://kraftwerkforschung.info/wasserstoffgasturbinen/>. Letzter Zugriff: 21.02.2014.
- 21 BMWi 2012
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellensysteme, Saarbrücken, August 2012. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/analyse-und-bewertung-von-instrumenten-zurmarkteinfuehrung-stationaererbrennstoffzellensysteme,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Letzter Zugriff: 28.02.2014.

- 22 BNA 2013
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2013. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14. Letzter Zugriff 26.02.2014.
- 23 BNA 2014
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen: Netzausbau – Vorhaben aus dem EnLAG. <http://www.netzausbau.de/DE/Vorhaben/EnLAGVorhaben/EnLAGVorhaben-node.html>. Letzter Zugriff: 27.02.2014.
- 24 Bünger et al. 2012
Bünger, U., et al.: Production pathways for hydrogen as a vehicle fuel based on renewable energy. World Hydrogen Energy Conference XVIX, Toronto, 6 June 2012.
- 25 Calvera 2011
Project of H₂ trailer of 500 bars, [http://www.calvera.es/index.php/EN/noticias/project-of-h₂-trailer-of-500-bars/16](http://www.calvera.es/index.php/EN/noticias/project-of-h2-trailer-of-500-bars/16), 2011.
- 26 CARB 2011
Facts about Environmental and Energy Standards for Hydrogen Production (SB 1505). CARB (California Air Resource Board). http://www.arb.ca.gov/msprog/hydprod/hydprod_fs.pdf, 2011 (zitiert 20. September 2011).
- 27 CDU CSU SPD 2013
CDU, CSU, SPD: Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, Berlin, 16.12.2013.
- 28 CEER 2014
Council of European Energy Regulators asbl: CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply, Data update, Revised version, Ref: C13-EQS-57-03. Brüssel, 11.02.2014.
- 29 CEP 2013a
Clean Energy Partnership: Honda's Brennstoffzellenfahrzeug FCX Clarity im Kontext mit der Clean Energy Partnership (CEP) – Erfahrungen und Ausblick. Berlin, 2013. http://www.vdik.de/fileadmin/images/Arbeitsgebiete/Umwelt/Honda_Brachmann.pdf. Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 30 CEP 2013b
Clean Energy Partnership (CEP): Veröffentlichung der Projektergebnisse für bereits abgeschlossene Projektmodule. Stand 08/2013. http://www.cleanenergypartnership.de/uploads/tx_cepdownloadsv2/Veroeffentlichung_Projektergebnisse-11_4_NKBF98-2.pdf. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 31 CEP H₂Mobility PE 2014
Clean Energy Partnership, H₂Mobility, Performing Energy: Wasserstoff und Brennstoffzellen – Markteinführung für Schlüsseltechnologien der Energiewende forcieren. Hannover, 08.04.2014. http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/REPresse_Aktuelles/2014_Q2/PM_Bekraeftigung-Markteinfuehrung-H2BZ_140410.pdf. Letzter Zugriff: 16.04.2014.
- 32 Chandler 2013
Chandler, D. L.: Wind power – even without the wind. MIT News 25.4.2013. <http://web.mit.edu/newsoffice/2013/windpower-even-without-the-wind-0425.html>. Letzter Zugriff: 10.03.2014.
- 33 ChemCoast 2013
ChemCoast e. V.: Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe. August 2013. http://www.chemcoast.de/uploads/130812_ChemCoast_Windwasserstoff_Unterelbe.pdf. Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 34 CHIC 2014
CHIC-Projekt: <http://chic-project.eu>.
- 35 CryoSys 2011
CryoSys-Projekt: CryoSys Systemvalidierung Kryodruck-Fahrzeugtank; gefördert unter NIP Förderkennzeichen 03BV110A-D. [http://www.now-gmbh.de/en/projectfinder.html?indexedsearch=1&tx_awprojektkordeon_pi1\(a\)=1&tx_awprojektkordeon_pi1\(b\)=1&tx_awprojektkordeon_pi1\(c\)=2&tx_awprojektkordeon_pi1\(d\)=7&cHash=e21668d8c9c7f9b0235682c514022682](http://www.now-gmbh.de/en/projectfinder.html?indexedsearch=1&tx_awprojektkordeon_pi1(a)=1&tx_awprojektkordeon_pi1(b)=1&tx_awprojektkordeon_pi1(c)=2&tx_awprojektkordeon_pi1(d)=7&cHash=e21668d8c9c7f9b0235682c514022682). Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 36 CUTE 2006
CUTE-Projekt: Hydrogen bus trial. <http://www.tfl.gov.uk/corporate/6585.aspx>. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 37 CUTE 2006a
CUTE – Clean Urban Transport for European Cities: Detailed Summary of Achievements, 2006, http://ec.europa.eu/energy/res/fp6_projects/doc/hydrogen/deliverables/summary.pdf. Letzter Zugriff: 15.04.2014.
- 38 DAC 2014
The Danish Architecture Centre: Vestenskov: The world's first hydrogen community – Danish Architecture Centre. <http://www.dac.dk/en/dac-cities/sustainable-cities/allcases/energy/vestenskov-the-worlds-first-hydrogen-community>. Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 39 dena 2005
Deutsche Energie Agentur GmbH: dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln, Februar 2005. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/dena-Netzstudie.pdf. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 40 dena 2010a
Deutsche Energie Agentur GmbH: dena Netzstudie II.: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin, November 2010. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 41 dena 2010b
Deutsche Energie Agentur GmbH: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien: Abschlussbericht, Berlin, Februar 2010. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf. Letzter Zugriff: 21.02.2014.
- 42 dena 2013
Deutsche Energie-Agentur GmbH: Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife. Berlin, Dezember 2013.
- 43 DIW 2013
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Systemintegration erneuerbarer Energien: Die Rolle von Speichern für die Energiewende, 82 (3). Berlin, März 2013.
- 44 DLR 2013
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Präsentation: Wasserstoffherstellung mittels Hochtemperaturelektrolyse. 2013. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2013/ESS2013_DLR_HT-Elektrolyse_Friedrich_DLR.pdf. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 45 DOE 2013
Department of Energy: DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, Record: 13008, 04.11.2013.
- 46 Drees et al. 2012
Drees, T. et al.: Mittelfristiger Speicherbedarf und geeignete Standorte im Übertragungsnetz: VDE Kongress 2012 – Intelligente Energieversorgung der Zukunft. Stuttgart, 2012.
- 47 DVGW 2013a
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs: DVGW konkret2/2013: DVGW-Forschungsprojekt untersucht Potenziale der Power-to-Gas-Technologie in Verteilnetzen. <http://www.dvgw.de/index.php?id=36195>. Letzter Zugriff: 21.02.2014.

- 48 DVGW 2013b
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Bonn, 19.2.2013. http://www.dvgwinnovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf.
Letzter Zugriff: 10.02.2014.
- 49 EA-AW 2011
Europäische Akademie Bad Neuenahr-Ahrweiler: Balancing Renewable Electricity – Energy Storage, Demand Side Management and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective. Excerpt. Berlin, Heidelberg, 2011. http://www.eaaw.de/fileadmin/downloads/Projektgruppen/Droste_Balancing_renewable_electricity_German_Summary.pdf.
Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 50 Eberle et al. 2012
Eberle, U.; Müller, B.; von Helmlot, R.: Fuel cell electric vehicles and hydrogen infrastructure: status 2012. *Energy Environ. Sci.*, 2012, 5 (10), pp. 8780-8798.
- 51 E-control 2013
Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft: Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich: Ergebnisse 2012. Juli 2013. http://www.econtrol.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Ver%C3%B6ffentlichung%202013-Ausfall-%20und%20St%C3%B6rungsstatistik_v1.0.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 52 ecoprog 2011
ecoprog GmbH: Der Weltmarkt für Pumpspeicherkraftwerke, Köln, März 2011. http://www.ecoprog.com/fileadmin/user_upload/leseproben/lese_probe_marketstudie_pumpspeicherkraftwerke_ecoprog.pdf.
Letzter Zugriff 27.02.2014.
- 53 eenews 2012
ee-news.ch: Solarpeq: Sonnenenergie wird speicherbar. <http://www.ee-news.ch/de/solar/article/24951/solarpeqsonnenenergie-wird-speicherbar>. 8. August 2012.
Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 54 efzn 2011
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen: Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke: Abschlussbericht. Goslar, August 2011. http://www.gbv.de/dms/clausthal/E_BOOKS/2011/2011EB1130.pdf.
Letzter Zugriff: 21.02.2014.
- 55 e-mobil BW 2012
e-mobil BW – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie: Energieträger der Zukunft – Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg. Stuttgart, 2012.
- 56 e-mobil BW 2013
e-mobil BW – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie: Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität: Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. Stuttgart, 2013.
- 57 ene.field 2014
ene.field-Projekt. www.enefield.eu.
Letzter Zugriff: 03.02.2014.
- 58 EnergieStG 2006
Energiesteuergesetz (EnergieStG), 15.07.2006. *Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007)*, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 1. März 2011 (BGBl. I S. 282) geändert worden ist.
- 59 EP 2012
European Parliament: Study: European Renewable Energy Network. Brüssel, January 2012. http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/itre/dv/renewable_energy_network_/renewable_energy_network_en.pdf.
Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 60 EU Bus Study 2012
Urban buses: alternative powertrains for Europe. A fact-based analysis of the role of diesel hybrid, hydrogen fuel cell, trolley and battery electric powertrains. Durch FCH-JU geförderte Industrieanalyse, Oktober 2012.
- 61 EU Coalition 2009
The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles. A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis. Oktober 2009. http://www.fchju.eu/sites/default/files/documents/Power_trains_for_Europe.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 62 FfE 2010
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Demand Response in der Industrie: Status und Potenziale in Deutschland. FfE. München, 2010. http://www.ffe.de/download/article/353/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf.
Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 63 Fuel Cell Today 2012
Fuel Cell Today, The Fuel Cell Industry Review 2012, http://www.fuelcelltoday.com/media/1713685/fct_review_2012.pdf,
Letzter Zugriff: 27.02.2014.
- 64 fuelcellworks 2013
fuelcellworks.com: Non-Precious Metal catalysts outperforming Pt-based one by UNIST Research Team. 24.09.2013. <http://fuelcellworks.com/news/2013/09/24/nonprecious-metal-catalysts-outperforming-pt-based-one-by-unistresearch-team>.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 65 GermanHy 2009
GermanHy- Metastudie: Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“. 2009. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/germanHy_Abschlussbericht.pdf.
Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 66 H₂Mobility 2010
H₂Mobility: 70 MPa Hydrogen Refuelling Station Standardisation – Functional Description of Station Modules, V1.1 07-06-2010. 2010. Nach: <http://www.iea.org/media/workshops/2013/hydrogenroadmap/Session2.1WeedaECN.pdf>.
Letzter Zugriff: 28.2.2014.
- 67 H₂Mobility 2013
H₂Mobility: Pressemitteilung: Führende Industrieunternehmen beschließen Aktionsplan zum Aufbau eines Wasserstoff-Tankstellennetzes in Deutschland. Stuttgart, 30.09.2013, auf www.NOW-GmbH.de.
- 68 H₂moves Scandinavia 2013
H₂moves Scandinavia-Projekt: Final Technical Reporting. Januar 2013. http://www.scandinavianhydrogen.org/sites/default/files/2013-01_h2ms_technical_reporting_public_final.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 69 H₂stations 2014
Hydrogen Filling Stations Worldwide. www.h2stations.org.
Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 70 Heindl 2012
Heindl, E.: Infoblatt: Lageenergiespeicher zur langfristigen Speicherung großer Strommengen, Furtwangen, 2012. <http://www.progressia.org/UserFiles/Infoblatt%20LES-2S.pdf>.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 71 Heindl 2014
Heindl, E.: Persönliche Mitteilung. Lageenergiespeicher zur langfristigen Speicherung großer Strommengen.
- 72 Hessen Agentur 2013
Hessen Agentur: Flurförderzeuge mit Brennstoffzellen. Mai 2013.
- 73 HMUELV 2013
Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz: Wasserstoff aus Windenergie: ein Speichermedium mit vielen Anwendungsmöglichkeiten. http://energieland.hessenagentur.de/pdf/Wasserstoff_aus_Windenergie.pdf.
Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 74 Honda 2010
Honda: Honda Begins Operation of New Solar Hydrogen Station Los Angeles-based Station to Refuel Honda Fuel Cell Electric Vehicle. Torrance 27.01.2010. <http://world.honda.com/news/2010/c100127New-Solar-Hydrogen-Station/>.
Letzter Zugriff: 24.02.2014.

- 75 Hybrid EV 2013
Hybrid EV Portal: Toyota aims to sell 5,000-10,000 fuel cell vehicles per year. Report 12/12/2013.
- 76 Hydrogeit 2014
Hydrogeit: Honda und Toyota auf internationalen Auto-Shows. 16. Januar 2014. <http://www.hzwei.info/blog/2014/01/16/hondaund-toyota-auf-internationalen-auto-shows>.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 77 HyFleet 2009
HyFleet:CUTE-Projekt: HyFLEET:CUTE will see the operation of 47 Hydrogen powered buses in regular public transport service in 10 cities on three continents. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 78 HyLIFT-DEMO 2013
HyLIFT-DEMO, D7.1 Suggestions for deployment support mechanisms. März 2013. http://www.hylift-demo.eu/docs/publications/D7-1_Deploymentsupp-mechanisms_V04.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 79 HYPOS 2014
Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V., <http://www.hypos-eastgermany.de/>, 2014.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 80 HyT 2014
HyTransfer-Projekt: Pre-Normative Research on Gasous Hydrogen Transfer, <http://www.hytransfer.eu>. Letzter Zugriff: 24.02.2014 .
- 81 Hyundai 2012a
Hyundai Motor Company, Yoo, K.: Fuel Cell Vehicles: A Pathway to New Possibilities. Scandinavian Delegation Tour to South Korea, 10. Oktober 2012.
- 82 Hyundai 2012b
Hyundai / Kia America Technical Center, Juriga, J.: Hyundai Motor Group's Development of the Fuel Cell Electric Vehicle. 10.05.2012. http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/htac_may2012_hyundai.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 83 HyUnder 2014
HyUnder-Projekt: Developing an Implementation Plan for the Large Scale Storage of Hydrogen in Europe. AP6 Fallstudien, Modellierungsansatz, hier insbesondere German Case Study. HyUnder Workshop, Paris, 12. Februar 2014.
- 84 HyWays 2008
HyWays-Projekt: An integrated project to develop the European Hydrogen Energy Roadmap; www.HyWays.de.
Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 85 IEWT 2013
8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien: Regionales Speicherpotenzial im Übertragungsnetz., Wien 15.02.2013. http://www.ffe.de/download/article/439/2013-02-05_Langfassung_CPellinger_FfE.pdf. Letzter Zugriff: 21.02.2014.
- 86 IBZ-Info
Initiative Brennstoffzelle (IBZ), www.ibz-info.de,
Letzter Zugriff: 18.02.2014.
- 87 ISE 2012a
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: 100% mErneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland: Freiburg, 12. November 2012. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-100-erneuerbare-energien-in-deutschland.pdf>.
Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 88 ISE 2012b
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Nachhaltige Zukunft mit Wasserstoff – Fraunhofer ISE zeigt Potenzial der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie auf Hannover Messe: Presseinformationen 2012 5/12 vom 3. April 2012. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-undmedien/presseinformationen/presseinformationen-2012/nachhaltige-zukunft-mit-wasserstoff>. Letzter Zugriff: 27.02.2014.
- 89 ISE 2013
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Energiesystem Deutschland 2050, : Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Freiburg, 2013. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studieenergiesystem-deutschland-2050.pdf>.
Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 90 IWES 2010
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, Kassel, Februar 2010. http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf. Letzter Zugriff: 21.02.2014.
- 91 IWES 2013
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Forschungsprojekte: Konvergenz Strom-Gasnetze. <http://www.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/konvergenz-strom-gasnetze.html>. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 92 IWES 2014
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Geschäftsmodell Energiewende, : Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument. Kassel, 2014.
- 93 JEC 2013
JEC – Joint Research Centre, EUCAR, CONCAWE: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 4.0; Report EUR 26028 EN - July 2013; ISBN 978-92-79-31196-3 (pdf); http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/aboutjec/files/documents/report_2013/wtt_report_v4_july_2013_final.pdf. Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 94 JRC 2013
Joint Research Centre: Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage, A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential, Report EUR 25940 EN, Petten, 2013. http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_20130503_assessment_european_phs_potential.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 95 Jungheinrich 2013
Jungheinrich: Investing in the Future, Geschäftsbericht 2012. Hamburg, 2013. http://www.jungheinrich.de/fileadmin/Redaktion/Investor_Relations/PDF/Jungheinrich_Geschaeftsbericht_2012.pdf. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 96 Kesselmeier 2013
Kesselmeier, H.: Wasserkraft in Norwegen als Alternative?. Vortrag von Statkraft Markets GmbH anlässlich des Workshops „Power-to-Gas“ im Rahmen des Verbundprojekts „Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN)“, TUM München, 28.11.2013.
- 97 KIT 2012
Karlsruhe Institute of Technology: High Temperature Electrolysis. 2012. http://www.iwe.kit.edu/plainhtml/Handouts/Handout_JC_DE.pdf. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 98 Klima-Allianz 2011
Klima-Allianz Deutschland: Kurzstudie: Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland. Hamburg, 2011. <http://www.die-klima-allianz.de/wpcontent/uploads/2011/10/Klima-Allianz-Studie-Gaskraftwerke-Okt-2011.pdf>. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 99 Kunze 2011
Kunze, K.: Cryocomp. Vortrag NIP-Vollversammlung, Berlin, 7.-8.11.2011.
- 100 LBST 2012
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Übersicht über Wasserstofftankstellenkonzepte; NOW H₂-Tankstellen Genehmigungsworkshop, Stuttgart, 11. Juni 2012.

- 101 LIFIS 2013
Leibniz Institut LIFIS: Bedarfsgerechte Bereitstellung von Bioenergie – Herausforderungen und Chancen. http://www.leibniz-institut.de/archiv/thraen_10_07_13.pdf.
Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 102 Linde 2001
Linde: Persönliche Mitteilungen 2001.
- 103 Linde 2004
Linde: Persönliche Mitteilungen 2004.
- 104 Linde 2011
The Linde Group: The refuelling station of the future; Präsentation, F-Cell, Stuttgart, 26.-27.09.2011s.
- 105 Linde 2013
Linde Group: Pressemitteilung: Linde setzt neue Maßstäbe beim Wasserstofftransport, 25.09.2013. http://www.the-lindegroun.com/de/news_and_media/press_releases/news_20130925.html, 25.09.2013.
Letzter Zugriff: 28.2.2014.
- 106 Linde 2014
The Linde Group: Wasserstoff: Von der Quelle in den Tank. http://www.the-lindegroun.com/de/clean_technology/clean_technology_portfolio/hydrogen_as_fuel/hydrogen/index.html.
Letzter Zugriff: 28.2.2014.
- 107 Marquardt 2013
Marquardt, R.: RWE Power Aktiengesellschaft, Forschung und Entwicklung Innovative Kraftwerkstechnik, Persönliche Mitteilung 13.08.2013.
- 108 Mathias 2014
Mathias, M.: Update on Honda/GM fuel cell partnership; "It's about cost reduction". In <http://www.greencarcongress.com/2014/02/20140221-mathias.html>, 21.02.2014.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 109 Mayer 2013
Mayer, E.: Erlangung der Betriebserlaubnis – eine vielschichtige Herausforderung, Präsentation anlässlich des Workshop
- Zulassung von H₂-Tankanlagen veranstaltet durch die H₂BZ-Initiative Hessen, Industriepark Frankfurt-Höchst, 04.11.2013.
- 110 Monde 2010
Monde, M.: WG1: Hydrogen Infrastructure WG, Präsentation JHFC, Vice Chairperson, Saga University, 2010.
- 111 Münch 2012
Münch, W.: Berlin_240512: Innovative Technologien für die Energiewende. Berliner Energietage, 24. Mai 2012.
- 112 N2telligence 2013
N2telligence GmbH, Pressemeldung: Erfolgreiche 40.000 Betriebsstunden!, 12.12.2013, <http://www.n2telligence.com/?k=neues&l=de#a73>, Letzter Zugriff: 27.02.2014.
- 113 NaturalHy 2007
NaturalHy-Projekt, De Vries, H. et al.: Safe operation of natural gas appliances fuelled with hydrogen / natural gas mixtures (progress obtained in the the NaturalHy project). ICHS Conference, Pisa, 2007. http://conference.ing.unipi.it/ichs2007/fileadmin/user_upload/CD/PAPERS/13SEPT/6.0.00.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 114 NaturalHy 2010
NaturalHy-Projekt: Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst, Final publishable activity report. 25. März 2010. http://www.naturalhy.net/docs/project_reports/Final_Publishable_Activity_Report.pdf.
Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 115 NEP 3.0 2011
Nationaler Entwicklungsplan 3.0 vom 13. Oktober 2011. http://www.ptj.de/lw_resource/datapool/_items/item_3363/nep_3_0_final.pdf, Letzter Zugriff: 27.02.2014.
- 116 New Holland 2012
New Holland: Future Farmers Will Drive Fuel Cell Tractors. 13. Februar 2012. http://shydrogen.org/html/news/feb_12_news.html#feb13b. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 117 NextHyLights 2011
NextHyLights-Projekt: Supporting Action to prepare large-scale hydrogen vehicle demonstration in Europe. Final publishable report. February 2011. http://www.nexthylights.eu/Publications/FinalPublishableSummaryReport_V03.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 118 NFCRC 2014
National Fuel Cell Research Center, University of California Irvine: Hydrogen Program - Hydrogenics Home Fueler. <http://www.nfcrc.uci.edu/3/ACTIVITIES/PROJECTS/hydrogen/HydrogenicsHomeFueler.aspx>. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 119 Nitsch und Fishedick 2003
Nitsch, J. Dr; Fishedick, M.: Eine vollständig regenerative Energieversorgung mit Wasserstoff – Illusion oder realistische Perspektive? 2003. <http://www.dlr.de/tt/en/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Wasserstoff-Essen.pdf>. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 120 NOW 2011
Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie: NOW-Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Berlin, 2011. http://www.nowgmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 121 NOW 2013a
Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie: Industrialisierung der Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologien: Tragende Säulen der Energiewende 2.0, Weiterentwicklung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP), Berlin, Juni 2013. http://www.nowgmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/Wasserstoff-_und_Brennstoffzellentechnologien_-_Tragende_Saeulen_der_Energiewende_2_0.pdf. Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 122 NOW 2013b
NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie: Genehmigungsleitfaden für Wasserstoff-Stationen. http://h2-genehmigung.de/downloads/H2-Genehmigungsleitfaden_Broschuere130916.pdf.
Letzter Zugriff: 26.02.2014.
- 123 NREL 2012
National Renewable Energy Laboratory, Wipke, K. et al.: National Fuel Cell Electric Vehicle Learning Demonstration Final Report (contract No. DE-AC36-08G02830). Technical Report NREL/TP-5600-54860. July 2012.
- 124 Österreichs E-Wirtschaft et al. 2012
Österreichs E-Wirtschaft, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen: Studie zur Energie-Initiative der Alpenländer, Wien März 2013. http://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_und_Bilder/002_Medien/Medienmitteilungen/2013/Brosch%C3%BCre-Energie-Initiative_der_Alpenl%C3%A4nder.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 125 Paul 2013
Paul, H.: Die Intelligenz sitzt jetzt auch hinter dem Schlepper. Frankfurter Allgemeine Zeitung, Seite T-6, 19. November 2013
- 126 Proton Energy 2008
Proton Energy Systems Inc.: Technical Specifications HOGEN® Hydrogen Generation Systems. 2008. <http://www.pogc.com.au/brochures/Proton-On-Site/HOGEN-SSeries.pdf>.
Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 127 Purtz 2010
Purtz, J.: Submarine Adiabatic and Isobaric Compressed Air Energy Storage. http://www.purtz.de/caes/sm_ai_caes_folien.pdf.
Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 128 Roads2HyCom 2007
Roads2HyCom-Projekt: European Hydrogen Infrastructure Atlas und Industrial Excess Hydrogen Analysis: Document Number: R2H2007PU.1. 2007. [http://www.roadshy.com/r2h_downloads/Roads2HyCom%20R2H2005PU%20-%20European%20H2%20Infrastructure%20Atlas%20\(Part%20I\)%20-%20Existing%20H2%20Demonstration%20Sites.pdf](http://www.roadshy.com/r2h_downloads/Roads2HyCom%20R2H2005PU%20-%20European%20H2%20Infrastructure%20Atlas%20(Part%20I)%20-%20Existing%20H2%20Demonstration%20Sites.pdf). Letzter Zugriff 26.02.2014.
- 129 Roland Berger 2014
Roland Berger Strategy Consultants, Bernhart, W. et al.: Fuel cells – A realistic alternative for zero emission?. Januar 2014.

- 130 SAE 2012
SAE International: SAE J2601 – Worldwide Hydrogen Fueling Protocol: Status, Standardization & Implementation. http://www.energy.ca.gov/contracts/notices/2012-07-10_workshop/presentations/SAE_Jesse_Schneider_Fueling_Protocol.pdf. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 131 Salah et al. 2012
Salah, F. et al.: Electric Vehicles: Impact on the Utilization of Power Grids in different pricing Scenarios. VDE Kongress 2012 – Smart Grid 5-6. November 2012, Stuttgart.
- 132 Schlegel et al. 2012
Schlegel, S. et al.: Determinanten des Energiespeicherpotentials von Elektrofahrzeugen. VDE Kongress 2012 – Smart Grid 5.-6. November 2012 in Stuttgart.
- 133 Seemann 2012
Seemann, T.: Power-to-Gas. Entwicklungsstand und Marktbedingungen: Vortrag HAW, Woche der Energie 2012, 2012.
- 134 SRU 2011
Sachverständigenrat für Umweltfragen: Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung: Sondergutachten. Berlin, 2011. http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf;jsessionid=A9366720DB960604FEC1B5ABEE68C747.1_cid335?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff: 20.02.2014.
- 135 Stenzel et al. 2013
Stenzel, P. et al.: Potenzialanalyse für Pumpspeicher an Bundeswasserstraßen in Deutschland. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3, 63 Jg (Heft 3). http://www.et-energieonline.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2013_03_stenzel.pdf. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 136 Sterner 2011
Michael Sterner, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Power-to-Gas als Systemlösung für die Integration erneuerbarer Energien, parlamentarischer Abend, Berlin 14.12.2011.
- 137 Stölzle et al. 2012
Stölzle, F. et al.: Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen durch Batteriespeicher im Verteilnetz am Beispiel des Pilotprojektes „INESS“ (Intelligentes Netz Energie Speicher-System): VDE Kongress 2012 – Smart Grid 5.-6. November 2012 in Stuttgart.
- 138 Sunde 2012
Sunde, S.: Water electrolysis technology – concepts and performance. SUSHGEN Spring School “Fuel Cells and Hydrogen Technology”, University of Newcastle, Newcastle upon Tyne, March 21, 2012.
- 139 sunfire 2014
sunfire GmbH: SOEC Elektrolyse Stack (Wasserstoffherzeuger) Effiziente Wasserstoffherzeugung. <http://www.sunfire.de/produkte/stacks/soec-hochtemperaturdampfelektrolyse>. Letzter Zugriff 26.02.2014.
- 140 SWM 1993
Stadtwerke München: Durchführbarkeitsstudie für einen räumlich begrenzten H₂-Einsatz im Versorgungsgebiet der Stadtwerke München. Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 1993.
- 141 TAB 2012
Büro für Technikfolgenabschätzung beim deutschen Bundestag: Konzepte der Elektromobilität und deren Bedeutung für Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt, Oktober 2012 Arbeitsbericht Nr. 153.
- 142 Tomuro 2009
Tomuro, J.: Hydrogen Stations – JHFC Activities in FY2008, Engineering Advancement Association of Japan (ENAA), IPHE 11th LC Meeting, Oslo, Norwegen, 9-11 März 2009.
- 143 Toyota 2012
Toyota Motor Corporation: TMC Develops Fuel-cell-bus Power Supply System. 31.08.2012. <http://www2.toyota.co.jp/en/news/12/08/0831.html>. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 144 TÜV 2011
TÜV SÜD Service GmbH: Standard Erzeugung von grünem Wasserstoff (GreenHydrogen) Version 12/2011. <http://www.tuevsued.de/uploads/images/1334844036663025700024/erzeugung-gh.pdf>. Letzter Zugriff 26.02.2014.
- 145 UBA 2010
Umweltbundesamt: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, Juli 2010. <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3997.pdf>. Letzter Zugriff 28.02.2014.
- 146 UK H₂Mobility 2013
UK H₂Mobility: UK H₂Mobility Phase 1 Results April 2013. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/192440/13-799-uk-h2-mobility-phase-1-results.pdf. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 147 USTDA 2013
United States Trade and Development Agency: USTDA accelerates clean energy for telecom towers in India. Mumbai, 2 December 2013. www.ustda.gov/news/pressreleases/2013/SouthAsia/India/India CleanEnergyTelecomTowers_120213.asp. Letzter Zugriff: 28.2.2014.
- 148 VDE 2009
Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt am Main, 2009.
- 149 VDE 2012
Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Frankfurt am Main, 2012. http://www.chemieingenieurwesen.de/VDEStudie_Energiespeicher_Kurzfassung.pdf. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 150 VDE 2013
Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): VDE-Leitfaden, Elektrische Energieversorgung auf dem Weg nach 2050. Frankfurt am Main, 2013. http://www.vde.com/de/verband/pressecenter/pressemappen/documents/etg-kongress_2013/vde_studie_elekenergiev_2050_web.pdf. Letzter Zugriff: 24.02.2014.
- 151 VDI 2010
VDI Technologiezentrum GmbH: Abschlussbericht, Studie zur Entwicklung eines Markteinführungsprogramms für Brennstoffzellen in Speziellen Märkten. Düsseldorf, August 2010.
- 152 VDMA 2013
Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., Konjunkturspiegel für die Brennstoffzellen-Industrie 2013, http://bz.vdma.org/documents/266669/906967/BZ_Konjunkturspiegel_2013/9ede31b4-1931-49b1-a834-c13d097fbfe9, Letzter Zugriff: 27.02.2014.
- 153 Volk 2012
Volk, L.: Elektrifizierung in der Landtechnik. Juni 2012. http://www4.fhswf.de/media/downloads/fbaw_1/download_1/volk/vorlesungunterlagen/2013_8/neu_12_12__update/Landtechnik_Hybrid_oVid_SS2013.pdf. Letzter Zugriff: 28.02.2014.
- 154 Waidhas und Woywode 2011
Waidhas, M; Woywode, P.: Präsentation 2011: Elektrolyse- und H₂-Rückverstromungstechnik von Siemens.
- 155 Webinar 2013
NEDO, NOW, DoE joint webinar: International Hydrogen Infrastructure Challenges Workshop Summary. http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/webinar_slides_hydrogen_infrastructure_challenges121713.pdf. Letzter Zugriff 26.02.2014.

Studien der e-mobil BW



Baden-Württemberg Kompetenz in Elektromobilität

Umfassender Anbieter- und Marktüberblick: Der Kompetenzatlas Elektromobilität stellt Unternehmen, Forschungsinstitute und Hochschulen aus Baden-Württemberg im Bereich Elektromobilität vor. Zudem informiert er über Initiativen und Verbände und zeigt gleichzeitig Kooperations- und Einstiegsmöglichkeiten auf.

🇬🇧 Auch als englische Version verfügbar.



Systemanalyse BW mobil 2013

Die Studie „Systemanalyse BW mobil 2013“ gibt in der zweiten, neu überarbeiteten Auflage einen Überblick über die Bedeutung der IKT- und Energieinfrastruktur für zukünftige Mobilitätslösungen unter Berücksichtigung der rasanten Entwicklungen der entsprechenden Technologien.



Strukturstudie BW mobil 2011 – Baden-Württemberg auf dem Weg in die Elektromobilität

Die vorliegende Analyse gibt einen umfassenden Einblick und Ausblick in die verschiedenen Technologieansätze der Elektromobilität und zeigt, dass Baden-Württemberg eine hervorragende Ausgangsposition besitzt, um sich in diesem Zukunftsmarkt eine Spitzenstellung zu sichern. Die Datenbasis der Erstauflage wurde hierfür umfassend geprüft, aktualisiert und um neue relevante Themenfelder erweitert.

🇬🇧 Auch als englische Version verfügbar.



Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität – Entwicklungsstand und Forschungsbedarf

Die Studie gibt einen umfassenden Überblick über die aktuelle Ausgangslage der Wasserstoff-Infrastruktur sowie die verfügbaren technischen Konzepte und Komponenten der Tankstellen. Zudem sind konkrete Vorschläge für den weiteren Forschungs- und Handlungsbedarf von Industrie, Verbänden und öffentlicher Hand enthalten.



Energieträger der Zukunft – Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg

Die Studie gibt einen Überblick über den Stand der Technik, stellt den Aufbau der Wertschöpfungskette mit den jeweiligen Kompetenzen im Land dar und schätzt die zukünftigen Umsatz- und Beschäftigungspotenziale ab. Zudem enthält die Studie einen Leitfaden für Unternehmen zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Baden-Württemberg.



Akademische Qualifizierung – Analyse der Bildungs- landschaft im Zeichen von Nachhaltiger Mobilität

Die umfassende Studie verschafft Unternehmen einen Überblick über das deutschlandweite Hochschulangebot im Themenfeld der Nachhaltigen Mobilität. Des Weiteren werden darin Anforderungen der Unternehmen an die Hochschulen und deren Absolventen dargestellt und es sind Empfehlungen enthalten, wie die Politik dazu beitragen kann, die Informations- und Kommunikationsprozesse zwischen Hochschulen und Unternehmen effektiver zu gestalten.



Neue Wege für Kommunen

Mit der Publikation „Neue Wege für Kommunen - Elektromobilität als Baustein zukunftsfähiger kommunaler Entwicklung in Baden-Württemberg“ wird den verantwortlichen Akteuren in den Kommunen im Land ein anschaulicher Einstieg in das Thema nachhaltige Mobilität gegeben und mit Beispielen aus der Praxis gezeigt, wie Elektromobilität vor Ort für die Bürgerinnen und Bürger umgesetzt werden kann. Es werden Handlungsoptionen, Konzepte und Ideen für Kommunen dargestellt, die sie bei der Initiierung oder beim Ausbau der Einführung der Elektromobilität unterstützen.



Spanende Bearbeitung von Leichtbauwerkstoffen – Einführung und Überblick

Die Potentialanalyse beleuchtet die technologischen Besonderheiten der Leichtbauwerkstoffe im Hinblick auf ihre spanende Bearbeitung und betrachtet die gesundheitlichen Aspekte, die bei der Bearbeitung von Leichtbauwerkstoffen zu beachten sind.



Leichtbau in Mobilität und Fertigung – Ökologische Aspekte

Die Studie untersucht das Thema Nachhaltigkeit im Leichtbau unter den Gesichtspunkten Ökologie und Gesundheit. Neben der Ökobilanz, bei der die Auswirkungen auf die Umwelt betrachtet werden, spielen auch gesundheitliche Aspekte der Herstellung und Nutzung von Leichtbauprodukten eine wichtige Rolle.



Leichtbau in Mobilität und Fertigung – Chancen für Baden-Württemberg

Mit dieser Studie wird ein ganzheitlicher Überblick über die technologischen Aspekte des Leichtbaus gegeben und die Relevanz dieser Schlüsseltechnologie für Baden-Württemberg dargestellt. Dabei werden Chancen und Risiken aufgezeigt und die Branchen identifiziert, die bereits Entwicklungen forciert vorantreiben. Betrachtet werden zum einen Konstruktionsweisen und Werkstoffe für Leichtbau, zum anderen wird ein Einblick in die Entwicklungen der verschiedenen Branchen gegeben.



Leichtbau in Baden-Württemberg – Kompetenzatlas

Der Kompetenzatlas präsentiert in gebündelter Form die Forschungskompetenzen im Bereich Leichtbau in Baden-Württemberg, gibt einen Einblick in die Komplexität und Vielfalt des Themengebiets Leichtbau und stellt die verschiedenen Kompetenzträger mit ihren Forschungsschwerpunkten vor. Präsentiert werden 11 außeruniversitäre Forschungsinstitute, 28 Universitätsinstitute und 13 Hochschulen für angewandte Forschung, deren Aktivitäten und Kompetenzen für die Entwicklung und Herstellung leichter Strukturen erforderlich sind.





Impressum

Herausgeber

e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg
Cluster Brennstoffzelle BW c/o e-mobil BW GmbH
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

Redaktion

Matthias Altmann
Dr. Ulrich Bünger
Hubert Landinger
Evi Pschorr-Schoberer
Tetyana Raksha
Reinhold Wurster
Martin Zerta

Koordination Studie

e-mobil BW GmbH
Dr. Manuel C. Schaloske
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Dr. Ulrich Bünger

Layout/Satz/Illustration

TEAM STRUNZ | tswa.de
Agentur für Marketing & Kommunikation

Fotos

Umschlag: © EnBW © CEP © SSB
Die Quellnachweise aller weiteren Bilder befinden sich auf der jeweiligen Seite.

Druck

Karl Elser Druck GmbH
Kißlingweg 35
75417 Mühlacker

Auslieferung und Vertrieb

e-mobil BW GmbH
Leuschnerstr. 45
70176 Stuttgart
Telefon: 0711 / 892385-0
Telefax: 0711 / 892385-49
E-Mail info@e-mobilbw.de
www.e-mobilbw.de

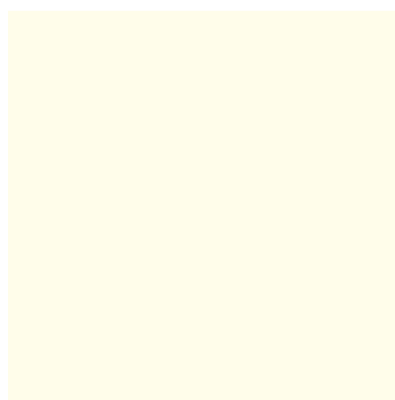
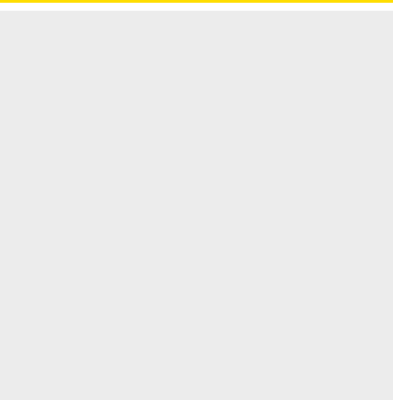
Juni 2014

© Copyright liegt bei den Herausgebern

Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk ist einschließlich seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Herausgebers 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.

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt. Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.



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

