

KOMMERZIALISIERUNG DER WASSERSTOFF- TECHNOLOGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Rahmenbedingungen und Perspektiven





KOMMERZIALISIERUNG DER WASSERSTOFF- TECHNOLOGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Rahmenbedingungen 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)

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)

Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg

INHALT

Vorwort	4		
1 Zusammenfassung	6		
2 Hintergrund und Vorgehensweise	10		
3 Wasserstoffnachfrageentwicklung in Baden-Württemberg	12		
3.1 Wasserstoffnutzungspotenzial im Verkehr und Reifegrad der Brennstoffzellenfahrzeuge	12		
3.1.1 Studienübersicht zum Ausblick auf die Bestandsentwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen	13		
3.1.2 Brennstoffzellenfahrzeuge – Marktüberblick	16		
3.1.3 Spezifischer Wasserstoffverbrauch und Fahrleistungen	23		
3.1.4 Abschätzungen zur Entwicklung des Brennstoffzellenfahrzeugbestandes und des entsprechenden Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg	26		
3.1.5 Technologische Reifegrade der Brennstoffzelle im Verkehrsbereich	34		
3.1.6 Regulatorische oder andere Maßnahmen zur Förderung der Brennstoffzellentechnologie im Verkehr	37		
3.1.7 Fazit und Handlungsbedarf	40		
3.2 Substitutionspotenzial in der Industrie	41		
3.3 Mögliche Nutzung von Wasserstoff im Erdgasnetz	43		
3.3.1 Kriterien für die Auswahl eines PtG-Standorts mit Gasnetzeinspeisung	44		
3.3.2 Theoretisches Einspeisepotenzial von Wasserstoff ins bestehende Erdgasnetz	45		
3.3.3 Theoretisches Einspeisepotenzial von Wasserstoff durch Methanisierung	46		
3.3.4 Nutzungsmöglichkeit von dedizierten Wasserstoffpipelines	47		
4 Strom aus erneuerbaren Energien für die Wasserstoffbereitstellung in Baden-Württemberg	49		
4.1 Entwicklung des Stromversorgungssystems und des Anteils erneuerbarer Energien bis 2030	49		
4.1.1 Strombedarf und erneuerbare Stromerzeugung	49		
4.1.2 Last und erneuerbare Erzeugungsprofile	53		
4.1.3 Szenariovarianten der Stromnetzinfrastruktur	54		
4.2 Nutzbare Potenziale erneuerbaren Stroms zur Erzeugung von Wasserstoff in Baden-Württemberg	57		
4.2.1 Anteile erneuerbarer Energien und erwartete CO ₂ -Emissionen in der Stromerzeugung	57		
4.2.2 Modellierung der Stromversorgung einschließlich der Wasserstoffherstellung	60		
4.2.3 Nutzung von Überschussstrom	62		
4.2.4 Zeitlich variabler Einsatz der Elektrolyseure	65		
4.3 Fazit und Handlungsbedarf	66		
5 Wasserstoffherzeugung und -nutzung in Baden-Württemberg: erzielbare CO₂-Minderungen in der Mobilität	68		
5.1 Anteil erneuerbar erzeugten Stroms für die Wasserstoffherzeugung	68		
5.2 Spezifische CO ₂ -Minderungspotenziale durch den Einsatz von Wasserstoff	70		
5.3 Sensitivitätsrechnungen: Einfluss der Technologieentwicklung	71		
5.4 Die Entwicklung der spezifischen Emissionen nach 2030	72		
5.5 Nutzung von rein erneuerbarem Strom in der Mobilität	73		
5.6 Fazit und Handlungsbedarf	74		
6 Auswirkungen der Nutzung erneuerbarer Energien auf die Elektrizitätsinfrastruktur	75		
6.1 Versorgungssicherheit im Energiesystem	75		
6.1.1 Anforderungen an die Versorgungssicherheit im Jahr 2030	75		
6.1.2 Ergebnisse der Szenarioläufe: Beitrag zur gesicherten Leistung	77		
6.1.3 Aktueller Rahmen: Anforderungen an abschaltbare Lasten und Beitrag als Reservekapazität	78		
6.2 Auswirkungen des EE-Zubaus auf die Übertragungsnetze und Beitrag der Wasserstoffinfrastruktur	79		
6.2.1 Übertragungsnetze	79		
6.2.2 Verteilnetze	80		
6.2.3 Flexibilität der Wasserstoffnutzung im Vergleich zum batterieelektrischen Fahren	82		
6.3 Veränderte Anforderungen für die Übertragungsnetzbetreiber bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen	83		
6.3.1 Regelleistungsmarkt	84		
6.3.2 Technische Voraussetzungen der Elektrolyseure	84		
6.4 Fazit und Handlungsbedarf	85		
7 Wirtschaftlichkeit der Einführung von Wasserstoff als Energieträger in Baden-Württemberg	88		
7.1 Geschäftsmodelle für Wasserstoff in den Anwendungssektoren aus Sicht der einzelnen Marktakteure	88		
7.1.1 Methodik	88		
7.1.2 Wesentliche Inputparameter	90		
7.1.3 Simulation des Elektrolyse-H ₂ -Speicher-Systems	92		
7.1.4 Szenarioanalyse	99		
7.2 Synergieeffekte zwischen den Anwendungssektoren in Baden-Württemberg	101		
7.3 Distributionsinfrastruktur für Wasserstoff im Verkehrssektor	103		
7.3.1 Geographische Verteilung der H ₂ -Nachfrage	103		
7.3.2 Optimale Distributionsinfrastruktur im Verkehr für Baden-Württemberg	106		
7.4 CO ₂ -Emissionsminderung durch den Einsatz von Wasserstoff in Baden-Württemberg	110		
7.5 Volkswirtschaftliche Aspekte in Baden-Württemberg	113		
7.6 Fazit und Handlungsbedarf	114		
8 Ausblick und Handlungsempfehlungen	116		
Abbildungsverzeichnis	118		
Abkürzungsverzeichnis	122		
Literaturverzeichnis	124		
Publikationen der e-mobil BW	132		

VORWORT

Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in BW

Wir haben uns in Deutschland sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene klar zur Zielsetzung der Energiewende bekannt. Der Umbau unseres Energiesystems bedeutet eine Abkehr von den fossilen hin zu den erneuerbaren Energien und umfasst nicht nur den Strommarkt, sondern schließt eine Wärme- und Mobilitätswende mit ein. In der Konsequenz bedeutet mehr erneuerbare Stromerzeugung aber auch mehr Fluktuationen. Um diese Schwankungen auszugleichen, muss zukünftig Strom mehr als bisher gespeichert werden, auch über längere Zeiträume hinweg. Eine Langfristspeicherung im großen Maßstab ist nur mit chemischen Energieträgern wie Wasserstoff möglich, der aufgrund des hohen Wirkungsgrades mit Hilfe von Brennstoffzellen oder alternativ auch durch Gasturbinen wieder in Strom umgewandelt werden kann.

Wasserstoff als Energieträger der Zukunft wird aber nicht nur als Zwischenspeicher für Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingesetzt werden. Er kann aufgrund seiner Universalität in den unterschiedlichen Energiebedarfssektoren Verwendung finden, etwa in der Mobilität und der Hausenergieversorgung wie auch als wichtiger Grundstoff in der Industrie. Die Potenziale von Wasserstoff in der zukünftigen Energiewirtschaft sind deshalb sehr groß. Der wirtschaftliche Einsatz hängt von verschiedenen Faktoren ab: Von besonderer Bedeutung sind die künftigen Elektrizitätskosten wie auch die erforderlichen Anlageninvestitionskosten für Wasserstoffproduktion und -infrastruktur.

Viele Fragen sind derzeit noch offen: Wie werden sich die Wasserstoffbedarfe entwickeln? Wie wird sich die Erzeugungsstruktur von Strom entwickeln, welches Aufkommen an regenerativ erzeugtem Strom ist zu erwarten? Welche überschüssigen Mengen an erneuerbarer Energien lassen sich zukünftig zur Wasserstoffherstellung und für die Mobilität in Baden-Württemberg

kostensenkend nutzen? Welche Synergien sind durch eine gleichzeitige Versorgung mehrerer Marktsegmente mit Wasserstoff möglich? Welche Verkehrsträger nutzen in Zukunft Wasserstoff als Treibstoff und welche Volumina sind zu welchem Zeitpunkt zu erwarten?



Die vorliegende Studie wurde gemeinsam von den Ministerien für Finanzen und Wirtschaft, für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft sowie für Verkehr und Infrastruktur des Landes Baden-Württemberg sowie der Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg e-mobil BW in Auftrag gegeben. Sie schärft die Konturen für die künftigen Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff im Energiemarkt Baden-Württemberg und zeigt das enorme Potenzial für eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft auf. Die Ergebnisse machen jedoch auch deutlich, dass noch Hürden zu meistern sind und viele Faktoren die weitere Entwicklung in diesem Bereich beeinflussen. Deshalb bedarf es weiterhin eines großen und stetigen Engagements seitens Industrie und Politik.

Damit Wasserstoff ein Energieträger der Zukunft wird, müssen schon heute die Weichen gestellt werden. Lassen Sie uns gemeinsam die Chancen der Wasserstoffwirtschaft nutzen und damit einen Beitrag zur Energiewende leisten.

Franz Loogen
Geschäftsführer e-mobil BW GmbH



ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund und Zielsetzung der Studie

Baden-Württemberg unterstützt durch die Förderung erneuerbarer Energien eine nachhaltige Reduzierung seiner Treibhausgasemissionen. Neben dem aktuell im Fokus stehenden Stromsektor müssen emissionsfreie Lösungen auch in allen anderen Energiesektoren inklusive des Verkehrssektors Einzug halten. Die vorliegende Studie untersucht mit einem Schwerpunkt auf möglichen Entwicklungen bis 2030, welche Beiträge der Energieträger Wasserstoff zur Lösung dieser Herausforderungen liefern und wie er sinnvoll aus erneuerbarem Strom hergestellt werden kann. Ziel ist es, die Konturen für eine künftige Nutzung von Wasserstoff in Baden-Württemberg zu schärfen und potenzielle Einsatzbereiche, Infrastrukturen, monetäre sowie klimarelevante Wirkungen darzustellen.

Wasserstoffnachfrage beginnt im Verkehrssektor

Als universeller Energieträger ist Wasserstoff grundsätzlich in allen Energiesektoren einsetzbar. Eine erste Kommerzialisierung wird aber zunächst im Verkehrssektor stattfinden. Signifikante Marktpotenziale, die dann auch die Erdgasindustrie, die Stromerzeugung und die chemische Industrie einschließen, werden voraussichtlich erst nach 2030 ausgeschöpft werden können.

Eine Voraussetzung für die erfolgreiche Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehrssektor ist die Unterstützung des Aufbaus der Tankstelleninfrastruktur in Baden-Württemberg, der durch die H₂ Mobility-Initiative aus Industrie und Politik auch bundesweit mit Nachdruck vorangetrieben wird. Die Versorgung von Pkw, Fahrzeugflotten, brennstoffzellenbetriebenen Stadtbussen oder Schienenfahrzeugen ermöglicht dabei Wege zu einer frühen Wirtschaftlichkeit. In Baden-Württemberg wird derzeit der Einsatz mehrerer brennstoffzellenbetriebener Züge im Rahmen eines bundesweiten Projekts vorbereitet, mehrere brennstoffzellenbetriebene Stadtbusse sind bereits seit einigen Jahren im Fahrgasteinsatz.

Ebenso muss ein vor allem preislich attraktives Angebot an Brennstoffzellenfahrzeugen in ausreichenden Stückzahlen vorhanden sein. Erste Kleinserien werden seit 2014/2015 von asiatischen Pkw-Herstellern angeboten (Toyota, Hyundai, Honda). Auch deutsche Hersteller wie Daimler, BMW und Audi planen

eine Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen in den nächsten Jahren. Die Entwicklung des Bestands an Brennstoffzellenfahrzeugen im Betrachtungszeitraum bis 2030 ist von vielen Einflussgrößen abhängig, unter anderem von den Angeboten der Fahrzeughersteller, dem Preis und den Betriebskosten, dem Ausbau des Tankstellennetzes, der Nutzerakzeptanz und nicht zuletzt dem regulatorischen Rahmen. Diese Studie arbeitet daher mit zwei Szenarien, einem „konservativen“, in dem ein signifikanter Markthochlauf erst nach 2030 erfolgt, und einem „ambitionierten“, in dem im Jahr 2030 bereits 140.000 Brennstoffzellen-Pkw auf den Straßen Baden-Württembergs fahren, mit zusätzlich bis zu 900 brennstoffzellenbetriebenen Stadtbussen und 50 Triebfahrzeugen für den Schienenpersonennahverkehr.

Langfristig kann auch die Industrie zu einem wichtigen Verbraucher erneuerbaren Wasserstoffs werden und Wasserstoff, sowohl als regenerativen Energieträger bei der Bereitstellung von Prozesswärme als auch zur Substitution fossiler Rohstoffe in der Chemieindustrie nutzen. Hierbei bietet die Verwendung erneuerbar hergestellter Wasserstoffs in Raffinerieprozessen kurzfristig besonders interessante Potenziale. Allerdings haben die Analysen dieser Studie nur wenige große Akteure in Baden-Württemberg als Treiber für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in der Industrie identifiziert, die zudem, da weit verstreut, nur lokal begrenzt zum Aufbau einer landesweiten Infrastruktur beitragen werden. Umso mehr sollten diese in die Planungen einbezogen und die Gaswirtschaft weiterhin bei der Kommerzialisierung von Power-to-Gas-Projekten unterstützt werden. Dies geschieht aktuell bereits durch das Ministerium für Finanzen und Wirtschaft, das die Erforschung und Entwicklung einer industriefähigen Power-to-Gas-Anlage mit 4,5 Millionen € fördert.

Einsatz von Wasserstoff im Verkehr führt zu schnelleren CO₂-Einsparungen

Heute wird Wasserstoff vorrangig mittels Dampfreformierung aus Erdgas erzeugt oder von der Chemieindustrie bereitgestellt, wo er in einigen Prozessen als Nebenprodukt anfällt. Bereits der Einsatz von aus Erdgas erzeugtem Wasserstoff würde in Brennstoffzellen-Pkw aufgrund des effizienteren Antriebsstrangs zu spezifischen CO₂-Einsparungen gegenüber heutigen Benzin- und Dieselfahrzeugen führen. Um die mit der Wasser-

stoffnutzung verknüpften umweltpolitischen Ziele erfüllen zu können, muss jedoch der Wasserstoff zunehmend aus regenerativen Quellen erzeugt werden, d. h. mittels Elektrolyse aus erneuerbar erzeugtem Strom.

Ein ambitionierter Bestandszuwachs brennstoffzellenbetriebener Fahrzeuge in Baden-Württemberg auf ca. 140.000 im Jahr 2030 würde die Treibhausgasemissionen im Land um rund 200 kt_{CO₂} pro Jahr mindern. Um den dafür benötigten Wasserstoff bilanziell aus erneuerbarem Strom zu erzeugen, ist ein Zubau von zusätzlich ca. 1,5 GW Erzeugungskapazität für Wind- und PV-Strom erforderlich. Unter den Annahmen des Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzepts Baden-Württemberg für den Strommix ergeben sich Treibhausgasemissionen von nur noch ca. 60 g_{CO₂} pro Kilometer für ein Brennstoffzellenfahrzeug der Kompaktklasse, deutlich unterhalb der avisierten europäischen Ziele. Diese CO₂-Minderungseffekte würden sich in den Folgejahren kontinuierlich weiter verstärken.

Wirtschaftlichkeit steigt durch Synergien mit dem Stromsektor und mit der Erdgasinfrastruktur

Diese Studie betrachtet insbesondere die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff aus sogenanntem Graustrom, d. h. aus dem Strommix, der fossile und sukzessiv wachsende erneuerbare Anteile enthält, mit dem langfristigen Ziel einer Vollversorgung mit erneuerbarem Wasserstoff. Damit können Elektrolyseanlagen durchgehend fast 8.000 Stunden im Jahr betrieben werden, was Wasserstoffkosten von ca. 4 €/kg_{H₂} ohne Steuern und andere Abgaben ermöglicht. Im Vergleich dazu führt eine dedizierte Kopplung der Wasserstoffproduktion an die Stromspeisung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg zu spezifischen Kosten von bis zu 8 €/kg_{H₂}.

Wirtschaftliche Synergien zwischen einzelnen Bedarfssektoren können die Erschließung früher Wasserstoffmärkte beschleunigen. Dazu gehört die Nutzung gemeinsamer Wasserstoffproduktions- und -verteilinfrastrukturen durch den Verkehrs- und den Erdgassektor, aber insbesondere auch der flexible Betrieb von Elektrolyse-H₂-Speicher-Systemen zur Unterstützung des Stromsystems. Mit Letzterem leistet die Wasserstoffproduktion einen Beitrag zur Stabilisierung der Verteilnetze und Absicherung der Spitzenlast. Sie trägt somit zur Gewährleistung der

Versorgungssicherheit sowie der Stabilität des Stromsystems bei und kann einen Teil der dafür benötigten konventionellen Kraftwerke ersetzen. Zusätzlich steigt dadurch der nutzbare Anteil fluktuierender Stromeinspeisung aus Sonne und Wind.

Wasserstoffinfrastrukturausbau ist wichtige Voraussetzung

Eine wichtige Voraussetzung für den Einsatz von Wasserstoff ist der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur für dessen Transport, Verteilung und Bereitstellung. Dies betrifft in einem ersten Schritt vor allem die Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen. Dabei nimmt Baden-Württemberg bereits heute eine führende Rolle ein: Ein Viertel der bestehenden deutschen Wasserstofftankstellen werden hier betrieben. Basierend auf den Planungen von öffentlicher Hand und Industrie sollen bis zum Jahr 2030 gut 130 zusätzliche öffentliche Tankstellen sowie weitere für die Versorgung von brennstoffzellenbetriebenen Stadtbussen und von Triebzügen im nichtelektrifizierten Schienennetz errichtet werden.

Für Transport und Verteilung kann die Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur wirtschaftliche Vorteile bieten. Neben der begrenzten Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas oder der Zumischung von synthetischem Methan aus Wasserstoff und biogenem CO₂, wie sie schon heute in mehreren Projekten praktiziert wird, ist die Anpassung und Umwidmung ausgewählter Abschnitte des bestehenden Erdgasnetzes für den Transport von reinem Wasserstoff eine längerfristige Option. Dabei sollten auch bestehende Wasserstoffnetze der Chemieindustrie mit einbezogen werden. In Kombination mit neuen dedizierten Verbindungsleitungen könnte damit sukzessive ein zunehmend flächendeckendes Gesamtnetz entstehen.

Einführung von Wasserstoff erfordert langfristige Vorbereitung

Die Etablierung von Wasserstoff als Kraftstoff für die Mobilität, dem potenziell frühesten Markt für Wasserstoff als Energieträger, bedarf kurzfristig der höchsten Aufmerksamkeit der betroffenen Akteure. Eine Kommerzialisierung in allen anderen Sektoren ist nicht vor dem Jahr 2030 zu erwarten. Trotzdem muss auch diese bereits heute vorbereitet werden. Das liegt zum einen an den langen Entwicklungsvorlaufzeiten der erforderlichen Produkte und Infrastrukturen. Zum anderen entstehen vorteilhafte Synergien mit dem Stromsystem, dem Gasnetz

Kapitel 1

oder der wasserstoffnutzenden Industrie nur mit langfristiger Vorbereitung und Planung. Die Politik kann hier z. B. über die Förderung von Modellvorhaben oder durch regionale Entwicklungspläne entscheidende Akzente setzen.

Maßnahmen auf Landesebene können die Marktentwicklung wesentlich unterstützen

Die breite Einführung der Wasserstoffnutzung und der damit verbundenen Technologien dient umweltpolitischen Zielen und ermöglicht durch die umfangreich beteiligte lokale Industrie relevante Wertschöpfungspotenziale in Baden-Württemberg. Um die Entwicklungen aktiv und fördernd zu begleiten, werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- Entwicklung eines Implementierungsplans für den Mobilitätsmarkt, der gleichzeitig die Schnittstellen zum gesamten Energiemarkt berücksichtigt.
- Durchführung vergleichender techno-ökonomischer Untersuchungen des Einsatzes von Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeugen gegenüber der direkten Nutzung von Strom in batterieelektrischen Antriebssystemen unter Berücksichtigung der jeweils erforderlichen Infrastrukturen für Betankung bzw. Ladung, um die Treiber und Hemmnisse einer Integration in die bestehenden Energie- und Transportsysteme besser zu verstehen und politische Interventionen frühzeitig und zielgerichtet planen zu können.
- Ausbau und Entwicklung von Anreizen für die zunehmend erneuerbare Energieerzeugung zur emissionsfreien Produktion von Wasserstoff.
- Weiterentwicklung geeigneter energiepolitischer Rahmenbedingungen, die Anreize für eine synergetische Nutzung der Wasserstoffproduktion als flexible Last zur besseren Integration der fluktuierenden Stromerzeugung in das Energiesystem bieten.
- Entwicklung geeigneter Fördermaßnahmen für Wasserstoffherzeugung und Infrastrukturaufbau.

In einem zukünftigen, von erneuerbarem Strom dominierten Energiesystem wird ein breites Spektrum an Technologien und Lösungen zum Einsatz kommen müssen, um den Übergang von einem fossilen in das erneuerbare Energiezeitalter verlässlich und wirtschaftlich zu gestalten. Wasserstoff kann aufgrund seiner breiten Anwendungsmöglichkeiten in diesem Zusammenhang insbesondere langfristig eine wichtige Rolle einnehmen. Dazu bedarf es der Entwicklung einer schlüssigen politischen Strategie und begleitender Fördermaßnahmen mit hoher Kontinuität. Die Ergebnisse dieser Studie sollen dabei helfen, diese Optionen rechtzeitig vorzubereiten.



Kapitel 2

HINTERGRUND UND VORGEHENSWEISE

Seit 2012 hat e-mobil BW drei Studien zur Untersuchung der Relevanz und der Implikationen eines Einsatzes von Wasserstoff im Verkehrssektor bzw. in der Energiewirtschaft erstellen lassen:

- Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende – Entwicklungsstand und Perspektiven (6/2014),
- Wasserstoffinfrastruktur für eine nachhaltige Mobilität – Entwicklungsstand und Forschungsbedarf (3/2013) und
- Energieträger der Zukunft – Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg (2012).

Zusätzlich wurden durch andere Akteure in Baden-Württemberg detaillierte Untersuchungen durchgeführt, die Hinweise auf die mögliche Rolle von Wasserstoff im Transportsektor geben bzw. Implikationen für dessen Einführung z. B. in der Energiewirtschaft (Wasserstoffinfrastruktur) benennen. Dazu zählt z. B. die 2011 von der EnBW vergebene Studie „EE zu H₂ – Integration von erneuerbaren Energien und H₂-Elektrolyse in Deutschland und Baden-Württemberg“, in der unterschiedliche Ausprägungen einer elektrolysebasierten Wasserstoffversorgung für den Verkehrssektor untersucht wurden. Alle genannten Arbeiten sind Bestandteil des Analyserahmens für die vorliegende Studie.

Durch den mittlerweile weltweiten dynamischen Ausbau fluktuierender Stromerzeugung mittels Wind- und Sonnenenergie haben sich die Perspektiven für den synthetischen Energieträger Wasserstoff im Energiesystem in den letzten Jahren deutlich erweitert. Neben dem Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff für den Verkehrssektor (Straße, Schiene) werden intensiv die Einsatzmöglichkeiten von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff auch für stationäre Anwendungen analysiert. Dazu zählt insbesondere die großtechnische Speicherung von Wind- und Sonnenstrom in Form eines chemischen und systemtechnisch mit Elektrizität kompatiblen Energieträgers sowie die direkte Substitution von fossil hergestelltem Wasserstoff z. B. in der chemischen oder petrochemischen Industrie. In beiden Fällen sollte die Erzeugung möglichst flexibel erfolgen können, um das Stromsystem bei Bedarf mit Lastausgleich unterstützen zu kön-

nen. Im Falle der Stromspeicherung zur Rückverstromung sind auch mögliche Dienstleistungen zur Flexibilisierung der Strombereitstellung wichtig. Daneben kann das bestehende Erdgasnetz als Speicher- und Transportsystem genutzt werden, was für die Elektrizitätswirtschaft eine interessante Flexibilitätsoption zur Unterstützung der breiten Einführung erneuerbaren Stroms darstellen kann.

Für Baden-Württemberg haben sich aus den genannten bisherigen Studien wichtige weitergehende Fragen ergeben, insbesondere zur regionalen Ausprägung einer Wasserstoffinfrastruktur für die (dezentrale) Produktion, den Transport und die Verteilung von Wasserstoff sowie für seine Speicherung am Ort der Erzeugung oder Nutzung. Einen Anhaltspunkt für einen regionalisierten Wasserstoffabsatz für den Verkehrssektor in den Jahren 2015 und 2020 liefert dabei die Studie des Fraunhofer ISE für e-mobil BW (3/2013). Entsprechende Analysen für eine regionale Verteilung geeigneter Wasserstoffproduktionsstandorte sowie für andere Wasserstoffbedarfssektoren wie Schienenverkehr und Chemieindustrie und die dort erzeugten bzw. verbrauchten Wasserstoffmengen lagen bisher noch nicht vor.

Die Studien der Vergangenheit haben bisher weitere detaillierte Aspekte noch nicht adressiert. Dazu zählen z. B. die potenziellen Auswirkungen der (dezentralen) strombasierten Wasserstoffproduktion auf das Stromtransport- und -verteilnetz sowie die mit einem vermehrten Einsatz von Wasserstoff verbundene mögliche Klimagasreduktion. Diese ist vor allen Dingen davon abhängig, wie viel erneuerbarer Strom für die Wasserstoffproduktion zur Verfügung steht. Daneben muss im Sinne eines wirtschaftlichen Betriebs eine möglichst hohe Auslastung der Elektrolyseanlagen angestrebt werden, um so insbesondere die spezifischen Kapitalkosten zu senken und marktfähige Wasserstoffkosten zu erreichen. Dies wird in einer Technologieeinführungsphase insbesondere durch eine gleichzeitige Erschließung mehrerer Wasserstoffmärkte und die damit verbundenen ökonomischen Synergien erreicht.

Gegenstand dieser Studie ist daher eine systematische und in wesentlichen Teilen modellbasierte Analyse der mittel- bis langfristigen Bedeutung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom in Baden-Württemberg unter Berücksichtigung des nationalen

Kontextes der Energiewende. Der zeitliche Schwerpunkt der Untersuchungen liegt dabei auf möglichen Entwicklungen bis zum Jahr 2030. Hierzu werden Instrumente der modellbasierten kostenoptimierenden Szenarioanalyse in räumlicher und zeitlicher Auflösung eingesetzt. Ergänzend dazu werden recherchégestützte Detailanalysen zu möglichen sektoralen Energiebedarfs- bzw. Technologieentwicklungsperspektiven durchgeführt. Dabei sammelt diese Studie die Ergebnisse aus den bisher vorliegenden Studien und skizziert daraus ein regionalisiertes Mengengerüst für die Produktion, die Infrastrukturen und die Nutzung von Wasserstoff in den unterschiedlichen stationären und mobilen Anwendungen bis 2030. Dabei werden Implikationen für das Stromnetz, die Versorgungssicherheit, die mögliche CO₂-Emissionsreduktion und Wertschöpfungspotenziale in Baden-Württemberg qualitativ und z. T. quantitativ ermittelt.

Wesentliche dabei zu beachtende Rahmenbedingungen sind die Preisentwicklung fossiler Energieträger, Maßnahmen zur Förderung synthetischer Energieträger, die energiepolitischen Zielsetzungen auf Länderebene sowie auf nationaler und europäischer Ebene und die Entwicklungspotenziale relevanter Schlüsseltechnologien. Die dieser Studie zugrunde liegenden Fragestellungen waren dabei:

- Wie können die Erzeugungs- und Speichermöglichkeiten von Wasserstoff für verschiedene Nutzungspfade (Mobilität, Industrie, Stromnetz) im Kontext des massiven Ausbaus erneuerbarer Energien und der bereits bestehenden Infrastruktur in das Energiesystem Baden-Württembergs integriert werden?
- Welche Wirtschaftlichkeit, welche strukturellen Anforderungen und welche Auswirkungen auf das Erreichen der Klimaschutzziele können von diesen Nutzungspfaden erwartet werden?
- Welche Erwartungen können insbesondere an die Nutzungspfade im Verkehrssektor gestellt werden, unter der Voraussetzung unterschiedlicher Fördermaßnahmen und dass weitgehend erneuerbare Energie für die Bereitstellung des Wasserstoffs genutzt werden soll?

WASSERSTOFFNACHFRAGEENTWICKLUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

3.1 WASSERSTOFFNUTZUNGSPOTENZIAL IM VERKEHR UND REIFEGRAD DER BRENNSTOFFZELLENFAHRZEUGE

Wasserstoff als Sekundärenergieträger eignet sich zur Verwendung in Straßen- und Schienenfahrzeugen. Er kann im Rahmen eines Verbrennungsprozesses oder elektrochemischen Prozesses in mobilen Anwendungen genutzt werden. Heute wird durch die Fahrzeughersteller der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen (BZ) zur Erzeugung von Strom (elektrochemischer Prozess) anstatt der Nutzung von Wasserstoff in einem Verbrennungsprozess in Hubkolbenmotoren präferiert. Die Gründe dafür liegen in der Vorteilhaftigkeit der Energieeffizienz von Brennstoffzellen gegenüber Verbrennungsmotoren sowie der Tatsache, dass Wasserstoffverbrennungsmotoren faktisch (in den USA regulatorisch) nicht als Nullemissionsfahrzeuge gelten (Hamacher 2014).

Erprobt werden Brennstoffzellen bereits seit einigen Jahren in Personenkraftwagen (Pkw) und Bussen, vereinzelt auch in Lastkraftwagen (Lkw) und Schienenfahrzeugen. Weitere in dieser Studie nicht näher untersuchte Anwendungsfelder von Brennstoffzellen in Transportfahrzeugen finden sich in der Flurförder-

logistik (z. B. Gabelstapler); entsprechende Fahrzeuge werden bereits seit einigen Jahren getestet. In der Luftfahrt wird intensiv an Flugzeugen mit Wasserstoffantrieb geforscht und es werden erste Erprobungsträger entwickelt. Ein Beispiel ist das Projekt HY4 des DLR und der Universität Ulm, ein viersitziges Kleinflugzeug mit Wasserstoffbrennstoffzellenantrieb, das im Jahr 2016 zu einem ersten Testflug am Flughafen Stuttgart starten und ab 2017 teilweise auch andere europäische Flughäfen ansteuern soll. Auf lange Sicht werden brennstoffzellenbetriebene Flugzeuge mit maximal 40 bis 50 Sitzen als realisierbar angesehen (DLR 2015a, WELT 2015a).

Bisher existiert kein Massenmarkt für die Brennstoffzelle im Verkehr. Mittel- bis langfristig stellen Brennstoffzellenfahrzeuge jedoch eine mögliche Alternative zu verbrennungsmotorisch angetriebenen Fahrzeugen dar, um die lokale Emissionsbelastung zu reduzieren. Brennstoffzellenantriebe ergänzen dabei andere alternative Antriebskonzepte wie z. B. Hybridantriebe mit und ohne externe Lademöglichkeit, Antriebe mit Reichweitenverlängerern (Range Extender) sowie rein elektrische Antriebe auf Akkumulatorbasis. Welche Antriebstechnologien sich wann und mit wel-

cher Intensität im Markt durchsetzen werden, ist zum heutigen Zeitpunkt schwer vorauszusagen.

Die Abschätzungen der im Verkehr benötigten Mengen an Wasserstoff in Baden-Württemberg erfolgen für jeden der betrachteten Verkehrsträger Pkw, Lkw, Busse und Triebzüge innerhalb eines mehrstufigen Prozesses, der schematisch in Abbildung 1 dargestellt ist. Ein zentraler Aspekt in der Wasserstoffmengenabschätzung ist die Formulierung von Randbedingungen der jeweiligen Szenarien (konservativ und ambitioniert).

In der vorliegenden Untersuchung werden für Baden-Württemberg Abschätzungen über das Brennstoffzellenfahrzeug-Bestandspotenzial und die daraus benötigten Wasserstoffmengen entsprechend den Eckjahren 2020 und 2030 getroffen. Zugrunde gelegt sind ein konservatives Basisszenario und ein progressives (ambitioniertes) Szenario. Betrachtet werden Pkw, Lkw, Busse und Triebzüge des Schienenpersonennahverkehrs.

Für den Wasserstoffbedarf im Verkehr sind insbesondere die Personenkraftwagen aufgrund der hohen Fahrzeugzahlen sehr

bedeutend. Bezogen auf den Gesamtfahrzeugbestand verdeutlicht Abbildung 2 die zahlenmäßige Dominanz der Pkw im Vergleich zu anderen hier betrachteten Fahrzeugklassen. Werden jedoch die jeweils verkehrsträgerspezifischen Verbräuche, Fahrleistungen und Lebensdauern mit einbezogen, relativieren sich die Verhältnisse.

3.1.1 STUDIENÜBERSICHT ZUM AUSBLICK AUF DIE BESTANDSENTWICKLUNG VON BRENNSTOFFZELLENFAHRZEUGEN

Als eine Grundlage zur Abschätzung des zukünftigen Bestandes an wasserstoffbetriebenen Straßen- und Schienenfahrzeugen dienen vorliegende Ergebnisse aus Studien oder Strategieplanungen. Tabelle 1 zeigt deren Ergebnisse im Vergleich je Verkehrsträger entsprechend für die Eckjahre 2020 und 2030. Abbildung 3 und Abbildung 4 veranschaulichen die Ergebnisse grafisch. Diese wurden, sofern möglich, hinsichtlich des Bestandes für Baden-Württemberg ausgewertet bzw. auf den Fahrzeugbestand im Land übertragen.

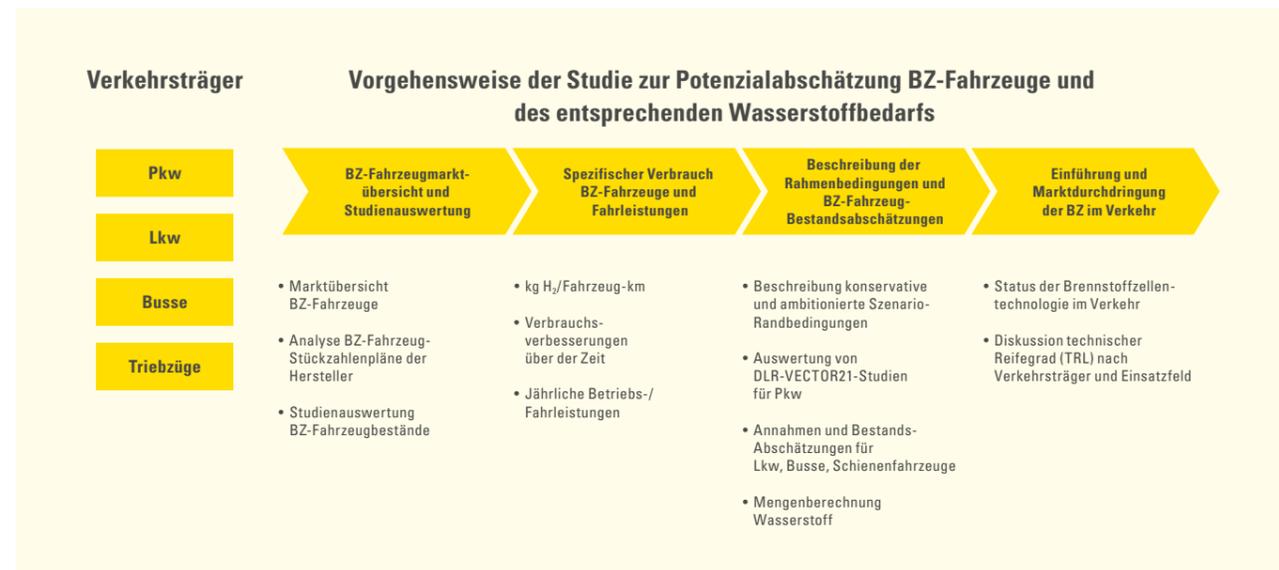


Abbildung 1: Vorgehensweise Mengenabschätzung Wasserstoff im Verkehr.

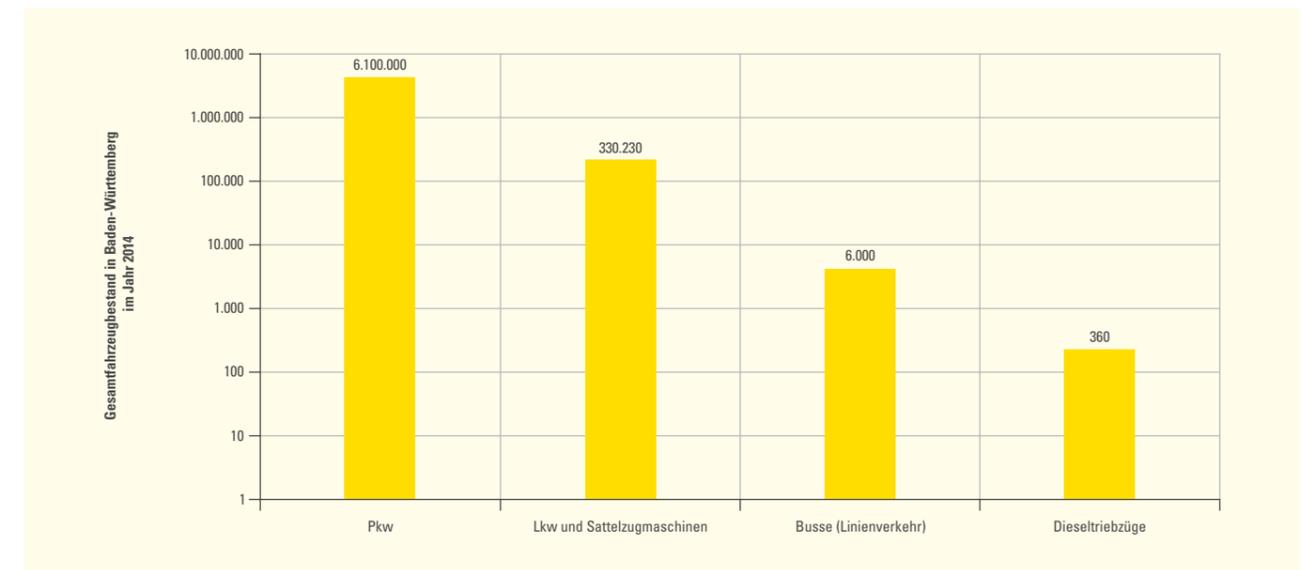


Abbildung 2: Gesamtfahrzeugbestand in Baden-Württemberg im Jahr 2014. Anmerkung: logarithmische Skalierung; eigene Erhebungen und Hochrechnungen auf Grundlage der Daten von (SLA BW 2014).

Kapitel 3

Da sich die Ansätze, Rahmenbedingungen und Prämissen der Studien jeweils unterscheiden, führt dies zu differierenden Ergebnissen. Beim Bestand im Jahr 2020 unterscheiden sich die Ergebnisse im maximalen Fall um den Faktor 9,5, für das Jahr 2030 um den Faktor 2,4. Auch wenn in allen identifizierten Quellen von einem deutlichen Anstieg der BZ-Fahrzeugzahlen in den nächsten Jahren ausgegangen wird, variieren die Abschätzungen zum

Jahr 2020 sehr stark. Für das Jahr 2030 werden quellenübergreifend Größenordnungen des Fahrzeugbestandes im unteren sechsstelligen Bereich prognostiziert. Neben Pkw wurden nur vereinzelt Nutzfahrzeuge und Busse betrachtet. Schienenfahrzeuge sind in den analysierten Studien nicht einbezogen worden. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Studien sowie die Ableitung der Zahlen für Baden-Württemberg kurz beschrieben.

Studie	Abschätzungsart	Pkw		LNF		SNF		Busse		Triebzüge	
		2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030
IEA 2015	Neuzulassungen	450	34.000								
Bauer et al. 2015	Neuzulassungen	500	6.500								
Smolinka et al. 2013	Bestand	2.215	314.597	141	15.292	0	113	11	104		
Schott et al. 2012	Bestand	9.000	130.000	0	5.600						
Bonhoff 2012	Bestand	21.000	252.000								
Brokate et al. 2013	Bestand	14.700	140.000								

Tabelle 1: Übersicht der Auswertungsergebnisse verschiedener Studien bezogen auf Baden-Württemberg. Anmerkung: Die angegebenen Werte bzgl. der Eckjahre 2020/2030 sind im Rahmen dieser Studie auf Baden-Württemberg bezogen worden; LNF: leichte Nutzfahrzeuge mit $\leq 3,5$ t zGG; SNF: schwere Nutzfahrzeuge mit $>3,5$ t zGG.

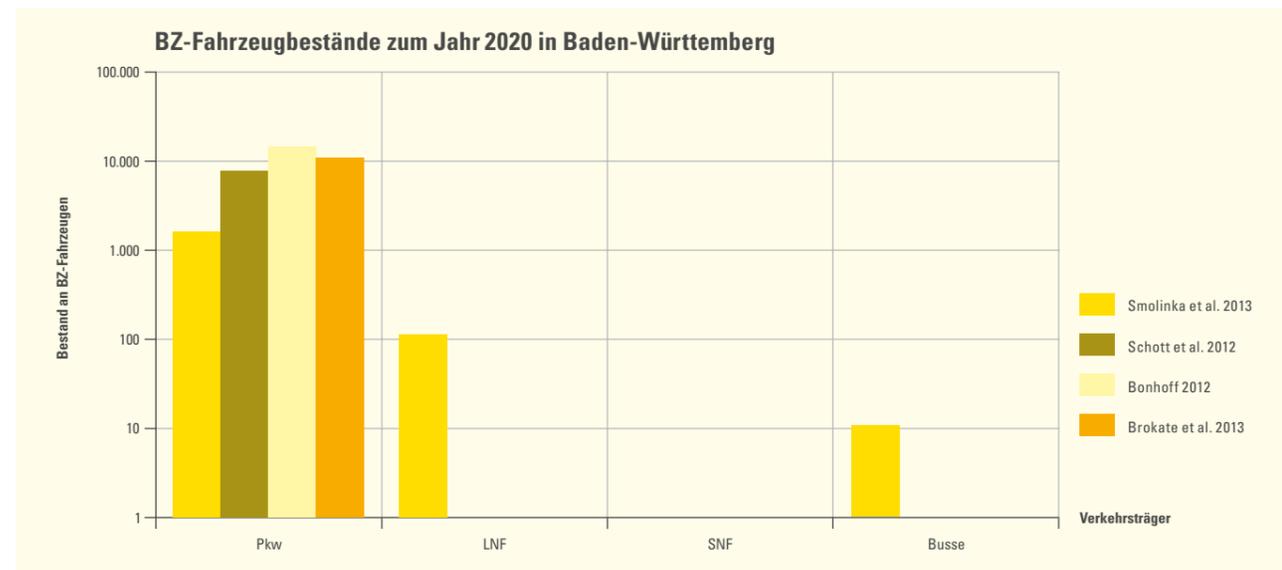


Abbildung 3: Ausblick auf Fahrzeugbestände wasserstoffbetriebener Straßenfahrzeuge bezogen auf Baden-Württemberg für das Eckjahr 2020. Anmerkungen: logarithmische Skalierung; LNF, SNF und Busse wurden nicht durch (Bonhoff 2012) und (Brokate et al. 2013) betrachtet. Im Rahmen von (Schott et al. 2012) wurden keine SNF und keine Busse betrachtet.

Die „Technology Roadmap 2015, Hydrogen and Fuel Cells“ (IEA 2015) der Internationalen Energieagentur (IEA) unter Beteiligung von Experten aus internationalen Fachorganisationen und Industrieunternehmen prognostiziert global ca. 30.000 Neuzulassungen wasserstoffbetriebener Pkw bis zum Jahr 2020. Zum Jahr 2030 werden mehr als 2,3 Mio. jährliche Neuzulassungen weltweit erwartet. Die kumulierten Neuzulassungen bis zum Jahr 2030 werden mit 8 Mio. Kraftfahrzeugen angegeben. Diese Abschätzungen erfolgten im Rahmen des „2DS high H₂“-Szenarios unter Berücksichtigung der Länder USA, Japan, Frankreich, Deutschland, Italien und des Vereinigten Königreichs. Unter Beachtung des Pkw-Neuzulassungsverhältnisses (Pkw-Neuzulassungen Baden-Württemberg 2013: 412.214 Fahrzeuge, zu Pkw-Neuzulassungen der betrachteten Länder 2013: ca. 27,8 Mio. Fahrzeuge) in Höhe von ca. 1,5 % ergeben sich für das Jahr 2020 auf Baden-Württemberg bezogen ca. 450 Neuzulassungen und für das Jahr 2030 in Baden-Württemberg ca. 34.000 Neuzulassungen bzw. 120.000 kumulierte Neuzulassungen. Im Hinblick auf das Jahr 2040 ergibt sich, unter Berücksichtigung eigener

Annahmen zur Bestandsentwicklung, ein Gesamtbestand für Baden-Württemberg in Höhe von ca. 760.000 BZ-Fahrzeugen.

Im Rahmen der „Strukturstudie BW⁹ mobil 2015 – Elektromobilität in Baden-Württemberg“ (Bauer et al. 2015) wurde eine Abschätzung der globalen Pkw-Neuzulassungen gegliedert nach verschiedenen Antriebsarten bis zum Jahr 2030 durchgeführt. Diese basiert zum einen auf einer Studien-Metaanalyse und zum anderen auf den von den Herstellern angekündigten Produktionsstarts alternativ angetriebener Pkw. Für die Bezugsjahre 2020 und 2030 wurden die weltweiten Neuzulassungen von wasserstoffbetriebenen Pkw mit 0,1 % bzw. 1 % prognostiziert. Basis der Abschätzung und Ergebnis der Metastudie ist die Pkw-Neuzulassungsentwicklung. Weltweit wurden demnach im Jahr 2013 73,8 Mio. Pkw neu zugelassen. Bis zum Jahr 2030 wird von einem jährlichen Zuwachs an Neuzulassungen von 2,7 % ausgegangen (Bauer et al. 2015). Entsprechend dem Eckjahr 2020 ergeben sich somit weltweit ca. 89.000 neuzugelassene und mit Wasserstoff betriebene Pkw. Für das Jahr 2030

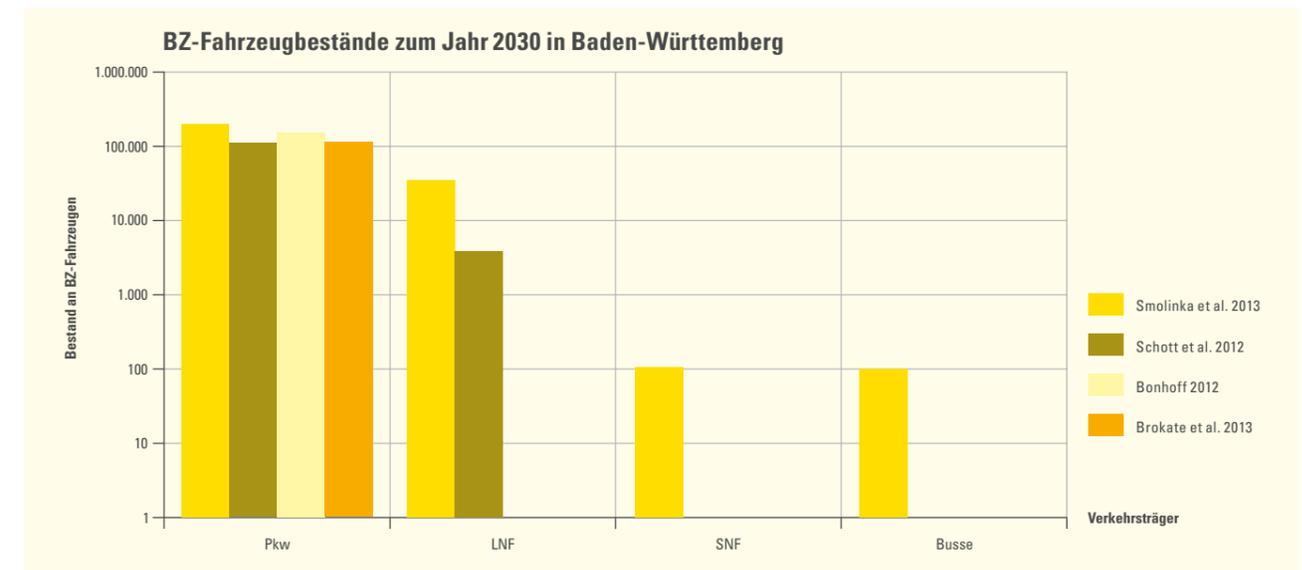


Abbildung 4: Ausblick auf Fahrzeugbestände wasserstoffbetriebener Straßenfahrzeuge bezogen auf Baden-Württemberg für das Eckjahr 2030. Anmerkungen: logarithmische Skalierung; LNF, SNF und Busse wurden nicht durch (Bonhoff 2012) und (Brokate et al. 2013) betrachtet. Im Rahmen von (Schott et al. 2012) wurden keine SNF und keine Busse betrachtet.

Kapitel 3

ergeben sich weltweit ca. 1,16 Mio. neu zugelassene BZ-Pkw. Unter Beachtung des Pkw-Neuzulassungsverhältnisses (Pkw-Neuzulassungen Baden-Württemberg 2013: 412.214 Fahrzeuge, zu Pkw-Neuzulassungen weltweit 2013: 73,8 Mio. Fahrzeuge) in Höhe von ca. 0,56 % ergeben sich für das Jahr 2020 ca. 500 und für das Jahr 2030 in Baden-Württemberg ca. 6.500 Neuzulassungen von BZ-Pkw.

In den „BMU-Langfristszenarien 2012“ (DLR/IWES/IfNE 2012) wird im Rahmen des Szenarios 2011 A davon ausgegangen, dass im Jahr 2020 noch kaum wasserstoffbetriebene Pkw, SNF, LNF und Busse im Fahrzeugbestand sein werden. Für das Jahr 2030 werden die Fahrleistungsanteile mit Brennstoffzellen angetriebener Verkehrsträger wie folgt angegeben: 6 % Pkw, 0,2 % SNF, 5,4 % LNF und 1,2 % Busse. Unter Zuhilfenahme statistischer Bestands- und Fahrleistungsdaten wurde im Rahmen der im Auftrag von e-mobil BW und unter Federführung des Fraunhofer ISE erstellten Studie „Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität“ (Smolinka et al. 2013) der jeweilige Fahrzeugbestand für Baden-Württemberg bestimmt. Die prognostizierten bzw. abgeleiteten Bestandszahlen für Baden-Württemberg im Jahr 2020 entsprechen 2.215 Pkw, 141 LNF, 0 SNF und elf Bussen. Für das Jahr 2030 ergeben sich 314.597 Pkw, 15.292 LNF, 113 SNF und 104 Busse.

Die ebenfalls im Auftrag von e-mobil BW und unter Federführung des ZSW erstellte Studie „Energieträger der Zukunft – Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg“ (Schott et al. 2012) schätzt auf Basis der „Leitstudie 2010“ (DLR/IWES/IfNE 2010) und unter Berücksichtigung des Basisszenarios A ebenfalls Bestandszahlen von Brennstoffzellenfahrzeugen (Pkw und LNF) ab. In Anlehnung an (Smolinka et al. 2013) und unter Berücksichtigung der darin zugrunde gelegten fahrzeugspezifischen Daten entspricht dies im Jahr 2020 ca. 9.000 Pkw in Baden-Württemberg. Brennstoffzellenbetriebene LNF werden zum Jahr 2020 nicht erwartet. Für das Jahr 2030 werden ca. 130.000 Pkw angegeben. Aufgrund der lückenhaften Datenlage wird der Bestand an BZ-LNF für Baden-Württemberg, unter Berücksichtigung der Bestandsangaben für Deutschland aus (Smolinka et al. 2013) und des Bestandsverhältnisses zum Jahr 2014 in Höhe von ca. 12 %, mit 5.600 LNF zum Jahr 2030 abgeschätzt.

Basierend auf der Studie „Ein Portfolio von Antriebssystemen für

Europa: eine faktenbasierte Analyse“ (McKinsey 2010) wurde weiterführend durch die Industrieinitiative H₂ Mobility im Jahr 2011 ein Szenario zum Markthochlauf von wasserstoffbetriebenen Pkw inkl. der dafür notwendigen Betankungsinfrastruktur in Deutschland entwickelt (Smolinka et al. 2013). Für das Jahr 2020 wird für Deutschland ein Bestand an wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen in Höhe von 150.000 und für das Jahr 2030 ein Fahrzeugbestand von 1,8 Mio. Fahrzeugen prognostiziert (Bonhoff 2012). Unter Berücksichtigung des Pkw-Bestandsverhältnisses im Jahr 2014 von Baden-Württemberg zu Deutschland in Höhe von ca. 14 % ergeben sich für das Jahr 2020 ca. 21.000 BZ-Pkw und für 2030 etwa 252.000 BZ-Pkw für Baden-Württemberg.

Im Rahmen der DLR-Studie „Der Pkw-Markt bis 2040: Was das Auto von morgen antreibt“ (Brokate et al. 2013) wurden im Auftrag des Mineralölwirtschaftsverbandes Szenario-Analysen mit dem DLR-Flottensimulationsmodell VECTOR21 durchgeführt. Im Wasserstoffszenario wurden für das Jahr 2020 in Deutschland ca. 100.000 BZ-Pkw ermittelt. Für das Jahr 2030 ergaben sich ca. 1 Mio. BZ-Pkw. Unter Berücksichtigung des Pkw-Bestandsverhältnisses im Jahr 2014 von Baden-Württemberg zu Deutschland entspricht dies für das Jahr 2020 ca. 14.000 BZ-Pkw und für 2030 etwa 140.000 BZ-Pkw in Baden-Württemberg.

3.1.2 BRENNSTOFFZELLENFAHRZEUGE – MARKTÜBERBLICK

Personenkraftwagen

Seit Mitte der 1990er Jahre präsentieren Pkw-Hersteller der Fachwelt Prototypen von H₂-Brennstoffzellenfahrzeugen auf Messen und anderen öffentlichkeitswirksamen Veranstaltungen. Überwiegend wurden die Autos umfangreichen Tests unterzogen und kontinuierlich weiterentwickelt. Die wichtigsten Modelle, die aktuell auf der Straße getestet werden, sind in Tabelle 2 dargestellt.

Es wird deutlich, dass die Brennstoffzellentechnologie ausschließlich in Fahrzeugen des mittleren und großen Segmentes erprobt wird und bisher nur eine überschaubare Anzahl an seriennahen Fahrzeugen existiert. Der Schwerpunkt auf mittleren und großen Fahrzeugen rührt u. a. daher, dass in großen Pkw die Anteile der Antriebs- an den Gesamtkosten relativ gesehen geringer und die Gewinnmargen – insbesondere im Luxussegment – üblicherweise höher sind. Zudem werden im Fahrzeugsegment der großen Pkw

Hersteller	Modellbezeichnung	Segment	Status	
Hyundai	ix35 FCEV	Groß	Seriennah	Klein(st)serien seit 2013
Toyota	Mirai	Mittel	Seriennah	Klein(st)serien seit 2015
Honda	Clarity Fuel Cell	Mittel	Seriennah	Ab 2016 Markteinführung in Japan in Kleinstserie
Daimler	B-Klasse F-Cell	Mittel	Seriennah	Ab 2017 Markteinführung eines Nachfolgemodells (GLC-Klasse) geplant
Toyota	FCHV-adv	Groß	Seriennah	
Honda	FCX Clarity	Mittel	Flottentest	
Ford	Explorer FCV	Groß	Flottentest	
Ford	Focus FC	Mittel	Flottentest	
VW	Passat HyMotion Tiguan	Mittel Mittel	Flottentest	
Audi	A7 Sportback h-tron quattro	Mittel	Flottentest	
BMW	5er GT	Groß	Flottentest	

Tabelle 2: Auszug aktueller brennstoffzellenbetriebener Pkw (Quellen: eigene Datenbank, CEP).

aufgrund der hohen Fahrleistungen insgesamt höhere CO₂-Reduktionen erwartet (McKinsey 2010).

Lösungen für technische Herausforderungen wie z. B. die BZ-Systemintegration in das Fahrzeug, die Verbesserung der Systemdynamik und der Kaltstartfähigkeit werden seit einigen Jahren stetig weiterentwickelt und implementiert (Mohr dieck et al. 2014). Weitere Handlungsfelder in der Brennstoffzellentechnologie bestehen z. B. in der Optimierung des Systemwirkungsgrades, der Lebensdauererhöhung und der Kostenminimierung. Darüber hin-

aus gilt es, eine zuverlässige und hinreichende Wasserstoffversorgung sicherzustellen (ebd.).

Der koreanische Hersteller Hyundai startete im Jahr 2013 mit einer Kleinserie den Verkauf des brennstoffzellenbetriebenen Modells ix35 FCEV und bekräftigte das Produktionsziel von insgesamt 1.000 Fahrzeugen bis zum Jahr 2015 (Hyundai 2014). Derzeit beträgt der Listenpreis in Deutschland 65.450 € (Hyundai 2015). Darüber hinaus wird bei Hyundai von einer Steigerung der Stückzahlen ausgegangen, sofern die Kunden von der Alltagstauglichkeit der

Kapitel 3

Technik überzeugt sind und eine ausreichende Anzahl an Tankstellen vorhanden ist (WELT 2013). In diesem Fall werden laut Aussagen von Hyundai 10.000 Einheiten pro Jahr weltweit als realistisch angesehen (WELT 2013, Schiller, Friedrich 2014). Für 2018 plant Hyundai die Einführung eines Nachfolgefahrzeuges mit Brennstoffzellenantrieb für den ix35 FCEV, basierend auf dem Modell Tucson (Motoring 2015).

Seit Ende 2014 ist das von Toyota entwickelte Brennstoffzellenhybridfahrzeug mit dem Namen „Mirai“ in Japan verfügbar (Toyota 2015). Die angekündigte Jahresproduktion wird kontinuierlich gesteigert, wenn auch auf niedrigem Niveau, und soll im Jahr 2017 3.000 Fahrzeuge umfassen (Solberg 2015). Für 2020 peilt Toyota eine Jahresproduktion von 30.000 Fahrzeugen an (Süddeutsche 2015). Seit September 2015 wird das Fahrzeug für 78.540 € (bzw. über Leasing) mit ca. 40 Einheiten pro Jahr auch in Deutschland an ausgewählte Kunden ausgeliefert (Toyota 2015, WELT 2015b).

Honda kündigte die Markteinführung des brennstoffzellenbetriebenen Modells Clarity Fuel Cell in Japan für März 2016 an (Honda 2015). Geplant sind Presseberichten zufolge vorerst nur kleine Produktionszahlen von 200 Stück im Jahr 2016. Die primären Zielmärkte sind zunächst Japan und Kalifornien mit ihren günstigen Förderbedingungen für Brennstoffzellenfahrzeuge (FAZ 2015).

Nach gegenwärtigem Kenntnisstand plant die Daimler AG die Markteinführung eines Brennstoffzellenfahrzeugs auf Basis der GLC-Klasse im Jahr 2017 (Daimler 2013, Daimler 2015), das derzeit in einer Kooperation mit Nissan und Ford auf einem gemeinsamen Chassis entwickelt wird.

BMW verlautbarte, Brennstoffzellenkomponenten für Pkw bis 2020 serienreif entwickelt zu haben (Karius 2015), womit aber noch kein konkreter Termin für die Markteinführung eines BZ-Fahrzeugs verknüpft ist.

Stadtbusse

Seit den frühen 2000er Jahren wurden im Rahmen verschiedener Demonstrationsprojekte in der EU (z. B. CUTE, HyFleet:CUTE, CHIC, High V.LO-City) Brennstoffzellenhybridbusse (BZH-Busse) verschiedener Hersteller im Alltagsbetrieb getestet (Hua et al. 2014). Die damit verbundenen Ziele waren der Nachweis der Alltags-

tauglichkeit sowie die Entwicklung von Ansätzen zur Verbesserung der Lebensdauer von Brennstoffzellen und der Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellenbussen. In diesem Feld aktiv waren und sind mehrere Bushersteller im Verbund mit Herstellern von Brennstoffzellensystemen, Wasserstofftanks, Traktionsbatterien, elektrischen Antriebssystemen sowie Integratoren (vgl. Abbildung 5). Derzeit werden BZH-Busse von sechs Busherstellern (Daimler, Solaris, Van Hool, VDL, Rampini, Wrightbus) in mehreren europäischen Städten getestet. Zur Versorgung der BZH-Busse mit Treibstoff wurden zudem Wasserstofftankstellen errichtet.



Abbildung 5: Brennstoffzellenhybridbusse der aktuellen Generation. Oben: Solaris Urbino 18,75 Electric. Unten: Daimler Citaro FuelCELL-Hybrid. (© CEP; Quellen: Hamburger Hochbahn AG, Stuttgarter Straßenbahnen AG.)

Im Verlauf der letzten Jahre konnten umfangreiche Erfahrungen von Betreibern mit Wasserstoffbussen im täglichen Fahrplanbetrieb gesammelt werden. Die Busse der ersten Generation

verfügten noch nicht über eine Bremsenergie-Rekuperationsmöglichkeit. Seit etwa 2009 werden verschiedene Hybridisierungsvarianten und auch Range-Extender-Konzepte (Batteriebus mit Brennstoffzelle als Range Extender) getestet.

Gleichwohl sind heute (Stand 2015) in Europa nur etwa 60 BZH-Busse im Einsatz, davon 16 in Deutschland (siehe Abbildung 6). Der Einsatz von weiteren 21 neu entwickelten BZH-Bussen des Herstellers Van Hool ist ab 2016/2017 EU-weit im Rahmen des Projektes 3Emotion geplant.

BZH-Busse konnten sich bisher nicht über den Status von Demonstratorfahrzeugen hinaus entwickeln. Damit die Brennstoffzelle im öffentlichen Straßenpersonennahverkehr die Schwelle zur Kommerzialisierung erreichen und breiten Einsatz finden kann, müssen noch Verbesserungen der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und der Lebensdauer des Antriebssystems erzielt und Konzepte für die Versorgung von großen Busflotten mit Wasserstoff erarbeitet werden. Zudem sind derzeit die Kosten der Busse über die Lebensdauer betrachtet noch nicht konkurrenzfähig im Vergleich zu Diesel- und Dieselhybridbussen, auch wenn in den nächsten Jahren deutliche Kostensenkungen erwartet werden (McKinsey 2012).

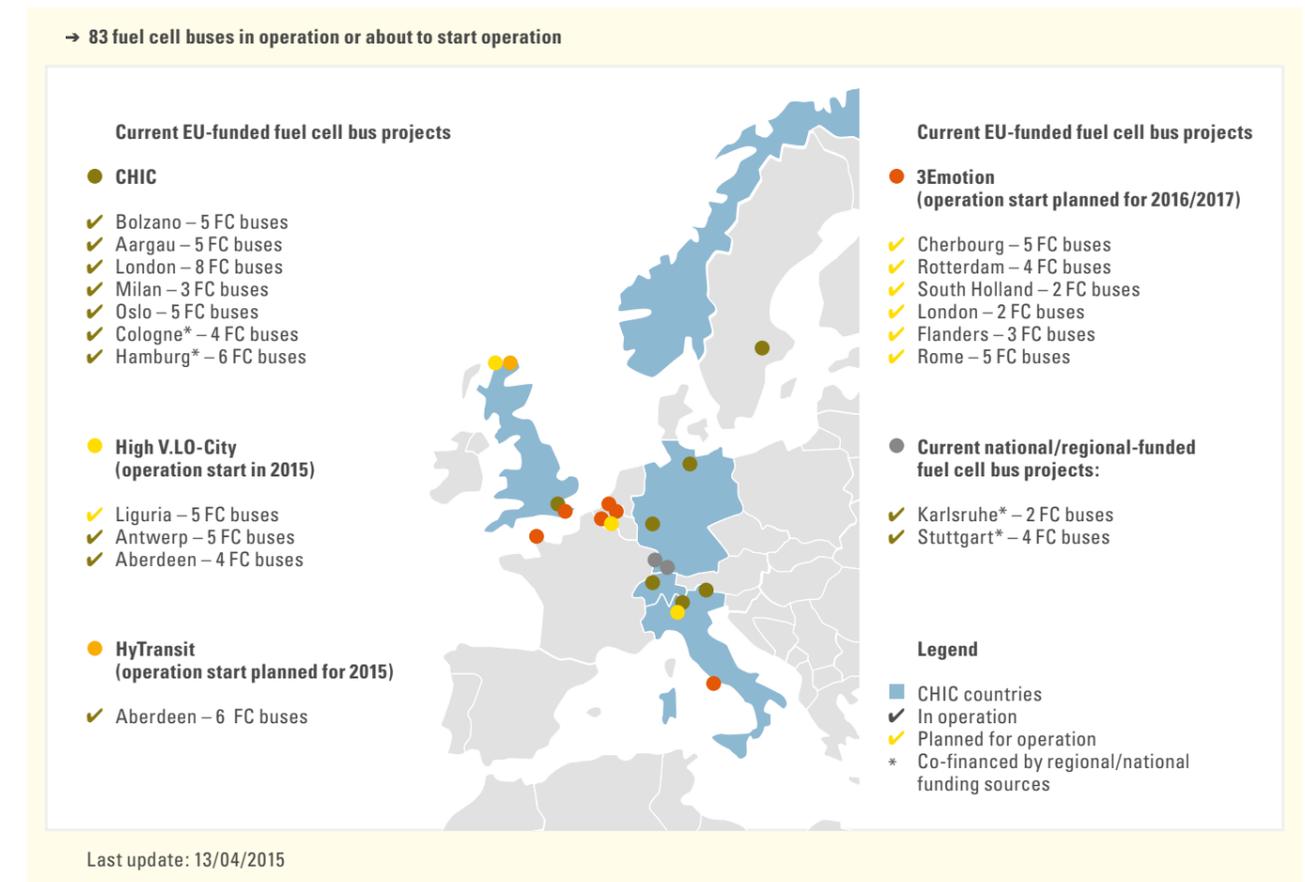


Abbildung 6: In Europa im Jahr 2015 eingesetzte Brennstoffzellenhybridbusse (FCH JU 2015).

Kapitel 3

Der Fahrzeughersteller Daimler (EvoBus) sieht derzeit Batterie- und BZH-Busse als noch nicht großserienreif an, hat jedoch angekündigt, bis 2020 weiterentwickelte BZH- und Batteriebusse kostengünstiger in Serie produzieren zu wollen (HAN 2015). Konkrete Informationen zu Stückzahlplänen und Preisen wurden von den Herstellern bisher noch nicht verlautbart. Bei den neuen Fahrzeugen werden auch neue Hybridisierungs- und Range-Extender-Varianten eine Rolle spielen, um individuelle Anforderungen an den Einsatz abdecken zu können (HySOL 2014).

Seitens der relevanten Interessengruppen wird angestrebt, die Stufe der Kommerzialisierung mittelfristig zu erreichen. Dies

bedeutet den Übergang vom Demonstrationscharakter hin zu preissenkenden größeren Stückzahlen zu gestalten. Dafür haben, unter dem Dach der öffentlich-privaten Fachagentur Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), die Bushersteller EvoBus (Daimler), Van Hool, Solaris, VDL und MAN in einer Absichtserklärung Ende 2014 angekündigt, zwischen 2017 und 2020 insgesamt 500–1.000 BZH-Busse in den Markt zu bringen (FCH JU 2014). Auf der Nachfrageseite haben die nationalen Brennstoffzellenkoordinatoren von fünf europäischen Ländern im Juni 2015 ihr konkretes Interesse signalisiert, in etwa 30 europäischen Städten insgesamt zunächst etwa 400–600 BZH-Busse einzusetzen (CHIC 2015, FCH JU 2015).

Hersteller	Modellbezeichnung	Antriebskonzept	BZ-Lieferant	Fahrzeulänge (m)	Leistung BZ (kW)	H ₂ -Kapazität (kg)	Batterie-/DSK-Kapazität (kWh)	Einsatzgebiete	seit
Daimler (EvoBus)	Citaro Fuel CELL-Hybrid	FCHEV mit BAT	AFCC	12	120	35	27	Hamburg, Stuttgart, Karlsruhe	2009
Rampini	HyPM16	REEV mit BAT	Hydrogenics	7,7	16	4,8	90	-	2009
Solaris	Solaris Urbino 18,75 electric	Plug-in-FCHEV/REEV mit BAT	Ballard	18,75	101	45	120	Hamburg	2014
Van Hool	A330 fuel cell	FCHEV mit BAT	Ballard HD6	13,2	170	38,5	18	Köln	2012
VDL	Phileas BZ-Hybridbus	FCHEV mit BAT	Ballard	18,49	150	36,4	26	Köln	2011
WrightBus/VDL	Hydrogen Fuel Cell Bus	FCHEV mit DSK	Ballard HD6	12	75	Nicht bekannt	1	London	2011

Tabelle 3: Stadtbusse mit Brennstoffzellenantrieb (Kleinserien/Testbetrieb). Anmerkungen: In der Tabelle sind in Europa getestete Brennstoffzellenbusse aufgeführt. BAT: Batterie, DSK: Doppelschichtkondensator, REEV: Range Extended Electric Vehicle, FCHEV: Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle. (Quellen: Herstellerangaben, www.netinform.de, eigene Datenbank.)

Millionenstädte wie Hamburg, London und Amsterdam haben angekündigt, ab den 2020er Jahren nur noch lokal emissionsfreie Antriebsquellen im städtischen Busverkehr einzusetzen.¹ Damit zeichnet sich ein Trend ab, der mittelfristig mutmaßlich von weiteren Städten, auch in Baden-Württemberg, aufgegriffen werden könnte. So will der Aufgabenträger Nahverkehr Hohenlohekreis in Künzelsau sämtliche eingesetzten Busse bis 2026 komplett auf elektrischen Betrieb umgestellt haben (SWP 2015). Tendenziell scheinen bei kommunalen Beschaffungen von lokal emissionsfreien Antriebsvarianten im Moment mehrheitlich Batteriebusse Berücksichtigung zu finden. Die Entscheidung regionaler und kommunaler Betreiber von Bussen für alternative Antriebstechnologien setzt in der Regel erhebliche finanzielle Förderprogramme der öffentlichen Hand voraus. Als Brückentechnologie zu rein elektrischen Antrieben werden derzeit verstärkt Dieselhybridbusse im Flotteneinsatz getestet. Laut Kraftfahrtbundesamt (KBA 2014b) waren per 1. Januar 2014 in Deutschland 99 Elektrobusse, 244 Hybridbusse und 37 „sonstige“ Busse, zu denen auch Brennstoffzellenantriebe gezählt werden dürften (eine konkrete Ausweisung durch das KBA erfolgt nicht), zugelassen. Die Beschaffungen der derzeit gegenüber konventionellen Dieselbussen noch teureren alternativen Antriebe werden in der Regel durch Mittel des Bundes oder der Länder finanziell gefördert.

Als lokal schadstofffreie Alternativen zu Brennstoffzellenhybridbussen sind Oberleitungsbusse (Trolleybusse) sowie batterieelektrisch betriebene Busse denkbar. Der Oberleitungsbus ist eine seit Jahrzehnten erprobte und etablierte Technologie. Seine Nachteile liegen jedoch in den hohen erforderlichen Aufwendungen für Errichtung und Wartung des Oberleitungsnetzes und der elektrischen Energietechnik sowie in der Einschränkung der betrieblichen Flexibilität und der visuellen Beeinträchtigung des Stadtraumes. Ein weiterer systemischer Nachteil aus Sicht der Netzdienlichkeit im Stromnetz ist, dass Oberleitungsbusse keine Energie speichern können und daher in einem von erneuerbar hergestelltem Strom dominierten Energiesystem zusätzliche stationäre Energiespeicher (z. B. große Batterien) benötigen.

Batteriebusse wiederum haben den Nachteil der systembedingt hohen Masse der Traktionsenergiespeicher (hohe Kosten und Einschränkung der Fahrgastkapazität) für den Fall, dass eine tägliche Fahrleistung von 250–300 km ohne Zwischenladen erreicht

werden soll. Deshalb werden Konzepte mit Batteriezwischenladung an Wendepunkten und Haltestellen erprobt, um die Batteriegröße zu reduzieren, was jedoch den Aufbau einer entsprechenden Ladeinfrastruktur erfordert.

Brennstoffzellenbusse können in Bezug auf die Reichweite ähnlich flexibel wie Dieselbusse disponiert werden. Ein Tagesbetrieb ohne Zwischentanken ist möglich. Allerdings ist der Aufbau einer Wasserstoffversorgung in den Betriebshöfen notwendig, insbesondere wenn eine größere Flotte versorgt werden soll.

In der Konsequenz zeichnet sich derzeit ab, dass in den nächsten Jahren sämtliche lokal emissionsfreien Buskonzepte (Trolley-, Batterie- und BZH-Busse) gleichermaßen als Alternative am Markt operieren werden. Je nach Einsatzzweck, Strecke und Möglichkeiten zur Integration von Ladepunkten an End- oder an Zwischenhaltestellen muss deshalb individuell das jeweils am besten passende System zum Einsatz kommen.

Lastkraftwagen

Derzeit existieren lediglich vereinzelte Erprobungsträger von Nutzfahrzeugen mit Wasserstoffbrennstoffzellenantrieb. Überwiegend wurden diese Fahrzeuge, neben Nischeneinsätzen in Sonderanwendungen wie z. B. der Flughafenlogistik, in kommunalen Flotten oder im Wirtschaftsverkehr erprobt. Darüber hinaus ist als eine erste Entwicklungstendenz erkennbar, dass bei höheren zulässigen Gesamtgewichten die Systemintegration der Brennstoffzellentechnologie als ein modulares Range-Extender-Modul zur Reichweitenverlängerung auf Basis batterieelektrischer Fahrzeuge erfolgt. Konkrete Ankündigungen von Herstellern, seriennahe Brennstoffzellenfahrzeuge anbieten zu wollen, sind derzeit weder für leichte noch für schwere Nutzfahrzeuge bekannt. Tabelle 4 stellt eine Übersicht von Nutzfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb dar.

¹ Hamburg etwa hat sich zum Ziel gesetzt, ab 2020 ausschließlich lokal emissionsfreie Busse neu zu beschaffen (<http://www.olafscholz.hamburg/main/pages/index/p/5/2520/year/2014/page/3>), Amsterdam will bis 2025 alle Dieselbusse durch Elektrobusse ersetzen (<http://green.wiwo.de/diesel-ade-ab-2025-fahren-alle-busse-in-amsterdam-mit-strom/>). Die Bonner Verkehrsbetriebe wollen bis 2030 die gesamte Busflotte auf elektrischen Betrieb umgestellt haben (<http://www.swb-busundbahn.de/unternehmen/projekte-der-swb-bus-und-bahn/elektromobilitaet-fuer-bonn.html>). Es bleibt offen, inwiefern diese Ankündigungen letztlich tatsächlich umgesetzt werden können.

Kapitel 3

Hersteller bzw. Umbaufirma	Bezeichnung	Fahrzeugklasse	Antriebskonzept	Anwendungsfeld	Status
HIT	EMF Citylog	N1 (LNF)	FCEV	Wirtschaftsverkehr	Prototyp/Demonstrator
Proton Motors	Empa Bucher CityCat H ₂	N1 (LNF)	FCHEV	Kommunale Flotte	Prototyp/Demonstrator
ECN	HydroGEM	N1 (LNF)	FCHEV	Wirtschaftsverkehr	Prototyp/Demonstrator
Symbio Fuel Cell	Renault Kangoo FC	N1 (LNF)	REEV	Wirtschaftsverkehr	Flottentest
Mulag	Comet 3 FC	N2 (SNF)	FCHEV	Flughafenlogistik	seriennah
Symbio Fuel Cell	Renault Maxity FC	N2 (SNF)	REEV	Wirtschaftsverkehr	Flottentest
Proton Motors	Smith Newton FC	N2 (SNF)	REEV	Wirtschaftsverkehr	Flottentest
Hytruck	C8HE	N2 (SNF)	FCHEV	Wirtschaftsverkehr	Prototyp/Demonstrator
E-Truck Europe	E-Truck Cure	N3 (SNF)	REEV	Kommunale Flotte	Prototyp/Demonstrator

Tabelle 4: Übersicht von Nutzfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb. (Quellen: eigene Datenbank).

Schienefahrzeuge

Bisher gibt es keine in Deutschland zugelassenen Brennstoffzellenschienenfahrzeuge. In den USA, Japan, China und Frankreich wurden vereinzelt Forschungsfahrzeuge mit Brennstoffzellen ausgerüstet (Hoffrichter 2013), die aber in der Regel nie über die reine Demonstrationsphase hinaus kamen und den Stand von Serienfahrzeugen nicht erreicht haben. In Südafrika sind schienengebundene kleine Minenlokomotiven mit Brennstoffzellen im Einsatz. In China werden seit Anfang 2015 brennstoffzellenbetriebene Straßenbahnen getestet (RG 2015). Acht Brennstoffzellentranss sollen ab 2017 in der Stadt Foshan planmäßig eingesetzt werden (Ballard 2015). In Großbritannien wird derzeit im Rahmen einer von RSSB (Railway Safety and Standards Board) und Network Rail finanzierten Studie der Einsatz von Brennstoffzellen unter-

sucht. Dafür soll auch ein Prototyp aufgebaut werden. Im Bereich des Schienenpersonennahverkehrs (SPNV) sind die Aktivitäten des Schienenfahrzeugherstellers Alstom Transport zu nennen, der im Rahmen eines vom BMVI und der NOW geförderten Forschungsprojektes mit Unterstützung der DLR derzeit einen brennstoffzellenbetriebenen Hybridtriebzug entwickelt (ALSTOM 2015a). Auf Basis des dieselbetriebenen Nahverkehrstriebzuges Coradia LINT 54 sollen zwei mit Brennstoffzellen, Batterien und Wasserstofftanks ausgerüstete Prototypen ab 2016 die Validierungs- und Zulassungsphase durchlaufen. Diese sollen anschließend zur Personenbeförderung im Linienbetrieb probeweise eingesetzt werden. Ab 2020/21 sollen die Fahrzeuge im regulären Fahrplanverkehr deutschlandweit in zweistelligen Stückzahlen zum Einsatz kommen (ALSTOM 2015a).



Abbildung 7: Designbild des Coradia LINT 54, Basis für den zukünftigen brennstoffzellenbetriebenen Hybridtriebzug (Copyright: Alstom).

Bundesweit wurden bisher Absichtserklärungen über die Beschaffung von 50–60 Zügen seitens der von den Bundesländern bestellten Aufgabenträger unterzeichnet (ALSTOM 2015a). Neben Baden-Württemberg haben auch die Bundesländer Hessen, Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen Interesse bekundet, zukünftig Brennstoffzellenzüge einzusetzen (MVI 2014).

3.1.3 SPEZIFISCHER WASSERSTOFFVERBRAUCH UND FAHRLEISTUNGEN

Grundlage für die Wasserstoffmengenabschätzung im Verkehr sind spezifische Verbräuche und Aktivitätsdaten (jährliche Fahrleistungen). Nachfolgend werden die in dieser Studie zugrunde gelegten Annahmen erläutert.

Personenkraftwagen

Der Einsatz der Brennstoffzelle ist insbesondere in Pkw sinnvoll, die auf mittleren und längeren Strecken eingesetzt werden, während sich für den stadtnahen Einsatz Batteriefahrzeuge gut eignen. Dies spiegelt sich derzeit darin wider, dass die seriennahen und die im Flottentest befindlichen Brennstoffzellenfahrzeuge ausschließlich den mittleren und großen Fahrzeugsegmenten zuzuordnen sind (siehe hierzu Tabelle 2). Deshalb entsprechen die folgenden spezifischen Verbrauchs- und Fahrleistungsdaten dem Mittelwert von Referenzfahrzeugen des mittleren und großen Segments. Der angegebene Pkw-Verbrauch wurde auf Basis von Längsdynamiksimulationen ermittelt. Hieraus ergab sich für das

Hersteller	Fahrzeugbezeichnung	Einsatzfeld	Leistung BZ (kW)	H ₂ -Kapazität (kg)	Jahr	Status
Vehicle Projects/ BNSF (USA)	Switcher Locomotive	Rangierdienst	250	63,5	seit 2006	Prototyp
JR East (JAP)	NE Train Fuel Cell	SPNV	130	10	2005–2007	Prototyp
RTRI (JAP)	Fuel Cell Railcar	SPNV	100	18	2001–2008	Prototyp
SNCF (F)	BB 63000 fuel cell	Rangierdienst	Nicht bekannt	Nicht bekannt	2009	Prototyp
CRRC (CHN)	Hydrogen Tram	Tram	200	Nicht bekannt	2014	Unklar, ggf. Kleinserie im Testbetrieb
Southwest Jiaotong University (CHN)	PEMFC locomotive	Rangierdienst	150	23	2012	Prototyp
Alstom Transport	Coradia LINT 54 (mit Brennstoffzelle)	SPNV	300–500*	>150*	2020	In Entwicklung, Serie geplant

Tabelle 5: Schienenfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb: bekannte Erprobungsträger und Fahrzeuge im Testbetrieb weltweit sowie Triebzug in Entwicklung (Alstom). * Auf Grundlage von (ALSTOM 2015a). (Quellen: eigene Datenbank).

Kapitel 3

Jahr 2015 ein gemittelter Verbrauch in Höhe von ca. 1,3 kg_{H2}/100 km. Die zugrunde gelegte Jahresfahrleistung von 15.000 km entspricht dem Mittelwert der durchschnittlichen Jahresfahrleistungen gemäß der Verkehrsdatenerhebung „Mobilität in Deutschland (MID)“ (DLR & Infas 2008). Dabei wurden ebenfalls ausschließlich die Aktivitätsdaten von Fahrzeugen des mittleren und großen Segments berücksichtigt.

Busse

In dieser Untersuchung werden Busse einbezogen, die im Linienverkehr eingesetzt werden. Dazu gehören Minibusse (auf Basis der Sprinter-Klasse, üblicherweise <7 t zGG²), Midibusse (8–10 m Fahrzeuglänge, 7–14 t zGG), Solobusse (12 m Fahrzeuglänge, 14–22 t zGG) und Gelenkbusse (>18 m Fahrzeuglänge) sowie dreiachsige Busse mit einem zulässigen Gesamtgewicht von mehr als 22 t.

Der angesetzte spezifische Wasserstoffverbrauch der in Baden-Württemberg mit 63 % Bestandsanteil dominierenden Solobusse orientiert sich an den im Rahmen des CHIC-Projekts (10,4 kg_{H2}/100 km gemäß (CHIC 2014)) angegebenen Werten und den in Hamburg beim Betrieb gemessenen Wasserstoffverbräuchen (9 kg_{H2}/100 km gemäß (HySOL 2014)) unter Annahme eines leichten Rückgangs des Verbrauchs bis 2030. Die spezifischen Verbräuche der anderen Busgrößen wurden anhand von Korrekturfaktoren nach (ITP 2006) abgeschätzt. Der tatsächliche Verbrauch kann dabei je nach topografischem Profil, Geschwindigkeiten, Haltestellenabständen und Besetzungsgraden in einer recht hohen Bandbreite variieren.

Lastkraftwagen

Nutzfahrzeuge lassen sich nach der Klassifizierung der europäischen Richtlinie 2007/46/EG entsprechend ihrem zulässigen Gesamtgewicht (zGG) den Fahrzeugklassen N1 (≤3,5 t zGG), N2 (>3,5 t bis 12 t zGG) und N3 (>12 t zGG) zuordnen. Leichte Nutzfahrzeuge entsprechen der Fahrzeugklasse N1, die Fahrzeugklassen N2 und N3 werden den schweren Nutzfahrzeugen zugerechnet. Die in dieser Studie angesetzten Lkw-Verbräuche der Fahrzeugklassen N1 und N2 basieren auf Längsdynamiksimulationen für den urbanen Anteil des CADC (Common Artemis Driving Cycle) sowie des WHVC (World Harmonized Vehicle Cycle). Weiterhin wurde eine Auslastung von 48 % (Durchschnittsgut) unter Berücksichtigung des Leerfahrtenanteils zugrunde gelegt.

Für leichte Nutzfahrzeuge ergibt sich für das Jahr 2015 ein simulierter Verbrauch in Höhe von ca. 2,5 kg_{H2}/100 km. Die jährliche Fahrleistung von ca. 21.500 km entspricht dem im Rahmen der Mobilitätsstudie „Kraftverkehr in Deutschland“ (Wermuth et al. 2012) erhobenen statistischen Wert.

Die Verbrauchsangabe der Fahrzeugklasse N2 entspricht dem Mittelwert von Fahrzeugen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 7,5 t bzw. 12 t. Für das Jahr 2015 ergibt dies einen Verbrauch in Höhe von ca. 4,5 kg_{H2}/100 km. Die jährliche Fahrleistung von ca. 40.000 km basiert auf der Fahrleistungserhebung des Kraftfahrtbundesamtes (KBA 2015). Bei der Simulation zur Bestimmung der Verbräuche von Fahrzeugen der Klasse N3 wurde schwerpunktmäßig der regionale WHVC berücksichtigt. Der angegebene Verbrauch in Höhe von ca. 11,2 kg_{H2}/100 km entspricht dabei dem Mittelwert der Fahrzeuge mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 26 t bzw. 40 t. Die jährliche Fahrleistung beträgt 60.000 km unter der Annahme eines überwiegend regionalen Einsatzes (Hill et al. 2011).

Triebzüge

Für den Verbrauch eines 54 m langen Triebzuges werden 33 kg_{H2}/100 km angesetzt. Dieser Wert orientiert sich am geschätzten Verbrauch (ALSTOM 2015a) des zukünftigen 54 m langen BZH-Triebzuges von Alstom und an eigenen Simulationsrechnungen (Pagenkopf, Kaimer 2014). Für die 25 m und 41 m langen Triebwagen bzw. -züge wird ein massebedingter Verbrauchskorrekturfaktor gemäß (IFEU 2003) eingerechnet.³

Verbrauchsverbesserungen

Für alle Fahrzeugklassen wird ein moderater Rückgang des spezifischen Verbrauchs über der Zeit angenommen, der auf den folgenden Annahmen fußt:

- Wirkungsgradverbesserung des Brennstoffzellensystems und optimierte Hybridisierungsstrategien
- Entwicklung neuartiger hybridisierter Antriebskonzepte, u. a. auch von Range-Extender-Brennstoffzellenfahrzeugen mit externer Batterielademöglichkeit
- Anwendung von Leichtbaustrategien

- Einsatz von Fahrerassistenzsystemen z. B. zum energieeffizienten Fahren
- optimierte Logistikkonzepte bzw. Reduzierung von Leerfahrten

Den verbrauchsreduzierenden Maßnahmen entgegen wirken jedoch gewichts- und damit verbrauchssteigernde Aspekte, u. a.:

- Massezunahme, z. B. durch verschärfte Craschanforderungen, Komfort- und Assistenzsysteme
- Trend zur Steigerung der durchschnittlich installierten Antriebsleistung

Die genannten Punkte gelten für alle Straßen- und Schienenfahrzeuge in ähnlicher Form, jedoch mit individuellen Unterschieden, die im Rahmen dieser Analyse nicht weiter analysiert werden. Es wird davon ausgegangen, dass die verbrauchsreduzierenden Effekte überwiegen werden und somit in Summe eine moderate Verbrauchsreduktion bis 2030 resultieren wird.

Tabelle 6 veranschaulicht die für die Berechnung des Wasserstoffbedarfs zugrunde gelegten fahrzeugspezifischen Daten, d. h. spezifischer Fahrzeugverbrauch je gefahrenen Kilometer und durchschnittliche Jahreslaufleistung je Fahrzeug für die Eckjahre 2020 und 2030.

Verkehrsträger	Segment	Spezifischer Energieverbrauch TTW* (kg _{H2} /100 km)			Durchschnittliche jährliche Fahrleistung (km/a)
		2015	2020	2030	
Pkw	Mittleres und großes Segment	1,3	1,2	1,1	15.000
	N1 (≤3,5 t zGG)	2,5	2,3	2,2	21.500
Lkw	N2 (>3,5 t–12 t zGG)	4,5	4,2	4,0	40.000
	N3 (>12 t zGG)	11,2	10,5	9,8	60.000
Bus	Minibus (<7 t zGG)	3,0	2,9	2,7	50.000
	Midibus (7–14 t zGG)	6,8	6,5	6,0	50.000
	Solobus (14–22 t zGG)	9,0	8,6	8,0	50.000
	Gelenkbus (>22 t zGG)	12,4	11,9	11,0	50.000
Zug	Triebwagen (25 m)		21,7	20,7	120.000
	Triebzug (41 m)		27,5	26,1	120.000
	Triebzug (54 m)		33,2	31,6	200.000

Tabelle 6: Angesetzte spezifische Verbräuche und Jahresfahrleistungen der Bestandsflotte. *TTW = Tank to Wheel.

² Zulässiges Gesamtgewicht.

³ Für den 25 m-Zug ergeben sich 22 kg_{H2}/100 km, für den 41 m-Zug 27 kg_{H2}/100 km.

Die Verbräuche sind stark vom Fahrprofil, von den topographischen Gegebenheiten und dem Bremsenergie-Rekuperationspotenzial abhängig.

Kapitel 3

3.1.4 ABSCHÄTZUNGEN ZUR ENTWICKLUNG DES BRENNSTOFFZELLENFAHRZEUGBESTANDES UND DES ENTSPRECHENDEN WASSERSTOFFBEDARFS IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Die größte Unbekannte in einem Szenario des gesamten verkehrsbedingten Wasserstoffverbrauchs ist die Entwicklung des zukünftigen Brennstoffzellenfahrzeugbestands. Dieser ist von vielen Faktoren abhängig. Einige davon sind direkt beeinflussbar (z. B. Angebotspolitik der Fahrzeughersteller, Subventionierungsmaßnahmen oder die Anzahl von Wasserstofftankstellen), andere nur indirekt steuerbar oder auch gänzlich exogen (z. B. Rohölpreis, Zahlungsbereitschaft oder Nutzerakzeptanz). Da der Verlauf der zukünftigen Industrie- bzw. Politikentscheidungen sowie des Nutzerverhaltens nicht vorhersagbar ist, werden für die Bestandsabschätzung zwei denkbare Pfade der Entwicklung bezüglich der Aspekte

- Kundenakzeptanz und Modellangebot,
- politisch-regulatorischer Rahmen,
- Kosten- und TCO-Entwicklung,
- Tankstelleninfrastruktur und
- Technologiewettbewerb

beschrieben. Der erste Pfad beschreibt ein konservatives Szenario. Der zweite, ambitionierte Pfad skizziert ein Szenario, bei dem zukünftig für die Nutzung von Brennstoffzellen im Verkehrssektor sehr förderliche Rahmenbedingungen und Entwicklungen unterstellt werden. Im Folgenden werden die für die untersuchten Straßen- und Schienenfahrzeuge jeweils formulierten Randbedingungen und die abgeleiteten Fahrzeugbestandszahlen beschrieben.

Personenkraftwagen

Der motorisierte Individualverkehr ist gekennzeichnet durch eine stark variierende Streckenwahl und damit auch eine große Bandbreite an täglichen Streckenlängen. Für den Erfolg der Brennstoffzellentechnologie würde dies eine hinreichende Infrastrukturabdeckung in Form von Wasserstofftankstellen erfordern. Was als hinreichend betrachtet werden kann, ist von individuellen Sichtweisen, Ansprüchen und persönlichen Präferenzen abhängig und nicht eindeutig definierbar.⁴ Im Rahmen dieser Stu-

die wird unter einer hinreichend flächendeckenden Tankstelleninfrastruktur verstanden, dass die Mehrzahl der Fahrzeugnutzer keine grundlegenden Einschränkungen im Vergleich zu ihren bisherigen Betankungsgewohnheiten mit Verbrennungsfahrzeugen erfahren muss.

Die folgenden Pkw-Bestandsabschätzungen basieren auf bestehenden Szenario-Ergebnissen (VECTOR21-Studien des DLR) und den daraus gewonnenen Erkenntnissen. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden keine Modellsimulationen durchgeführt.

In der **konservativen Abschätzung** wird angenommen, dass die Kundenakzeptanz nur moderat ansteigt. Diese steht in Wechselwirkung zu einer nur schleppend verlaufenden Diversifizierung des verfügbaren Brennstoffzellenfahrzeugangebots und einem moderaten Ausbau des Wasserstofftankstellennetzes. Bezüglich der betrachteten Eckjahre wird somit davon ausgegangen, dass keine hinreichend flächendeckende Infrastrukturabdeckung vorhanden ist.

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass Hersteller von Brennstoffzellenfahrzeugen auch bis 2030 noch mit hohen Fahrzeugkosten zu kämpfen haben werden, was die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Antriebskonzepten stark einschränkt. Demnach sind weder attraktive Kaufpreise noch wettbewerbsfähige laufende Kosten gegeben. Letzteres wird vor allem durch den Wasserstoffpreis bestimmt, der derzeit bundeseinheitlich an deutschen Tankstellen 9,50 €/kg_{H₂} beträgt (Toyota 2015a).

Weitere und die soeben beschriebenen Annahmen sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Die damit skizzierte Situation kann als vergleichbar zur bisherigen Entwicklung der rein batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV) gesehen werden. Unter Berücksichtigung des derzeitigen BEV-Bestands von ca. 20.000 Fahrzeugen in Deutschland, der Neuzulassungsentwicklung im Zeitraum von 2003 bis 2015 und der Annahme, dass alle neu zugelassenen Fahrzeuge noch im Bestand sind, werden in diesem Zeitraum im Mittel 1.700 Fahrzeuge pro Jahr neu zugelassen. Aufgrund eines nichtlinearen Markthochlaufs werden die Bestandszahlen an BZ-Pkw zum Jahr 2020 mit 200 Fahrzeugen (H₂-Bedarf: 35.400 kg) und zum Jahr 2030 mit 3.500 Fahrzeugen (H₂-Bedarf: 579.600 kg) abgeschätzt (siehe hierzu auch Tabelle 7).

Für die **ambitionierte Abschätzung** wird angenommen, dass eine deutliche politische Unterstützung des Energieträgers Wasserstoff und von Brennstoffzellenfahrzeugen z. B. in Analogie zur Förderung von Elektrofahrzeugen im Rahmen der „Nationalen Plattform Elektromobilität“ (NPE) erfolgen wird. Denkbar wäre z. B. eine weitere Absenkung der derzeit für 2020/21 gesetzten CO₂-Zielwerte in der EU bis zum Jahr 2030. Daneben könnten ergänzend zu der im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) fließenden Forschungs- und Entwicklungsförderung klare Ziele hinsichtlich der politisch angestrebten Marktentwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen vereinbart werden. Zu den Annahmen dieses Szenarios gehört, dass dies die öffentliche Wahrnehmung und eventuell die Kundenakzeptanz steigern würde.⁵ Darüber hinaus würde dies bei den Herstellern für Planungssicherheit sorgen, was zu einer Zunahme der Modellvielfalt und einer hohen Kostendegression der Brennstoffzellentechnolo-

gie führen könnte. Gemäß der Studie „Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context“ (JRC 2011) sind für ein wettbewerbsfähiges Niveau der Brennstoffzellentechnologie Stückzahlen von mindestens 50.000 Brennstoffzellensystemen pro Jahr und Hersteller bzw. Herstellerverbund erforderlich. Ebenfalls entscheidend für den Erfolg von Brennstoffzellenfahrzeugen sind der Aufbau der Tankstelleninfrastruktur und die Höhe des Wasserstoffpreises an der Tankstelle. In Anlehnung an eine DLR-Studie für den Mineralölwirtschaftsverband (Brokate et al. 2013), in der im Wasserstoffszenario ebenfalls sehr brennstoffzellenförderliche Randbedingungen zugrunde gelegt wurden, wird der Bestand in Baden-Württemberg zum Jahr 2030 mit ca. 140.000 BZ-Fahrzeugen (H₂-Bedarf: ca. 23 Mio. kg) abgeschätzt.

Für das Jahr 2020 wird von einer geringeren Marktdurchdringung von BZ-Pkw gegenüber den eingangs diskutierten Quellen aus-

Aspekt	Konservative Rahmenbedingungen	Ambitionierte Rahmenbedingungen		
Akzeptanz und Modellangebot	<ul style="list-style-type: none"> • Moderate Entwicklung der Kundenakzeptanz bzgl. der Brennstoffzellentechnologie • Eingeschränkte Modellvielfalt • USA, Japan und evtl. China als Zielmärkte für Brennstoffzellenfahrzeuge 	<ul style="list-style-type: none"> • Steigerung der Kundenakzeptanz bzgl. der Brennstoffzellentechnologie • Zunahme der Modellvielfalt • DE neben USA, Japan und evtl. China als Zielmärkte für Brennstoffzellenfahrzeuge 		
Politischer/Rechtlicher Rahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Moderate Verschärfung der CO₂-Zielvorgaben bis 2030 	<ul style="list-style-type: none"> • Drastische Verschärfung der CO₂-Zielvorgaben bis 2030 • Deutliche politische Unterstützung von Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeugen • Erweiterte Aktionspläne aufgrund von EU-Emissionsübertretungen notw., Nullemissionszonen in Innenstädten ab Mitte der 2020er Jahre 		
Kostenentwicklung/TCO	<ul style="list-style-type: none"> • Nur geringe BZ-Kostendegression • Kein konkurrenzfähiger Wasserstoffpreis 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe BZ-Kostendegression (z. B. durch neue Technologien/Verfahren) • Konkurrenzfähiger Wasserstoffpreis 		
Tankstellenabdeckung	<ul style="list-style-type: none"> • Moderater Netzausbau, keine hinreichende Infrastrukturabdeckung in Form von H₂-Tankstellen 	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkter Netzausbau, hinreichende Infrastrukturabdeckung in Form von H₂-Tankstellen 		
Technologiewettbewerb	<ul style="list-style-type: none"> • Starke Konkurrenzsituation zwischen FCEV und PHEV bzw. REEV 			
	▼	▼		
	2020	2030	2020	2030
FCEV-Bestand(santeil) BW	200 (<0,01 %)	3.500 (0,06 %)	600 (0,01 %)	140.000 (2,31 %)
H ₂ -Bedarf BW	35.411 kg	579.574 kg	106.234 kg	23.182.954 kg

Tabelle 7: Szenariobeschreibung und Abschätzung des BZ-Pkw-Bestands sowie des Wasserstoffbedarfs.

⁴ So stellt sich selbst bei den derzeit ca. 900 Erdgastankstellen in Deutschland die Frage, ob dies „hinreichend“ flächendeckend ist. Benzin- und Dieseltankstellen gibt es ungefähr 14.000, öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen derzeit rund 20, entsprechend den Planungen der H₂Mobility-Initiative ca. 50 im Jahr 2016, ca. 100 im Jahr 2018 und 400 im Jahr 2023.

⁵ Die Presseerklärung von Bundesverkehrsminister Alexander Dobrindt am 13. Oktober 2015 war z. B. ein deutliches Indiz für eine Bestätigung der bundespolitischen Unterstützung der Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen in Deutschland: <https://fuelcellworks.com/news/filling-up-with-hydrogen-will-be-possible-germany-wide-in-future/>

Kapitel 3

gegangen. Für das Jahr 2030 liegt die getroffene Abschätzung im unteren Bereich der bekannten Ergebnisse (siehe Tabelle 1). Hintergrund sind die im Vergleich zu früheren Jahren eher zurückhaltenden BZ-Modellankündigungen von für den deutschen Markt wichtigen europäischen Herstellern und die teilweise zu beobachtende Tendenz einer Fokussierung auf rein batterieelektrische Pkw und Plug-in-Hybride.

Zur Ermittlung des prozentualen Anteils der Brennstoffzellenfahrzeuge am Pkw-Gesamtbestand in Baden-Württemberg wird der Pkw-Gesamtbestand im Jahr 2014 in Höhe von 6.070.405 Fahrzeugen herangezogen. Mit ca. 82 % dominieren die Pkw den Kraftfahrzeugbestand in Baden-Württemberg (SLA BW 2014a).

Die konservative und die ambitionierte Abschätzung zeigen zwei Extreme der möglichen Entwicklung und deren Konsequenzen für den BZ-Pkw-Bestand auf. Unter konservativen Rahmenbedingungen wird sich kein steiler Markthochlauf im Zeitraum von 2020 bis 2030 ergeben. Eine nennenswerte Anzahl an BZ-Pkw im Bestand ist nur dann zu erwarten, wenn eine deutliche Unterstützung von Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeugen hinsichtlich der in der Tabelle 7 betrachteten Aspekte erfolgt. Dies untermauern bestehende Szenario-Ergebnisse wie z. B. beschrieben in (Brokate et al. 2013). Brennstoffzellenfahrzeuge werden nur dann in nennenswerten Stückzahlen nachgefragt, wenn insbesondere die folgenden Aktionsfelder adressiert werden:

- weitere Verschärfung der CO₂-Zielwerte nach 2020/21 als Türöffner für alternative Antriebskonzepte
- deutliche Reduktion der Differenzkosten zu verbrennungsmotorisch betriebenen Alternativen, sodass alternative Antriebstechnologien wettbewerbsfähig werden
- Reduktion des Wasserstoffpreises an der Tankstelle
- verstärkter Netzausbau von Wasserstofftankstellen

Busse

Der Busbetrieb im Linienverkehr zeichnet sich durch ein festes und vorhersagbares Fahrplanprofil und damit weitgehend konstante tägliche Fahrleistungen aus. Linienbusse kehren in der Regel jeden Nachmittag bzw. Abend zurück auf den Betriebshof und werden üblicherweise an betriebseigenen Dieseltankstellen und nicht an Tankstellen im öffentlichen Raum betankt. Diese

Charakterisierung gilt auch für Brennstoffzellenbusse. Durch den limitierten Aktionsradius und die regelmäßige Rückkehr zum Heimatdepot sind Busse insofern nicht auf das Vorhandensein einer flächendeckenden Tankstelleninfrastruktur angewiesen. Der weitgehend konstante und planbare Regelbetrieb ermöglicht zudem einen systematischen Test des Brennstoffzellenantriebs im Hinblick auf beispielsweise die betriebliche Einbindung, Zuverlässigkeit, Schwachstellenanalyse, Temperaturverhalten und Kosten. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund wichtig, dass Linienbusse eine hohe Einsatzstundenzahl (12–16 Stunden pro Tag) und tägliche Laufleistungen von im Einzelfall über 250 km erreichen und das bei anspruchsvollen Betriebsbedingungen mit hohem Stop-and-go-Anteil. Dieselbusse im Liniennahverkehr werden üblicherweise um die zwölf Jahre bis zur Ausmusterung eingesetzt, erreichen also bis zu 70.000 Betriebsstunden. Insofern werden an die Dauerbelastbarkeit und Lebensdauer von Brennstoffzellen und Traktionsbatterien hohe Anforderungen gestellt.

Im Jahr 2014 waren in Baden-Württemberg 8.422 Busse zugelassen (KBA 2014a). Da eine Unterteilung des Bestands getrennt in Linien- und Gelegenheitsverkehr in den statistischen Daten nicht ausgewiesen ist, wird auf Grundlage der vom Statistikamt Baden-Württemberg (SLA BW 2013) genannten Fahrzeugkilometer im Linienverkehr und Annahmen zur durchschnittlichen jährlichen Fahrleistung (50.000 km) ein Gesamtbestand im Linienverkehr von etwa 6.000 Bussen abgeleitet.

Basierend auf Bestandsstatistiken des Kraftfahrtbundesamtes ergibt sich eine grobe Unterteilung in Mini-/Midibusse (<14 t zGG, 14 % Bestandsanteil), Solobusse (14–22 t zGG, 63 % Bestandsanteil) und Gelenk-Regiobusse (>22 t zGG, 23 % Bestandsanteil). Es wird von keiner Änderung der Gesamtzahl an Bussen zwischen dem statistischen Jahr 2014 und den Bezugsjahren 2020 und 2030 ausgegangen.⁶

Busbetreiber testen derzeit verschiedenste Antriebstechnologien (Erdgasbusse, Dieselhybride mit und ohne externe Batterielademöglichkeit, Batteriebusse mit Batterieladung über Nacht oder an Zwischenhaltestellen und Wendepunkten, Batteriebusse mit Brennstoffzellen-Range-Extender sowie Brennstoffzellenhybridbusse). Welche Technologie sich in welchem Anwendungsgebiet letztlich durchsetzen wird, ist derzeit nicht abzuse-

hen und hängt u. a. vom lokalen Einsatzprofil ab. Beispielsweise haben Verkehrsunternehmen mit einem hohen Anteil elektrischer Traktion im Schienenpersonennahverkehr bereits eine große Abhängigkeit von der Stromversorgung. Ein Ersatzverkehr mit Batteriebusen wäre bei einem Stromausfall nicht mehr oder nur noch sehr eingeschränkt möglich. Hier bietet Wasserstoff mit der Möglichkeit seiner Speicherefähigkeit im Mehrtagesbereich entsprechende Vorteile. Bei Betreibern ohne elektrischen Schienennahverkehr ist dieser Aspekt weniger relevant und der Einsatz von Batteriebusen stellt eher eine Option dar.

Die Durchsetzung von derzeit noch teuren alternativen Busantriebskonzepten wird sich ohne finanzielle Förderung oder deutliche Senkung der Kosten verzögern, solange in den Vergabebedingungen nicht andere Aspekte als der Preis, z. B. die Schadstoffemissionen, einen höheren Stellenwert erhalten. Dies erscheint besonders im ländlichen Bereich relevant, in dem

privatwirtschaftliche Busunternehmen um die durch die Landkreise bzw. Aufgabenträger ausgeschriebenen Linienkonzessionen konkurrieren (AW 2015).

Der **konservative Pfad** beschreibt eine Entwicklung, bei der ein eher moderater Anstieg der Zahl von BZH-Bussen vor dem Hintergrund schwach ausgeprägter öffentlicher Förderung sowie geringer Kostendegression und hohem Wasserstoffpreis erfolgt. Für das Szenario wird ein Anteil von BZH-Bussen am Gesamtbestand von 2 % (125 BZH-Busse) im Jahr 2030 angenommen. Dies entspricht einem Wasserstoffbedarf von 540.000 kg. Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen und der Bestands- und Mengenabschätzung zeigt Tabelle 8.

Im **ambitionierten Pfad** gelangen durch förderliche regulatorische Rahmenbedingungen deutlich mehr BZH-Busse in den Linienbetrieb. Zu diesen Rahmenbedingungen gehören u. a. Null-

Aspekt	Konservative Rahmenbedingungen	Ambitionierte Rahmenbedingungen		
Akzeptanz und Modellangebot	<ul style="list-style-type: none"> • Moderate Ausweitung der Modellpalette bis 2030 • Im Wesentlichen gleiche Busersteller wie heute 	<ul style="list-style-type: none"> • Auffächerung der Modellpalette bei Gelenkbussen und Batteriebusen mit BZ als Range Extender • Markteintritt weiterer Hersteller 		
Politischer/Rechtlicher Rahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Verhaltene Verschärfung der Emissionsgesetzgebung • Vereinzelte Nullemissionszonen und kommunale Strategien für kompl. Umstellung auf BZH- und Batteriebusse • Nur regional punktuelle Förderung von BZH-Bus-Beschaffungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Deutliche Verschärfung von Emissionsgrenzwerten (Lärm, Schadstoffe) • Erweiterte Aktionspläne aufgrund von EU-Emissionsübertretungen notw. , Nullemissionszonen in Innenstädten ab Mitte der 2020er Jahre • Zuschuss der Differenzkosten zwischen BZH- und Dieselbus für ausgewählte Ballungsräume • Öffentliche Zuschüsse für Tankstelleninvestkosten -> Etliche Kommunen stellen komplett auf emissionsfreie Busse um 		
Kostenentwicklung/TCO	<ul style="list-style-type: none"> • Nur geringe BZH-Bus-Preisdegression • Hoher Wasserstoffpreis • Batterietechnik und -preise mit deutlichen Verbesserungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Kommunenübergreifendes Combined Buying • Preisreduktion mittelfristig auf rund 400 T€ je BZH-Bus • Niedriger Wasserstoffpreis 		
Technologiewettbewerb	<ul style="list-style-type: none"> • Technologiewettbewerb zw. BZH- und Batteriebusen, allerdings sorgen anwendungsspezifische Vorteile für Markt für beide Antriebssysteme • Bei Solobussen (12 m) Technologiekonkurrenz durch Batterieantriebe • Bei Gelenkbussen (18 m) BZ-Busse mit größerem Marktanteil 			
	2020	2030	2020	2030
FCEV-Bestand(santeil) BW	14 (0,2 %)	125 (2 %)	27 (0,5 %)	900 (15 %)
H ₂ -Bedarf BW	59.944 kg	538.004 kg	119.888 kg	3.841.989 kg

Tabelle 8: Szenariobeschreibung und Abschätzung des Bestands an Brennstoffzellenhybridbussen sowie des Wasserstoffbedarfs.

⁶ Ob und in welchem Maße sich der vor kurzem liberalisierte Fernbusverkehr auf den Gesamtbusbestand auswirken wird, wird hier nicht separat betrachtet.

Kapitel 3

emissionszonen in Kernstädten, eine klare Fokussierung auf die Substitution verbrennungsmotorisch angetriebener Busse durch lokal emissionsfreie Busse und kommunenübergreifende Beschaffungsprogramme zur Standardisierung von Anforderungen und Erzielung von preisreduzierenden Effekten.

Es wird angenommen, dass unter diesen Bedingungen ein Brennstoffzellenbus-Anteil am Gesamtbusbestand von 15 % im Jahr 2030 erreichbar sein wird, aus dem ein jährlicher Wasserstoffbedarf von etwa 3,8 Millionen kg resultiert (ca. 900 BZH-Busse, davon wiederum mit 90 % die überwiegende Mehrzahl mit einem zulässigen Gesamtgewicht von über 14 t).

Busse sind die Pioniere beim Einsatz und Test von Brennstoffzellen im Verkehr unter Alltagsbedingungen. Bushersteller und kommunale Aufgabenträger sollten ihre getroffenen Ankündigungen zur Produktion und Nachfrage von nennenswerten Stückzahlen umsetzen, um konkurrenzfähige Preise zu erreichen. Letztlich stehen BZH-Busse bis zu einem gewissen Grad in einem Technologie-wettbewerb zu batterieelektrischen Bussen.

Lastkraftwagen

Transportaufgaben im Wirtschaftsverkehr sind einerseits vielfältig, andererseits aber auch überwiegend planbar. Hieraus ergeben sich Fahrzeuganforderungen, die in Teilsegmenten durchaus durch brennstoffzellenbetriebene Lastkraftwagen erfüllt werden könnten. Weiterhin würde eine zentrale Betankung z. B. im Fahrzeugdepot eines Flottenbetreibers eine im Vergleich zum motorisierten Individualverkehr nur geringe Anzahl an notwendigen Wasserstofftankstellen erfordern. Hinsichtlich der leichten Nutzfahrzeuge sind die Anforderungen an das Brennstoffzellensystem nahezu identisch mit den Anforderungen an Pkw, sodass keine umfangreichen Systemanpassungen erforderlich sind (Mohr dieck et al. 2014). Weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht allerdings in Bezug auf die Ermittlung von Systemanforderungen und der Brennstoffzellen-Systemintegration bei Fahrzeugklassen mit höheren Leistungs-, Lebensdauer- und Reichweitenanforderungen.

Entsprechend einer Analyse des DLR-Instituts für Verkehrsforschung für die Wirtschaftszweige Baugewerbe, Kurier-Express-Paket-Dienstleister sowie Groß- und Einzelhandel legen 40 % der im Wirtschaftsverkehr eingesetzten leichten Nutzfahrzeuge (zGG

≤3,5 t) in Deutschland täglich eine Strecke von weniger als 50 km und annähernd 60 % täglich eine Strecke von weniger als 100 km zurück (Klaunberg 2014). Im Rahmen von Demonstrationsprojekten im innerstädtischen KEP-Segment konnte bereits nachgewiesen werden, dass rein batterieelektrische leichte Nutzfahrzeuge die gestellten Anforderungen an Betriebssicherheit, Reichweite und Bedienbarkeit weitgehend erfüllen (ECL 2012). Allerdings sind die Anforderungen an die Elektromobilität im Wirtschaftsverkehr sehr heterogen und unterscheiden sich hinsichtlich Reichweite und Fahrzeugausstattung sehr deutlich. Je nach Einsatzmuster und Fahrzeugklasse sind deshalb individuell Elektrofahrzeuge wie z. B. Brennstoffzellenfahrzeuge oder batterieelektrische Fahrzeuge ergänzt um ein Brennstoffzellensystem geeignet. Wie bei leichten Nutzfahrzeugen ist auch bei den schweren Nutzfahrzeugen derzeit eine Dominanz der Umbauten von verbrennungsmotorisch betriebenen Fahrzeugen zu rein batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen zu beobachten. Generell kann für Nutzfahrzeuge nur auf wenige Analysen zur Konkurrenzfähigkeit alternativer Antriebe wie z. B. (Hill et al. 2012) oder (den Boer et al. 2013) zurückgegriffen werden.

Für die **konservative Abschätzung** wird angenommen, dass sich die Entwicklung des Einsatzes von Brennstoffzellensystemen bei leichten Nutzfahrzeugen an der Pkw-Entwicklung orientiert. Dies geschieht jedoch zeitlich nachgelagert, da gegenwärtig keine Verlautbarungen der Fahrzeughersteller bekannt sind, wonach innerhalb der nächsten Jahre brennstoffzellenbetriebene LNF angeboten werden sollen. Lediglich Umbauversionen durch Symbio FCell auf Basis eines Renault Kangoo ZE befinden sich zurzeit in Frankreich im Flottentest (Hyer 2015). Bei Fahrzeugen >3,5 t zGG mit Einsatz im Wirtschaftsverkehr befindet sich lediglich eine Umbauversion des Renault Maxity D von Symbio FCell, ebenfalls in Frankreich, im Flottentest (Symbio 2015).

Unter weiterer Berücksichtigung eines zögerlichen Tankstellenausbaus, hoher Wasserstoffbezugpreise, einer moderaten Kostendegression des Brennstoffzellensystems und des weiterhin erforderlichen Forschungs- und Entwicklungsbedarfs ist von einer sehr geringen Brennstoffzellenmarktdiffusion sowohl bei leichten als auch bei schweren Nutzfahrzeugen auszugehen. Tabelle 9 beschreibt die für das konservative Szenario zugrunde gelegten Rahmenbedingungen und die abgeleiteten Bestandsabschätzungen. Zum Jahr 2020 ist demnach weder ein BZ-LNF noch ein BZ-SNF im

Fahrzeugbestand in Baden-Württemberg zu erwarten. Aufgrund von erschließbaren Synergieeffekten wird die Einführung der Brennstoffzellentechnologie eher bei leichten als bei schweren Nutzfahrzeugen gesehen, was sich in den Bestandsabschätzungen zum Jahr 2030 widerspiegelt.

Im Rahmen der ambitionierten Abschätzung wird postuliert, dass eine deutliche politische Unterstützung von Wasserstoff und Brennstoffzellenfahrzeugen evtl. in Analogie zur Nationalen Plattform Elektromobilität nicht nur für Pkw, sondern auch für Nutzfahrzeuge erfolgen wird. Dies erhöht die Planungssicherheit und führt zu verstärkten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. In Folge werden brennstoffzellenelektrische Transporter-Kastenwagen von Fahrzeugherstellern als lokal emissionsfreie Alternative für den Einsatz im Mehrschichtbetrieb oder für Transportaufgaben

mit hohen Nutzlastanforderungen angeboten. In Anlehnung an die Ergebnisse der Studie „Zero emission trucks“ für ICCT (den Boer et al. 2013) werden für Nutzfahrzeuge der Klassen N2 und N3 in Baden-Württemberg für das Jahr 2020 noch keine Stückzahlen erwartet. Die ICCT-Studie beinhaltet einen ökonomischen Vergleich, basierend auf dem Total-Cost-of-Ownership-Ansatz, zwischen schweren Nutzfahrzeugen mit konventionellen (ICE-DICI) und alternativen Antriebssträngen (BEV, FCHEV). Unter den gegebenen Rahmenbedingungen wird aufgezeigt, dass die ökonomische Konkurrenzfähigkeit im regionalen Verteilerverkehr erst nach dem Jahr 2030 erreicht wird (den Boer et al. 2013).

Für die Bestandsabschätzung wird unterstellt, dass bis zum Jahr 2030 nicht nur eine Verschärfung geltender CO₂-Zielwerte für Pkw

Aspekt	Konservative Rahmenbedingungen	Ambitionierte Rahmenbedingungen
Akzeptanz und Modellangebot	<ul style="list-style-type: none"> Moderate Entwicklung der Kundenakzeptanz bzgl. der Brennstoffzellentechnologie Sehr eingeschränkte Modellvielfalt bzgl. leichter und schwerer Nutzfahrzeuge 	<ul style="list-style-type: none"> Steigerung der Kundenakzeptanz bzgl. der Brennstoffzellentechnologie Zunahme der Modellvielfalt bzgl. leichter und schwerer Nutzfahrzeuge DE neben USA, Japan und China als Zielmarkt für Brennstoffzellenfahrzeuge
Politischer/Rechtlicher Rahmen	<ul style="list-style-type: none"> Moderate Verschärfung der CO₂-Zielvorgaben für LNF bis zum Jahr 2030 Keine CO₂-Zielvorgaben für SNF bzgl. der Eckjahre 2020 und 2030 	<ul style="list-style-type: none"> Drastische Verschärfung der CO₂-Zielvorgaben für LNF bis zum Jahr 2030 CO₂-Zielvorgaben für SNF bzgl. des Jahres 2030 Deutliche politische Unterstützung von Wasserstoff und Brennstoffzellenfahrzeugen Erweiterte Aktionspläne aufgrund von EU-Emissionsübertretungen notw., Nullemissionszonen in Innenstädten ab Mitte der 2020er Jahre
Kostenentwicklung/TCO	<ul style="list-style-type: none"> Nur geringe BZ-Kostendegression Kein konkurrenzfähiger Wasserstoffpreis 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe BZ-Kostendegression (z. B. durch neue Technologien/Verfahren) oder durch Übertragungseffekte von Pkw-Anwendung) Konkurrenzfähiger Wasserstoffpreis
Tankstellenabdeckung	<ul style="list-style-type: none"> Moderater Netzausbau, keine hinreichende Infrastrukturabdeckung in Form von H₂-Tankstellen 	<ul style="list-style-type: none"> Verstärkter Netzausbau, hinreichende Infrastrukturabdeckung in Form von H₂-Tankstellen
Technologiewettbewerb	<ul style="list-style-type: none"> SNF: Brennstoffzellensystem konkurriert mit sehr effizienten Verbrennungsmotoren 	

	2020	2030	2020	2030
FCEV-Bestand(santeil) BW	LNF: 0 (0,00 %), SNF: 0 (0,00 %)	LNF: 1.000 (0,41 %), SNF: 100 (0,11 %)	LNF: 150 (0,06 %), SNF: 0 (0,00 %)	LNF: 6.000 (2,48 %), SNF: 600 (0,68 %)
H ₂ -Bedarf BW	LNF: 0 kg, SNF: 0 kg	LNF: 471.357 kg, SNF: 244.141 kg	LNF: 75.598 kg, SNF: 0 kg	LNF: 2.828.142 kg, SNF: 1.378.555 kg

Tabelle 9: Szenariobeschreibung und Abschätzung des BZ-Lkw-Bestands sowie des Wasserstoffbedarfs.

Kapitel 3

erfolgt, sondern auch verbindliche CO₂-Zielwerte für schwere Nutzfahrzeuge eingeführt werden. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die technischen Anforderungen im Hinblick auf die BZ-Lebensdauer, die Systemintegration und die Reichweite auch für das Segment der schweren Nutzfahrzeuge erfüllt werden können. Die Brennstoffzellentechnologie konkurriert vor allem im Fernverkehr mit sehr effizienten Verbrennungsmotoren und einer über die Landesgrenzen hinweg verfügbaren Tankstellen- und Werkstattinfrastruktur. Für Brennstoffzellen-Lkw muss eine europaweite Techniker- und Ersatzteilverfügbarkeit gewährleistet sein, um lange Ausfallzeiten der Fahrzeuge zu vermeiden. Dies erfordert nicht nur einen hohen technischen Reifegrad, sondern auch eine europaweite Marktakzeptanz. Somit werden für schwere Nutzfahrzeuge bis zum Jahr 2030 nur geringe Bestandsanteile erwartet.

Als potenzielles Anwendungsfeld der Brennstoffzellentechnologie wird der Einsatz als On-Board-Energiewandler und damit als „modulare“ Ergänzung rein batterieelektrisch betriebener schwerer Nutzfahrzeuge gesehen. Darüber hinaus ist der Einsatz bei Fahrzeugen mit hohem Nebenverbraucheranteil wie z. B. bei Müllsammelfahrzeugen vorstellbar. Bezüglich der leichten Nutzfahrzeuge wird vor dem beschriebenen Hintergrund im Vergleich zur konservativen Abschätzung von einer früheren Einführung zum Jahr 2020 und einer höheren Marktdurchdringung bis 2030 ausgegangen. Tabelle 9 fasst die Bestandsabschätzungen und die zugrunde gelegten Rahmenbedingungen zusammen.

Der Bestand an leichten Nutzfahrzeugen (Fahrzeuge der Klasse N1) in Baden-Württemberg im Jahr 2014 betrug 241.510 Fahrzeuge. Der Bestand an schweren Nutzfahrzeugen (Fahrzeuge der Klassen N2 und N3) betrug 88.720 inklusive 19.142 Sattelzugmaschinen. In Summe betrug der Bestand an Lastkraftwagen und Sattelzugmaschinen somit 330.230 Fahrzeuge (SLA BW 2014b).

Die Bestandsentwicklung der leichten Nutzfahrzeuge orientiert sich an der Entwicklung der BZ-Personenkraftwagen. Diese vollzieht sich jedoch gedämpft aufgrund der Annahme einer verzögerten Markteinführung. Emotionale Faktoren spielen im Wirtschaftsverkehr eine untergeordnete Rolle, hier orientiert sich die Kaufentscheidung stark an den Kosten über die Lebensdauer (Total Cost of Ownership). Somit ist eine Kostenreduktion

im gewerblichen Umfeld umso entscheidender. Bezüglich der schweren Nutzfahrzeuge besteht weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf zur Identifikation geeigneter Anwendungsfelder und entsprechender Anforderungen an das Antriebskonzept. Generell ist hierbei neben der Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit der Fahrzeuge auch die Total Cost of Ownership ein ausschlaggebender Faktor.

Schienenfahrzeuge

Der Bestand an Dieseltriebwagen und -zügen in Baden-Württemberg im Jahr 2014 betrug gemäß einer für diese Studie erstellten Analyse des DLR etwa 360 Fahrzeuge. Knapp zwei Drittel dieser Fahrzeuge sind Triebwagen (25 m), das restliche Drittel sind Triebzüge mit zwei Wagen. Hinzu kommen 27 Streckendiesellokomotiven. Aufgrund diverser Elektrifizierungsvorhaben stark belasteter Regionalverkehrsstrecken, die nach derzeitiger Planung in Baden-Württemberg bis 2020 umgesetzt sein sollen (u. a. Südbahn, Hochrheinstrecke, S-Bahn Freiburg) werden sich die entsprechenden jährlichen Dieselbetriebsleistungen deutlich um etwa 40 % von 29 auf 17 Mio. Zugkilometer reduzieren. Für 2020 und für 2030 werden als Referenzbestand deshalb nur 215 Dieseltriebfahrzeuge angesetzt.

Da viele Fahrzeuge gekuppelt in Mehrfachtraktion verkehren, wird zur Ableitung der Fahrzeugkilometer ein Faktor von 1,75 auf die Zugkilometer angewendet.

Wie für Busse gilt auch für Schienenfahrzeuge im Fahrplaneinsatz, dass der Leistungs- und Energiebedarf recht gut vorherbestimmbar ist. Da durch den Fahrzeughersteller Alstom derzeit ein Brennstoffzellenhybrid-Triebzug entwickelt wird, werden in dieser Studie Triebwagen (25 m Länge über Puffer) und Triebzüge (41 m und 54 m Länge über Puffer) des Schienenpersonennahverkehrs (SPNV) betrachtet. Triebzüge bilden das Rückgrat des dieselbetriebenen SPNV, diesellokbespannte Nahverkehrszüge sind zwar noch vereinzelt im Einsatz (in Baden-Württemberg sind derzeit noch Diesellokomotiven der BR 218 für den Passagiereinsatz stationiert (EK 2014)), werden aber in der Zukunft wohl eher eine untergeordnete Rolle spielen und mehr und mehr durch Triebzüge ersetzt bzw. im Rahmen von Streckenelektrifizierungen abgestellt oder für den Güterverkehr verwendet.

Der **konservative Pfad** beschreibt eine Entwicklung, in der sich die Finanzausstattung der Aufgabenträger des SPNV (Regionalisierungsmittel) gegenüber heute kaum entspannt, sodass die finanziellen Handlungsspielräume für die Beschaffung von Innovationen in der Antriebstechnik und den Aufbau der notwendigen Tankstelleninfrastruktur ohne sonstige Unterstützung der öffentlichen Hand gering sind. Insofern kommt es nur zu einer geringen Ausweitung des Fahrzeugbestands über die bereits bestellten Brennstoffzellenhybrid-Triebzüge hinaus, die im Jahr 2020/21 in den Fahrgasteinsatz gehen sollen.

Im **ambitionierten Pfad** wird davon ausgegangen, dass es durch die Ausgestaltung von regulatorisch-fiskalischen Zwängen und Anreizsystemen (z. B. Ausweitung der Umweltzonen auf Schienenfahrzeuge, Zuschüsse für Tankstellenaufbau) zu einer deutlichen Zunahme des Einsatzes von BZ-Triebzügen im SPNV kom-

men wird. Dadurch steigt die Zahl der wasserstoffbetriebenen Triebzüge auf über 50 im Jahr 2030 (siehe Tabelle 10).

Der SPNV auf nichtelektrifizierten schwach belasteten Eisenbahnstrecken erscheint gut geeignet für den Einsatz von Brennstoffzellenhybrid-Triebzügen. Die Errichtung von Wasserstoffteilnetzen insbesondere in emissionssensiblen urbanen Gegenden durch den landeseigenen Aufgabenträger könnte zu einer Beschaffung von zusätzlichen Brennstoffzellentriebzügen führen. Dazu ist der begleitende Aufbau einer Tankstellen-, Depot- und Werkstattinfrastruktur notwendig.

Zusammenfassung BZ-Fahrzeugbestands- und H₂-Mengenabschätzung

Abbildung 8 zeigt den abgeschätzten Gesamtbestand an Brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen je betrachteter Fahrzeug-

Aspekt	Konservative Rahmenbedingungen	Ambitionierte Rahmenbedingungen	
Akzeptanz und Modellangebot	<ul style="list-style-type: none"> 2020 und 2030 nur 2-Wagen (54-m)-Triebzug verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> Ab 2026/28 auch Triebzüge mit 1 und 3–6 Wagen erhältlich Markteintritt weiterer Hersteller und Auffächerung Modellpalette, u. a. auch hin zu Neigetechnik-Fahrzeugen 	
Politischer/Rechtlicher Rahmen	<ul style="list-style-type: none"> Moderate Verschärfung der Emissionsgesetzgebung Keine Erweiterung der Umweltzonen auf Schienenfahrzeuge Tankstellenkosten nur aus Eigenmitteln 	<ul style="list-style-type: none"> Erweiterung der Umweltzonen auf Schienenfahrzeuge, deutliche Verschärfung von Emissionsgrenzwerten (Lärm, Schadstoffe) Umweltzonen für Schienenfahrzeuge Erweiterte Aktionspläne aufgrund von EU-Emissionsübertretungen Ausschreibung von dezidierten BZ-Betriebsleistungen 	
Kostenentwicklung/TCO	<ul style="list-style-type: none"> Nur geringe BZ-Kostendegression Keine öffentliche Förderung für BZ-Züge und Infrastruktur Keine Dynamisierung der Regionalisierungsmittel 	<ul style="list-style-type: none"> Preis BZ-Hybridtriebzüge kompetitiv zu Dieseltriebzügen ab 2025 Niedriger Wasserstoffpreis 	
Technologie Wettbewerb	<ul style="list-style-type: none"> Technologie Wettbewerb zw. BZ- und Zweikraft-Triebzügen (Oberleitung/Diesel bzw. Oberleitung/Batterie) auf teilelektrifizierten Strecken (Zweikraft für Strecken mit niedrigem nichtelektrifiziertem Anteil, BZ-Triebzüge für Strecken mit größerem und komplett nichtelektrifiziertem Anteil) Nur vereinzelte weitere Oberleitungselektrifizierungen über die derzeit bis 2020 geplanten hinaus 		
Fahrzeugbestand	<ul style="list-style-type: none"> 2020: 6 Züge, weitere 4 bis 2021 2030: 14 Züge durch Nachbestellungen (7 %) 	<ul style="list-style-type: none"> 2020: 10 Züge 2030: 27 Triebwagen (25 m), 8 + 18 2-Wagen-Triebzüge 	
	▼	▼	
	2020	2030	2020
BZ-Triebzugbestand(santeil) BW (Bezug: Dieseltriebzüge)	6 (3 %)	14 (7 %)	10 (5 %)
H ₂ -Bedarf BW	398.214 kg	914.015 kg	663.690 kg
			2030
			2.085.211 kg

Tabelle 10: Szenariobeschreibung und Abschätzung des Bestands an Brennstoffzellenhybrid-Triebzügen sowie des Wasserstoffbedarfs.

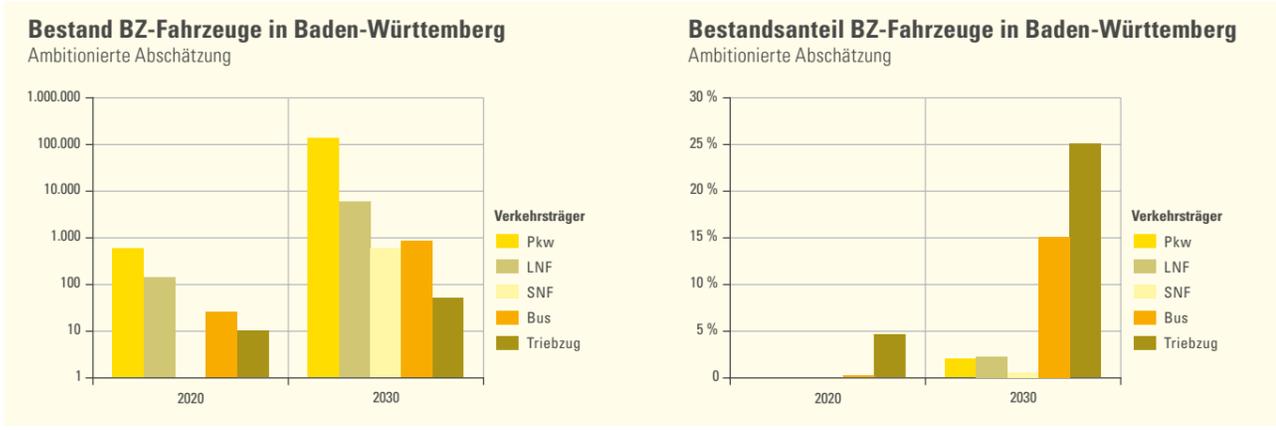


Abbildung 8: Brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge in Baden-Württemberg in der ambitionierten Abschätzung 2020 und 2030. Anmerkungen: logarithmische Skalierung beim Bestand; Bezugsgröße bei Triebzügen nur Dieseltriebzüge, keine Elektrotriebzüge.

kategorie entsprechend der ambitionierten Abschätzung sowie die prozentualen Anteile über den jeweiligen Gesamtbestand.⁷

Über alle betrachteten Verkehrsträger ergeben sich die in Abbildung 9 dargestellten Wasserstoffmengen im ambitionierten Fall für die Jahre 2020 und 2030. Der größte Teil des verkehrlichen Wasserstoffbedarfs im Jahr 2030 entsteht mit ca. 70 % im Pkw-Bereich,

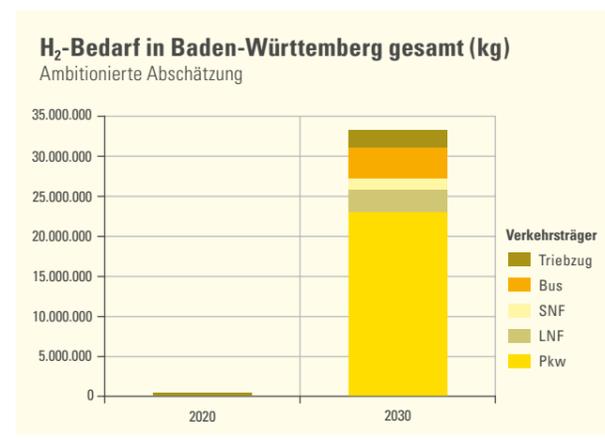


Abbildung 9: Endenergieverbrauch für Wasserstoff im Verkehr in Baden-Württemberg 2020 und 2030 in der ambitionierten Abschätzung.

⁷ Auf die Darstellung der Stückzahlen der konservativen Abschätzung wurde verzichtet.

mit größerem Abstand folgen Busse, leichte Nutzfahrzeuge, Triebzüge und schwere Nutzfahrzeuge. Deutlich wird der massive Anstieg des Wasserstoffbedarfs zwischen 2020 und 2030.

3.1.5 TECHNOLOGISCHE REIFEGRADE DER BRENNSTOFFZELLE IM VERKEHRSBEREICH

Die Abschätzungen verdeutlichen, dass brennstoffzellenbetriebene Straßen- und Schienenfahrzeuge zu unterschiedlichen Zeiten und mit differierenden Intensitäten in den Markt kommen werden. Sie werden rein verbrennungsmotorische und Hybridantriebe, zumindest in den nächsten 10–20 Jahren, nicht in der Breite ersetzen können, sondern lediglich ergänzen. Eine verstärkte Marktdiffusion von Brennstoffzellenfahrzeugen wird erst in den 2030er Jahren erwartet.

Der Markthochlauf ist eng verwoben mit der Marktreife der Brennstoffzellenfahrzeuge. Erst wenn ein Fahrzeugkonzept entwickelt, technisch ausgiebig getestet und mit einer Kleinserie umfangreiche Erfahrungen im Alltagsbetrieb gesammelt wurden, ist es bereit für einen großflächigen Einsatz. Die Fertigung eines Fahrzeugs in großen Stückzahlen erfordert zudem, dass es die hohen Anforderungen an ein Serienprodukt erfüllen kann (zuver-

lässiges System, großskalige Produktionsverfahren, eine mindestens kostendeckende Preisgestaltung etc.).

Die BZ-Technologie erfüllt noch nicht alle Anforderungen, die in Fahrzeugmassenmärkten gestellt werden. Einige technische und kommerzielle Zielmarken müssen in den nächsten Jahren noch erreicht und vor allem muss ein hinreichendes Netz an Wasserstofftankstellen aufgebaut werden.

Aus Fahrzeugsicht wird es für eine umfassende Marktdurchdringung von BZ-Fahrzeugen entscheidend sein, die kritischen Systemkomponenten, d. h. das Brennstoffzellensystem selbst,

das Tanksystem, aber auch die Batterien, die Steuerung und die Leistungselektronik bzw. die energie- und leistungselektronische Verknüpfung und Integration der Teilsysteme zu verbessern.

Zur Beschreibung des technologischen Reifegrades von komplexen Systemen eignet sich die TRL-Systematik (Technology Readiness Level). Die Systematik und Kategorisierung gemäß der EU-Kommission zeigt Abbildung 10.

TRL 1	• Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips	Grundlagenforschung
TRL 2	• Beschreibung der Anwendung einer Technologie	
TRL 3	• Experimenteller Funktionsnachweis	
TRL 4	• Validierung der Technologie im Labor	Technologische Forschung
TRL 5	• Validierung der Technologie in relevanter Einsatzumgebung	
TRL 6	• Prototyp in Einsatzumgebung	
TRL 7	• Prototyp im Einsatz	Produktdemonstration
TRL 8	• Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich	
TRL 9	• Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes	
		Fertigung unter Wettbewerbsbedingungen

Abbildung 10: Reifegradbewertung Technology Readiness Level (TRL) nach (EC 2014, PTJ oJ, BMBF 2013).

Kapitel 3

Abbildung 11 zeigt den Reifegrad der Brennstoffzellenfahrzeuge nach der TRL-Klassifikation für die untersuchten Verkehrsträger Pkw, leichte und schwere Nutzfahrzeuge (LNF, SNF), Busse und Triebzüge (Tfz). Ausgehend vom aktuellen Stand im Jahr 2015 wird ein Ausblick auf die erwartete Entwicklung der technischen Reife bis in das Jahr 2030 gegeben.

Parallel mit dem Anstieg auf der TRL-Skala verläuft auch die Anhebung der Produktionszahlen und damit auch der Marktanteile der BZ-Technologie in den jeweiligen Marktsegmenten.

Die folgenden Ausführungen basieren auf den im ambitionierten Umfeld getroffenen Annahmen/Rahmenbedingungen und zeigen eine mögliche Entwicklung auf.

Personenkraftwagen

Erprobungsträger der Brennstoffzellentechnologie werden derzeit ausschließlich in Pkw des mittleren und großen Segmentes

erprobt. Weiterhin existiert eine überschaubare Anzahl an seriennahen Fahrzeugen. Bereits Mitte bis Ende der 1990er Jahre wurden vermehrt erste Prototypen-Fahrzeuge verschiedenster OEM der Öffentlichkeit präsentiert und seither stetig weiterentwickelt. Im Rahmen der aktuellen Flotte der Clean Energy Partnership (CEP)⁸ sind derzeit ca. 120 BZ-Pkw im Einsatz (CEP 2015a). Weitere Entwicklungsaktivitäten hinsichtlich der Systemwirkungsgradoptimierung, der Lebensdauererhöhung und der Kostenminimierung gilt es zu forcieren. Vor diesem Hintergrund wird der technische Reifegrad im Bereich TRL 6–8 eingeordnet. Damit die Brennstoffzellentechnologie ein wettbewerbsfähiges Niveau erreichen kann, sind Stückzahlen von mindestens 50.000 Brennstoffzellensystemen pro Jahr und Hersteller bzw. Herstellerverbund notwendig (JRC 2011), (IEA 2015). Derzeit angekündigte und produzierte Stückzahlen bewegen sich allerdings maximal im niedrigen vierstelligen Bereich und liegen somit mutmaßlich deutlich unterhalb der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Damit der Reifegrad TRL 9 erreicht werden kann, sind eine deutliche Erhö-

hung der Stückzahlen und die damit einhergehende Umstellung auf volumentaugliche Fertigungs- und Montageprozesse erforderlich. Weiterhin gilt es, bestehende Herausforderungen vor allem im Hinblick auf die Kosten zu meistern. Ist dies erreicht, so kann innerhalb der nächsten 10–20 Jahre von einem Markthochlauf und einem sich anschließenden, selbsttragenden Volumenmarkt ausgegangen werden.

Busse

Als Erprobungsträger sind Busse im Prototypen- bzw. Flottentest bereits heute im Einsatz. In Baden-Württemberg verkehren heute allerdings nur zwei Busse in Karlsruhe und vier Busse in Stuttgart. Im Rahmen der Flottentests werden Erfahrungen im Betriebseinsatz gesammelt. Derzeit erfolgt noch eine starke Begleitung durch Service- und Wartungstechniker der Hersteller bei den Busbetreibern. Der technische Reifegrad lässt sich im Bereich von TRL 6–7 einordnen. Derzeit wird an der nächsten Generation von hybriden Brennstoffzellenantriebssystemen für Busse durch die Bus-OEM gearbeitet. Ab etwa 2020 wird der Markthochlauf mit einer Erweiterung der Flottengrößen auf 15–20 Busse je Standort erwartet, womit dann TRL 8 realistisch erscheint (FCH JU 2015). In den 2020er Jahren werden die Flotten dann weiter ausgeweitet, einzelne Städte stellen ihre Busflotte schrittweise auf BZH-Busse um, sodass bis spätestens 2030 TRL 9 erreicht werden kann.

Lastkraftwagen

Vor dem Hintergrund, dass lediglich vereinzelte Erprobungsträger existieren, bislang nur ein OEM einen Prototypen entwickelt hat und konkrete Ankündigungen von Fahrzeugherstellern, seriennahe Fahrzeuge anbieten zu wollen, bisher nicht zu verzeichnen sind, wird der technische Reifegrad dem Bereich TRL 5–6 zugeordnet. Dies gilt sowohl für die leichten als auch für die schweren Nutzfahrzeuge. Aufgrund geringfügiger Systemanpassungen im Rahmen der Nutzung von Pkw-Systemen für leichte Nutzfahrzeuganwendungen wird eine Einführung der Brennstoffzellentechnologie eher bei leichten als bei den schweren Nutzfahrzeugen erwartet. Demnach wird für die leichten Nutzfahrzeuge davon ausgegangen, dass sich die Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie an der Pkw-Entwicklung nachgelagert orientieren wird und bis 2030 einen technischen Reifegrad von TRL 7–8 erreichen kann. Bei schweren Nutzfahrzeugen

besteht allerdings zunächst weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf hinsichtlich der konkreten Systemanforderungen und der modularen Systemintegration. Darüber hinaus gilt es, geeignete Einsatzgebiete zu identifizieren, weshalb von einer nur geringen Weiterentwicklung des technischen Reifegrades hin zu TRL 6–7 ausgegangen wird.

Schiene

In Europa ist bisher nur der Schienenfahrzeughersteller Alstom in der Entwicklung von Brennstoffzellenzügen aktiv. Ab 2016 werden die ersten beiden mit einem Wasserstoffbrennstoffzellensystem ausgerüsteten Prototypen auf der Schiene stehen, getestet und in der Folge den Eisenbahn-Zulassungsprozess durchlaufen. Die ersten BZ-Triebfahrzeuge sollen 2017 in einem Pilotvorhaben in Norddeutschland und 2020 deutschlandweit an verschiedenen Standorten in den Betriebseinsatz gehen. Bei Bewährung der Fahrzeuge werden in der Folge weitere Fahrzeuge zum Einsatz kommen, sodass bis 2030 TRL 8 oder 9 und damit eine stabile Serienreife erreichbar erscheint.

3.1.6 REGULATORISCHE ODER ANDERE MASSNAHMEN ZUR FÖRDERUNG DER BRENNSTOFFZELLENGEOTECHNOLOGIE IM VERKEHR

In diesem Kapitel werden Maßnahmen beschrieben, die eine Verwendung erneuerbar erzeugten Wasserstoffs im Verkehrssektor unterstützen können. Um bestehende und mögliche zukünftige Maßnahmen möglichst umfassend zu ermitteln, wurden mehrere Experteninterviews⁹ begleitet von einer Literaturrecherche durchgeführt. Die in diesem Abschnitt aufgeführten Punkte fassen die in der Bestandsabschätzung (Abschnitt 3.1.4) bereits teilweise genannten regulatorischen Aspekte auf und ergänzen sie um die Diskussion konkreter Richtlinien, Vorgaben und Gesetze.

Relevante Gesetzgebung

Ein maßgebliches Unterstützungsinstrument für die Einführung u. a. von BZ-Stadtbussen ist die europäische Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge. Umgesetzt wird die Richtlinie in Deutschland durch die Vergabeverordnung (§ 4 Absatz 7 VgV), die eine angemessene Berücksichtigung von Energieverbrauch und Umweltauswirkung bei der Beschaffung von Straßenfahrzeugen vorschreibt. Dabei

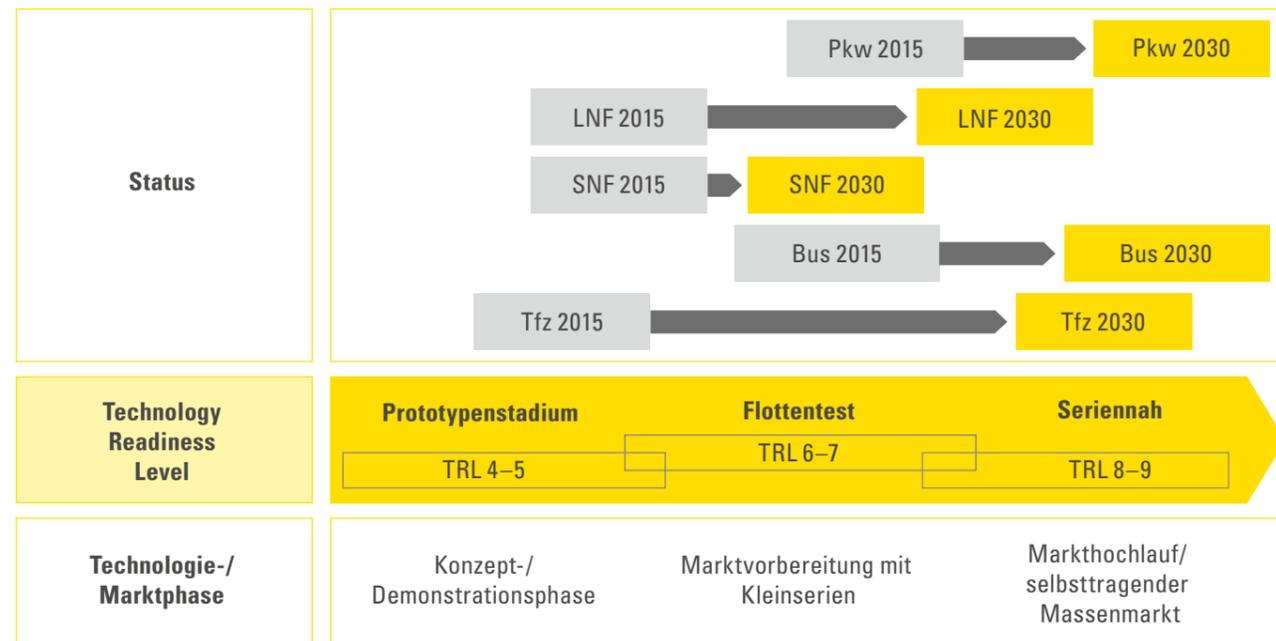


Abbildung 11: Technischer Reifegrad der untersuchten Brennstoffzellenfahrzeuge heute und erwartete Entwicklung bis 2030.

⁸ Die Clean Energy Partnership (CEP) wurde im Dezember 2002 als gemeinsame Initiative von Politik und Industrie unter Federführung des Bundesverkehrsministeriums gegründet. Ziel ist es, die Alltagstauglichkeit von Wasserstoff als Kraftstoff zu erproben.

⁹ Es wurden drei Interviews mit Vertretern großer städtischer bzw. regionaler Verkehrsbetriebe aus dem Norden und Süden Deutschlands zu Maßnahmen, die die Einführung von Brennstoffzellenbussen und -schienenfahrzeugen verbessern können, durchgeführt.

Kapitel 3

müssen mindestens folgende Faktoren Berücksichtigung finden:

- Energieverbrauch
- CO₂-Emissionen
- Emission von Stickoxiden
- Emission von Nichtmethan-Kohlenwasserstoffen
- partikelförmige Abgasbestandteile

Die Berücksichtigung dieser Faktoren kann nach § 7 Absatz 8 VgV innerhalb der Leistungsbeschreibung oder bei den Zuschlagskriterien erfolgen. Das damit angestrebte übergeordnete Ziel ist die Effizienzsteigerung im Verkehr um 20 % bis 2020.

Weiterhin ist der Vorschlag 2011/0409 (COD) über Geräuschpegel von Kraftfahrzeugen relevant. Dieser sieht vor, die Geräuschemissionen von Bussen mit mehr als neun Passagierplätzen künftig (zwei Jahre nach Veröffentlichung der Richtlinie) auf zunächst 77 dB(A) zu limitieren, um das Limit weitere drei Jahre später auf 75 dB(A) zu reduzieren (2011/0409 COD, Annex III).

Weitere Treiber

Neben den einklagbaren relevanten EU-Richtlinien gibt es weitere Treiber, die die Einführung von BZ-Stadtbussen unterstützen können. Dazu zählen zum Beispiel Selbstverpflichtungen von Städten und Verkehrsunternehmen, den öffentlichen Fuhrpark schrittweise auf elektrifizierte Antriebe umzustellen (vgl. auch Abschnitt 3.1.2).

Förderung von BZ-Fahrzeugen im Schienenpersonennahverkehr (SPNV)

Ein Mix aus monetären Anreizen, Zwängen aus der Emissionsgesetzgebung sowie freiwillige Maßnahmen ist der Haupttreiber, der den zukünftigen Einsatz von BZ-Triebzügen befördern kann.

Relevante Gesetzgebung

Relevante Haupttreiber sind die Zwänge aus der Emissionsgesetzgebung, insbesondere der

- Revision der EU-Schadstoffnorm (Stage V ab ca. 2020) für Neufahrzeuge, wobei von Bestandsschutz für Altfahrzeuge auszugehen ist, der

- Novellierung der TSI Lärm (fahrzeugseitig) VO 1304/2014 und der
- Novellierung der Umgebungslärmrichtlinie (2002/49/EG bzw. BImSchG).

Zusätzlich ist seit einiger Zeit die Ausweitung der Umweltzonen auch auf Schienenfahrzeuge in der Diskussion. Dazu hat die Präsidentin des Umweltbundesamtes Maria Krautzberger in einer Pressemeldung im November 2014 mitgeteilt: „Wir favorisieren eine Ausweitung der Umweltzone auf Baumaschinen, Binnenschiffe und Dieselloks und auch auf weitere Verkehrswege“ (Umweltbundesamt 2014). Sofern Schienenfahrzeuge zukünftig Gegenstand solcher Emissionsschutz zonen werden sollten, wäre bei einer großen Zahl von Dieseltreibfahrzeugen die Nachrüstung von komplexen Abgasnachbehandlungssystemen notwendig. Dies würde in das Antriebs- und Steuerungssystem eingreifen und damit eine Neuzulassung mit den entsprechenden Nachweisen, Prüfungen und Zertifikaten erforderlich machen. Inwiefern eine Wirtschaftlichkeit dann noch gegeben sein wird, ist fraglich. Somit wäre ein Einsatz von alternativen, lokal emissionsfreien Antrieben zum Teil unausweichlich, sofern nicht neue Dieseltreibfahrzeuge beschafft werden sollen.

Konsequenzen von Emissionsschutz zonen können sich ähnlich auch für Busse, Pkw und Lkw ergeben, aber auch für die in dieser Studie nicht weiter betrachteten mobilen Anwendungen wie Baumaschinen und Sonderfahrzeuge.

Weitere Treiber

Neben der Erfüllung gesetzlicher Vorschriften können finanzielle Anreize und freiwillige Maßnahmen wichtige Treiber sein, um BZ-Triebfahrzeuge in den Markt zu bringen.

Gestaltungsmöglichkeiten bestehen zum Beispiel auf Landesebene durch die Bereitstellung geeigneter Finanzierungsinstrumente wie beispielsweise die direkte Fahrzeugbeschaffung durch landeseigene Aufgabenträger im Rahmen der Bildung eines eigenen Fahrzeugpools oder der Finanzierung entsprechender Triebfahrzeuge durch den Aufgabenträger. Weiterhin können öffentlich geförderte Leuchtturmprojekte einen relevanten Beitrag zur Unterstützung des Markthochlaufs leisten. Eine finanzielle Stützung des Einsatzes von erneuerbarem Wasserstoff z. B. durch eine Befreiung von der EEG-Umlage oder durch Betriebs-

kostenzuschüsse für das Eisenbahnverkehrsunternehmen (ggf. mit Regionalisierungsmitteln) ist ebenfalls denkbar.

Weitere Treiber können Maßnahmen sein, die analog zu den BZ-Stadtbussen auf freiwilligen Selbstverpflichtungen basieren. Diese könnten sich auf den verpflichtenden Einsatz von lokal emissionsfreien Triebzügen in einzelnen Dieseteilnetzen oder hoch belasteten Innenstädten beziehen, oder aber auf regionaler bzw. Landesebene für weite Teile des SPNV gelten.

Förderung von BZ-Pkw

Anreize zum Kauf privater BZ-Fahrzeuge ergeben sich insbesondere als Konsequenz der Verpflichtung, lokale Emissionen von Straßenfahrzeugen zu verringern. Um diese z. B. durch EU-Richtlinien auferlegten Verpflichtungen zu erfüllen, kann die Bundesregierung durch nationale Gesetzgebung gezielt Anreize schaffen, die die Verbreitung lokal emissionsfreier oder -armer Pkw fördern.

Auch die Fahrzeughersteller werden in die Pflicht genommen, derzeit vor allem im Hinblick auf den Richtlinien vorschlag 2012/0190 (COD) zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 hinsichtlich der Festlegung der Modalitäten für das Erreichen des Ziels für 2020/2021 zur Verringerung der CO₂-Emissionen neuer Personenkraftwagen. Diese gibt einen Wert für die zulässige durchschnittliche Flottenemission eines Herstellers mit 95 g Kohlendioxid pro Kilometer vor.

Ab 2018 soll das Verfahren zur Bestimmung der CO₂-Emissionen vom „Neuen Europäischen Fahrzyklus“ (NEFZ) auf den „World Harmonized Light Duty Vehicles Test Procedure“ (WLTP) umgestellt werden. Der neue Prüfzyklus soll die Unterschiede zwischen getesteten und realen Verbrauchs- und Abgaswerten reduzieren. Dazu werden im WLTP u. a. höhere Geschwindigkeiten und eine höhere Fahrdynamik umgesetzt. Da die Anforderungen im neuen Prüfzyklus näher an der Realität sind und damit einen höheren Kraftstoffverbrauch und Schadstoffausstoß zur Folge haben, sind zusätzliche Anstrengungen der Hersteller notwendig, um die unveränderte Anforderung an die Flottenemissionen von 95 g_{CO2}/km zu erreichen (HIT 2014). Nach dem Richtlinien vorschlag 2012/0190 (COD) sollen die zulässigen Flottenemissionen ab 2025 im Bereich von 68 bis 78 g_{CO2}/km liegen.

Relevante Gesetzgebung

Seit Juni 2015 ist das Elektromobilitätsgesetz (EmoG) in Kraft. Dieses regelt mögliche Privilegien für Elektrofahrzeuge bzw. deren Nutzer in Deutschland. Nach § 3 Absatz 4 EmoG sind Bevorrechtigungen

- beim Parken auf öffentlichen Straßen oder Wegen,
- bei der Nutzung von für besondere Zwecke bestimmten öffentlichen Straßen oder Wegen oder Teilen von diesen,
- durch das Zulassen von Ausnahmen von Zufahrtbeschränkungen oder Durchfahrtsverboten und
- im Hinblick auf das Erheben von Gebühren für das Parken auf öffentlichen Straßen oder Wegen

möglich.

Ähnliche Privilegien haben der Elektromobilität z. B. in Norwegen zum Durchbruch verholfen. Inwieweit die im EmoG ermöglichten Privilegien in Deutschland umgesetzt werden und welchen Einfluss diese vor allem auch auf die Verbreitung von Brennstoffzellenfahrzeugen haben werden, lässt sich heute noch nicht sagen. Das Gesetz soll Ende 2026 außer Kraft treten.

Ein derzeit noch nicht bestehendes, aber in Diskussion befindliches Gesetz (Bundesrat vom 10. Juli 2015, Drucksache 167/15) sieht eine „Umweltprämie“ für den Kauf emissionsarmer Fahrzeuge vor. Demnach sollen Privatpersonen einen Kaufzuschuss in Höhe von 5.000 € für reine Elektrofahrzeuge erhalten. Eingeführt werden soll die Prämie, wenn der Anteil von E- und Plug-in-Fahrzeugen an den Neuzulassungen 2017 unter 5 % liegt. Ein ähnliches Förderprogramm gibt es seit einigen Jahren z. B. in Kalifornien.

Weitere Möglichkeiten zur Förderung emissionsfreier Fahrzeuge bestehen z. B. in der Einführung von Zufahrtsverboten für bestimmte Fahrzeuge in Innenstädten, ähnlich der in London eingeführten „Congestion Charge“. Hier müssen Fahrzeuge, die als nicht emissionsfrei eingestuft sind, eine Zufahrtsgebühr in die Innenstadt entrichten. Die Einfahrtsgebühr wird werktags zwischen 7:00 und 18:00 Uhr fällig und beträgt derzeit 11,50 britische Pfund (etwa 15 €) pro Tag.

Kapitel 3

Kalifornien hat vor einigen Jahren das sog. „ZEV-Mandat“ eingeführt. Dieses verpflichtet Automobilhersteller, eine stetig steigende Anzahl an „ZEV“ (Zero Emission Vehicles), also emissionsfreien Fahrzeugen zu verkaufen. Dabei werden bei der Quotenerfüllung nicht alle emissionsfreien Fahrzeugtechnologien gleichermaßen berücksichtigt. Ausschlaggebend für die Höhe der Anrechnung sind u. a. die Fahrzeugreichweite und die Betankungsdauer. Fahrzeuge mit Brennstoffzelle sind derzeit die einzigen, die pro Fahrzeug neun „Credits“ erhalten können. Voraussetzung dafür ist eine Reichweite von mindestens 480 km. Zum Vergleich: ein Tesla Model S erhält derzeit lediglich vier „Credits“ (Navigant 2014). Dies war einer der Gründe, warum Toyota die Produktion und den Verkauf seines RAV4 Batteriefahrzeugs (drei Credits je Fahrzeug) eingestellt hat und für Kalifornien vor allem auf den Verkauf von Brennstoffzellenfahrzeugen setzt. Dies hat dazu geführt, dass, neben dem Heimatmarkt Japan, Kalifornien der Schlüsselmarkt für die Einführung der Brennstoffzellenfahrzeuge für Toyota ist. Die Strafzahlung für fehlende Credits beträgt 5.000 Dollar pro Credit. Damit beträgt die indirekte Förderung von Brennstoffzellenfahrzeugen 45.000 Dollar je Fahrzeug (neun Credits x 5.000 Dollar). Credits können zwischen den Fahrzeugherstellern gehandelt werden (ARB 2009), womit der kalifornische Batteriefahrzeughersteller Tesla einen nennenswerten Teil seiner Fahrzeugentwicklung finanziert.

Der Abbau von Informationsdefiziten beim Autokäufer kann zukünftig die Verbreitung von BZ-Pkw vorantreiben. Dazu ist es notwendig, relevante Informationen zu Umweltverträglichkeit, Tankstellenverfügbarkeit und Kraftstoffkosten verständlich zu kommunizieren. Die EU-Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe macht dazu entsprechende Vorgaben. In Artikel 7 Absatz 3 werden insbesondere für Wasserstoff und Erdgas auf eine Maßeinheit bezogene Vergleichspreise zu Informationszwecken gefordert. Außerdem soll nach Absatz 7 sichergestellt werden, dass Informationen bezüglich der Lage von öffentlichen (Wasserstoff-)Tankstellen allen Nutzern zugänglich sind. Durch Artikel 5 wird eine Mindestfahrfähigkeit für Wasserstofffahrzeuge in weiten Teilen Europas ab 2025 sichergestellt.

Weitere Treiber

Durch gezielte Kampagnen und Kommunikationsmaßnahmen z. B. seitens der Automobilbranche oder Technologiekonzerne ist es

möglich, die BZ-Technologie im Pkw-Segment gezielt zu bewerben und dadurch für den Kunden als ein attraktives Produkt darzustellen. Dies ist vor allem so lange notwendig, bis die Endkundenpreise in der Größenordnung konventioneller Fahrzeuge liegen.

3.1.7 FAZIT UND HANDLUNGSBEDARF

Unter den in dieser Studie skizzierten ambitionierten Rahmenbedingungen wurde abgeschätzt, dass im Jahr 2030 in Baden-Württemberg bis zu 140.000 Pkw, 6.000 leichte Nutzfahrzeuge, 600 schwere Nutzfahrzeuge, 900 Busse und 50 Nahverkehrstriebzüge mit Brennstoffzellenantrieb verkehren könnten. Schwer zu beurteilen für die Bestandsentwicklungen von elektrischen Fahrzeugen sind in diesem Zusammenhang die Auswirkungen außerordentlicher Umwelt- und Wirtschaftsereignisse, wie sie z. B. jüngst bei den Abgassteuerungsmanipulationen in der deutschen Automobilindustrie zu beobachten waren, deren Konsequenzen zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch nicht absehbar waren.

Gerade als Bestandteil und Wegbereiter eines künftig emissionsarmen Straßen- und Schienenverkehrs bietet die Wasserstoffbrennstoffzellentechnologie gute Voraussetzungen, da sie, im Gegensatz zu rein batteriebasierten elektrischen Antrieben, ein schnelles Nachtanken und eine deutlich größere Reichweite und somit eine hohe Flexibilität bietet. Ein Durchbruch dieser Antriebstechnologie lässt bisher jedoch auf sich warten. Die fehlende Tankstelleninfrastruktur, (noch) hohe Fahrzeugpreise und ein mangelndes Modellangebot sind dafür die wesentlichen Gründe.

Gleichwohl wird die Wasserstoffbrennstoffzellentechnologie seit Jahrzehnten für den Einsatz in Fahrzeugen erforscht, erprobt und getestet und seit einigen Jahren finden Brennstoffzellenfahrzeuge verstärkt auch ihren Weg auf die Straße.

So bieten Ende 2015 mittlerweile bereits drei (asiatische) Pkw-Hersteller Brennstoffzellenfahrzeuge in Kleinserien an. Eine nennenswerte Marktdurchdringung und ein sich selbst tragender Markt von Brennstoffzellenfahrzeugen wird jedoch nicht vor dem Jahr 2025 erwartet und auch nur dann, wenn die Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnik kontinuierlich weiterentwickelt und politisch gefördert wird. Elektrische Antriebe auf Basis von elektrochemischen Energiespeichern und wasserstoffbetriebenen

Brennstoffzellen sind eine Grundvoraussetzung, damit das Ziel einer Dekarbonisierung des Energie- und Verkehrssystems erreicht werden kann. Neue Marktakteure treten im Automobilssektor in Erscheinung (Tesla, Google) und die Industrie muss sich in einem hochdynamischen und innovativen Marktumfeld mit neuen Technologien, wie auch der Brennstoffzelle, positionieren.

Für den Erfolg der Wasserstoffbrennstoffzellentechnologie wurden vier zentrale Themenfelder identifiziert, die in den nächsten Jahren besondere Aufmerksamkeit und Anstrengungen auf Seiten der Wirtschaft, Wissenschaft und der Politik erfordern.

Tankstellen

Neben einem deutlichen Ausbau und einer Verdichtung des Wasserstofftankstellennetzes müssen auch Anstrengungen in der Standardisierung, Normierung und Kostensenkung von Wasserstofftankstellen und deren Komponenten unternommen werden. Letztlich sollten Geschäftsmodelle entwickelt werden, mit denen das durch die geringe Tankstellenauslastung bedingte Investitionsrisiko in der Startphase reduziert werden kann.

Fahrzeugtechnik

Die Fahrzeughersteller sollten die Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Bereich der Elektrofahrzeuge und insbesondere der Wasserstoffantriebstechnik verstetigen mit dem Ziel, großserienfähige Produktionsbedingungen zu schaffen. Kernelemente sind Kostensenkungen u. a. durch Verbesserungen in der Brennstoffzellentechnik auf Modul- und Stack-Ebene, der Einsatz neuer Materialien und automatisierter Produktionsverfahren und das Ausnutzen von Stückzahleffekten. Auf dieser Grundlage ist eine angebotsgetriebene Modellpolitik der Fahrzeughersteller mit einer attraktiven Brennstoffzellenfahrzeugpalette möglich.

Politische Rahmenbedingungen

Für den Erfolg der Brennstoffzellentechnologie hilfreich ist ein austarierter Mix aus Anreizen für Brennstoffzellenfahrzeuge einerseits (z. B. Kaufzuschüsse in der Anfangsphase, Sonderabschreibungsmodelle für gewerbliche Käufer, Abgabenerlastung auf Wasserstoff) und eine weitere Fortschreibung der Fahrzeugemissionsregulierung andererseits (z. B. durch Verschärfung der CO₂-Zielwerte und Steuergesetzgebung durch die EU bzw. die Bundesregierung, die Ausweitung von Umweltzonen sowie kon-

sequente Maßnahmen im Falle der Überschreitung der EU-seitig festgelegten maximalen Stickoxidbelastung). Unterstützend wirken in der Marktvorbereitungsphase ferner öffentliche Förderprogramme zur Unterstützung der Forschung sowie des Markthochlaufs bei Brennstoffzellenfahrzeugen und dem Aufbau der Infrastruktur.

Fahrzeuggesellschaft und -besitzer

Stellhebel bei den Nutzern liegen z. B. in der Ausgestaltung unternehmerischer Flottenstrategien. Dadurch können aufgrund der Bevorzugung von Antriebstechnologien, die mit regenerativ erzeugten Energieträgern betrieben werden können, im Ausschreibungsdesign die Flottenverbräuche und Emissionsbelastungen reduziert werden. Hier kann insbesondere die öffentliche Hand mit gutem Beispiel voran gehen. Treiber dafür können u. a. firmeneigene Vorgaben zu Flottenverbräuchen und -emissionen sowie zu Anteilen alternativer Antriebsformen im Fuhrpark sein. Somit können Flottenbetreiber als Katalysatoren bei der Einführung neuer Antriebe dienen.

Zusammenfassend sind entscheidende Stellhebel für die Durchsetzung der Brennstoffzellentechnologie die weitere Verschärfung der CO₂-Zielwerte nach 2020/21, eine konsequente Bekämpfung und Sanktionierung der Schadstoff-Immissionsbelastung und der Schadstoffemissionen, insbesondere von Partikeln und Stickoxiden, eine deutliche Reduktion der Fahrzeugkosten und des Wasserstoffpreises an der Tankstelle sowie ein konsequenter Netzausbau von Wasserstofftankstellen.

3.2 SUBSTITUTIONSPOTENZIAL IN DER INDUSTRIE

In der Industrie wird Wasserstoff heute in großen Mengen für verschiedenste Produktionsprozesse und als Chemiegrundstoff eingesetzt. Zum Einsatz kommt das Gas beispielsweise

- bei der Fetthärtung in der Lebensmittelindustrie,
- als Inertgas bei der Flachglasherstellung,
- zur Kraftstoffschwefelung in Raffinerien,
- als Treibstoff für Raumfahrttriebwerke oder
- als Grundstoff in der Chemieindustrie zur Herstellung von Ammoniak.

Kapitel 3

Der heute industriell erzeugte und eingesetzte Wasserstoff stammt fast ausschließlich aus Erdgas-Dampfreformierungsanlagen (Abbildung 12) und wird bei Großverbrauchern in Anlagen direkt vor Ort erzeugt. Kleinere Verbraucher werden in der Regel per Lkw mit flüssigem oder gasförmigem Wasserstoff von zentralen Erzeugungsstandorten versorgt (Handelswasserstoff). Bei sehr geringen Mengen erfolgt die Anlieferung auch in einzelnen oder gebündelten Druckgasflaschen. Die Versorgung übernehmen meist Unternehmen der Gaseindustrie.

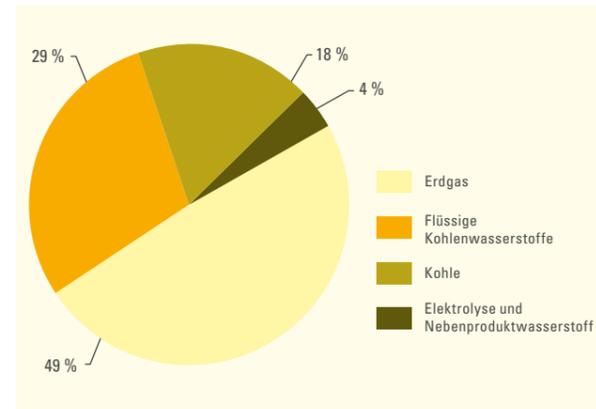


Abbildung 12: Eingesetzte Grundstoffe zur Wasserstoffproduktion weltweit (Gesamtproduktion 2008 ca. 44,5 Mio. Tonnen), basierend auf (Schlag, 2009).

Der Markt für Industriegase in Deutschland ist eher intransparent. Öffentliche Daten über verwendete Wasserstoffmengen sind nicht verfügbar. Im Rahmen dieser Studie wurde versucht, den industriellen Wasserstoffverbrauch für Baden-Württemberg über gezielte Anfragen an Großverbraucher zu ermitteln. Aufgrund des unvollständigen Datenrücklaufs der Umfrage konnte nur ein Teil des Wasserstoffverbrauchs ermittelt werden. Neben einigen kleinen und mittleren Verbrauchern wurden mit der MiRO-Raffinerie in Karlsruhe, dem Industriestandort von Evonik in Rheinfelden und dem DLR am Standort Lampoldshausen drei der größten Wasserstoffverbraucher erfasst. Demnach beträgt die jährliche Menge an großindustriell verwendetem Wasserstoff, der theoretisch in Baden-Württemberg substituiert¹⁰ werden kann, mindestens 16.000 t_{H₂} (533 GWh_{H₂}).

Ob relevante Mengen des derzeit aus fossilem Erdgas gewonnenen Wasserstoffs zukünftig durch erneuerbaren Wasserstoff ersetzt werden, hängt primär von den Gasgestehungskosten ab. Wie bei anderen Betriebsstoffen in der Industrie sind die Kosten entscheidend. Eine Substitution von fossil erzeugtem Wasserstoff durch erneuerbaren Wasserstoff ist für Industrieunternehmen nur bei vergleichbaren Kosten interessant. Die heutigen Kosten für Wasserstoff hängen vor allem von der Abnahmemenge und der Versorgungsvariante ab. Werden große H₂-Mengen direkt am Ort des Verbrauchs durch Erdgas-Dampfreformierung erzeugt, liegen die Kosten in der Größenordnung von etwa 1.700 €/t_{H₂} (50.000 €/GWh_{H₂}). Wird der Wasserstoff für mittlere und kleine Verbraucher per Lkw angeliefert, sind die Kosten um ein Vielfaches höher. Zudem können die Wasserstoffpreise in weiten Bereichen wegen des insgesamt intransparenten Marktes variieren.

Für die Versorgung eines Industriebetriebs mit erneuerbarem Wasserstoff aus einer 10 MW_{el}-Elektrolyseanlage ist nach (Bertuccioli et al. 2014) im Jahr 2030 von Kosten in Höhe von 4.800 €/t_{H₂} (144.000 €/GWh_{H₂}) auszugehen. Dabei sind Erlöse aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Stromnetz, die im Rahmen des Elektrolysebetriebs erzielt werden können, bereits berücksichtigt. Bei größeren Leistungen (250 MW_{el}) reduzieren sich die Wasserstoffkosten um etwa 17 % auf 4.000 €/t_{H₂} (120.000 €/GWh_{H₂}). Bei Anlagenleistungen unter 10 MW_{el} ist von entsprechend höheren Wasserstoffgestehungskosten auszugehen.

Eine direkte rein wirtschaftlich getriebene Substitution von geringen Teilen des fossil erzeugten Wasserstoffs ist bis 2030 dennoch möglich. Allerdings beschränkt sich dieses Substitutionspotenzial auf H₂-Verbraucher mit bisher hohen Wasserstoffkosten, d. h. kleinen Verbrauchern ohne bestehende Vor-Ort-Erzeugung. Hier könnte in Zukunft die bestehende Versorgung via Lkw einer lokalen Erzeugung auf Basis eines mit erneuerbarem Strom betriebenen Elektrolyseurs weichen.

Neben einer rein wirtschaftlich getriebenen Substitution kann erneuerbarer Wasserstoff auch durch veränderte politische Vorgaben in der Industrie Anwendung finden. So ist derzeit in der Diskussion, ob durch eine Anpassung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) ermöglicht werden soll, den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Raffinerien den biomassebasierten

Kraftstoffen über eine THG-Minderungsquote gleichzustellen. Damit könnte ein Teil der (mindestens) 6%igen THG-Minderung bei Raffinerieprodukten, die durch die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD, 2009/30/EG) für 2020 vorgegeben wird, erfolgen. Durch die vollständige Substitution von fossil erzeugtem Wasserstoff in Raffinerien können in Deutschland jährlich bis zu 1,9 Mio. t CO₂-Äquivalent eingespart werden (LBST 2015).

Ein Beispiel für die Substituierung von fossil erzeugtem Wasserstoff ist das derzeit laufende Projekt H₂orizon am DLR-Standort in Lampoldshausen. Im Rahmen des Projekts soll eine Prozesskette für regenerativen Wasserstoff aufgebaut werden, die von der Erzeugung über die Speicherung bis hin zur Nutzung und Verteilung alle relevanten Schritte umfasst. Das Gas soll mittels Elektrolyse erzeugt werden, die mit Strom aus erneuerbaren Energien in unmittelbarer räumlicher Nähe, bspw. einem Windpark, gespeist wird. Der erzeugte Wasserstoff soll dann bedarfsabhängig als Treibstoff für Tests von Raumfahrtantrieben, zur Wärme- und Stromversorgung des Standorts und (durch Abgabe an Dritte) im Mobilitätssektor Verwendung finden (DLR 2015b).

3.3 MÖGLICHE NUTZUNG VON WASSERSTOFF IM ERDGASNETZ

Neben der Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr oder als Rohstoff in der Industrie kann dieser auch in das bestehende Erdgasnetz eingespeist und so einer Vielzahl von unterschiedlichen Anwendungen zugeführt werden. Wie viel Wasserstoff theoretisch ins baden-württembergische Erdgasnetz eingespeist werden kann, hängt vor allem von der zulässigen maximalen H₂-Konzentration im Erdgas und von der abgesetzten Erdgasmenge ab.

Die verschiedenen an das Erdgasnetz angeschlossenen Verbraucher und Anlagenteile haben unterschiedliche Anforderungen bezüglich des zulässigen Wasserstoffanteils im Gasstrom. Erdgas-tankstellen stellen dabei den am weiträumigsten vorkommenden „Verbraucher“ mit geringer Toleranz bezüglich H₂-Konzentration dar. Gemäß DIN 51624 ist für die Abgabe an CNG-Fahrzeuge eine maximale H₂-Konzentration von 2 Vol.-% zulässig (entspricht 0,6 % des Energieinhaltes). Dieser Wert stellt heute die Begrenzung in weiten Teilen des Erdgasnetzes dar. Weitere Beschränkungen

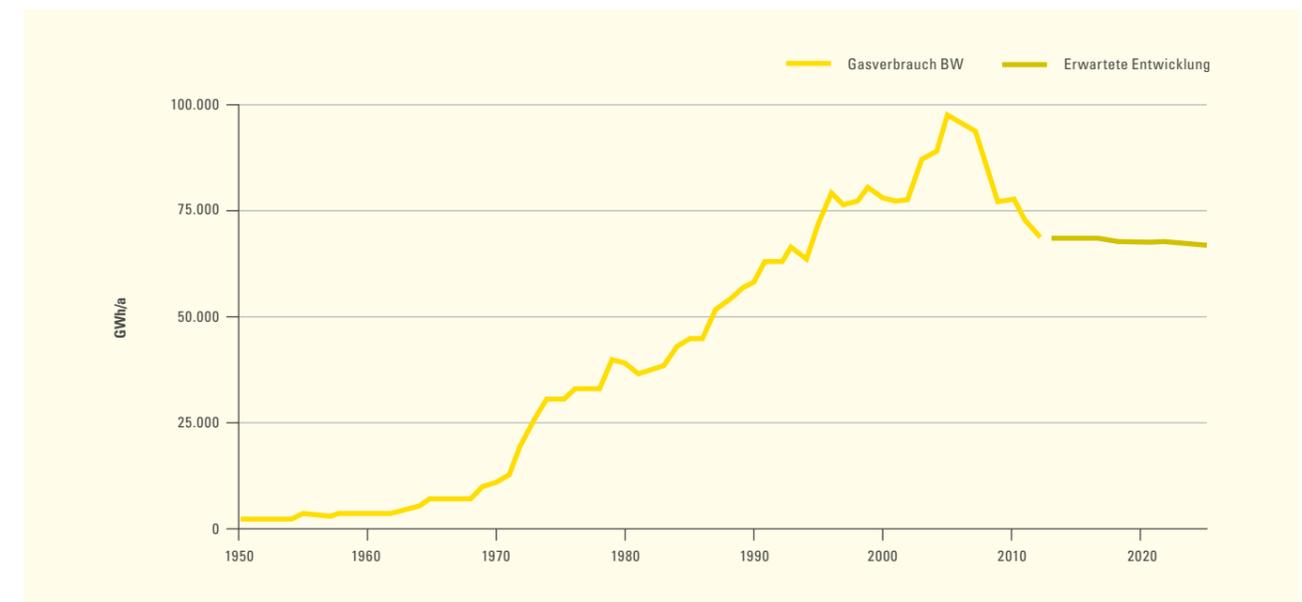


Abbildung 13: Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Baden-Württemberg (basierend auf (GasNEP 2014)).

¹⁰ Nicht enthalten ist der Einsatz von Nebenproduktwasserstoff (z. B. innerhalb der Raffinerie Karlsruhe).

Kapitel 3

der Wasserstoffmischung werden durch nicht kompatible Gaschromatographen und Gasturbinen, die Glasindustrie sowie durch die unerwünschte Zersetzung von Wasserstoff in Porenspeichern durch Mikroorganismen vorgegeben. Zukünftig sind, vor allem auch in einzelnen Teilabschnitten, höhere Wasserstoffanteile im Erdgas denkbar.

Der Gasverbrauch in Baden-Württemberg ist zwischen 1950 und 2005 von 2,2 auf 96 TWh/a gestiegen. Seit 2005 ist der Gasverbrauch stark rückläufig und betrug 2012 nur noch 67 TWh (SLA BW 2015). Bis 2025 ist in den meisten Landkreisen infolge von Gebäudesanierungen mit einem weiteren leichten Rückgang des Gasverbrauchs um ca. 10 %, bezogen auf 2012, zu rechnen. Im Großraum Stuttgart wird aufgrund des anhaltenden Einwohnerzuwachses allerdings von einem steigenden Gasverbrauch bis 2025 ausgegangen (GasNEP 2014).

3.3.1 KRITERIEN FÜR DIE AUSWAHL EINES PTG-STANDORTS MIT GASNETZEINSPESUNG

Unter dem Begriff Power-to-Gas (PtG) werden Anlagenkonzepte verstanden, die elektrische Energie in Wasserstoff (PtH₂) oder

unter zusätzlicher Verwendung von CO₂ weiter zu synthetischem Methan (PtCH₄) wandeln. Ein vereinfachtes Anlagenschema ist in Abbildung 14 dargestellt. Zusätzlich zu den Hauptprodukten Methan bzw. Wasserstoff fallen die Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme an. Im Folgenden werden ausschließlich PtG-Anlagen mit anschließender Einspeisung ins Erdgasnetz betrachtet. Detailliertere Informationen zu PtG-Anlagen können z. B. (e-mobil BW 2014) (Kap. 3.1.3 und 3.2) entnommen werden.

Bei der Auswahl eines Standorts für eine PtG-Anlage mit Einspeisung des Produktgases ins Erdgasnetz gehören die Anschlussmöglichkeiten an das Strom- und Erdgasnetz, ggf. die Verfügbarkeit von (biogenem) CO₂ zur Methanisierung, die Verfügbarkeit einer geeigneten lokalen Wärmesenke sowie eine lokale Absatzmöglichkeit des Nebenproduktsauerstoffs zu den entscheidenden Kriterien.

Dabei sind einige Kriterien technisch oder regulatorisch zwingend erforderlich, andere sind optional und dienen primär der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Tabelle 11 stellt die einzelnen Kriterien diesbezüglich einander gegenüber.

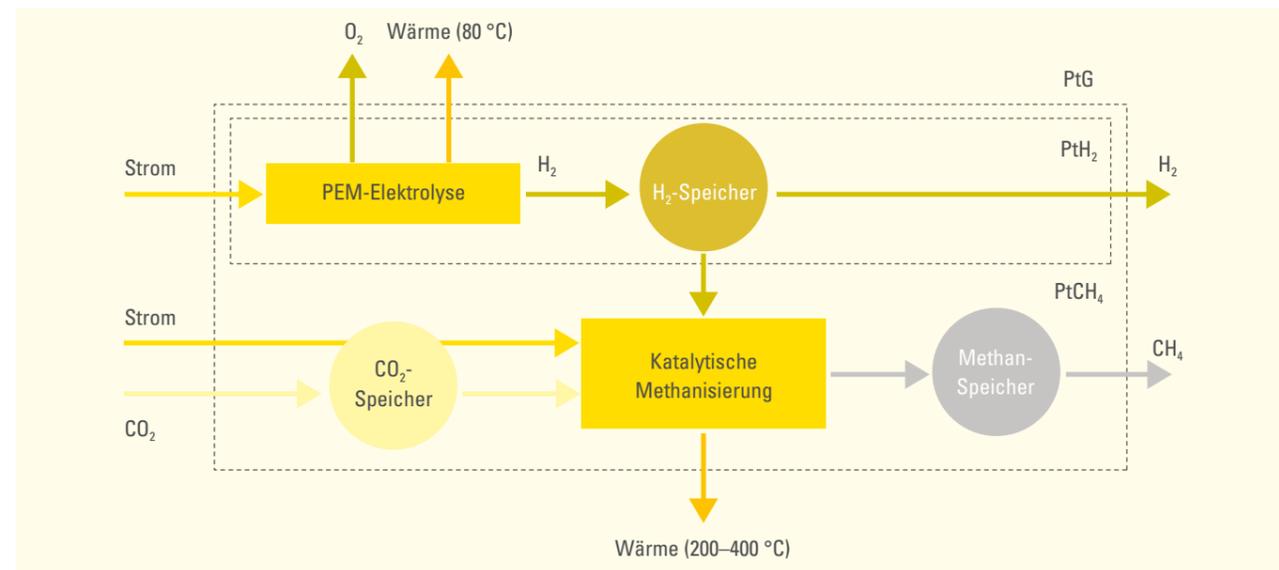


Abbildung 14: Vereinfachtes Anlagenschema einer PtH₂-Anlage mit PEM-Elektrolyse und einer PtCH₄-Anlage mit katalytischer Methanisierung (eigene Darstellung).

	Anschluss Stromnetz	Anschluss Erdgasnetz	Erneuerbare CO ₂ -Quelle	Lokaler EE-Strom	Lokale Wärmesenke	Lokaler O ₂ -Bedarf
PtH ₂	Technisch erforderlich	Technisch erforderlich		Nicht erforderlich	Optional	Optional
PtCH ₄	Technisch erforderlich	Technisch erforderlich	Regulatorisch erforderlich	Nicht erforderlich	Optional	Optional

Tabelle 11: Kriterien für die Auswahl eines PtG-Standorts mit Einspeisung ins Erdgasnetz.

Eine Anschlussmöglichkeit mit ausreichend Leistung sowohl an das Strom- als auch das Erdgasnetz sind für den PtG-Betrieb mit Gasnetzeinspeisung technisch zwingend erforderlich. Soll der erzeugte Wasserstoff anschließend zu Methan weiterverarbeitet werden, wird eine CO₂- oder CO-Quelle¹¹ benötigt. Technisch kann CO₂ aus der Verbrennung fossiler und erneuerbarer Energieträger verwendet werden. Um das erzeugte Methan mit Vorrang in das Erdgasnetz einspeisen zu dürfen, ist es allerdings erforderlich, dass es sich bei dem erzeugten Gas um Biogas im Sinne des EnWG (§ 3, 10c) handelt. Danach handelt es sich dann um Biogas, wenn das zur Methanisierung eingesetzte CO₂ nachweislich überwiegend (>80 %) aus erneuerbaren Quellen stammt. Damit ist eine Verwendung von CO₂ aus der Verbrennung fossiler Energieträger regulatorisch nicht gestattet.

Als eine weitere technisch mögliche und regulatorisch zulässige CO₂-Quelle bietet sich die Nutzung des in der Luft enthaltenen CO₂ an. Der energetische und finanzielle Aufwand ist jedoch erheblich, weshalb diese Option im Folgenden nicht weiter betrachtet wird. Die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen (nach Richtlinie 2009/28/EG) ist analog zu den Vorgaben bezüglich CO₂ durch das EnWG vorgegeben. Die Herkunft des Stroms kann durch entsprechende Herkunftszertifikate nachgewiesen werden. Eine Verpflichtung zur Verwendung von erneuerbarem Strom aus Anlagen in räumlicher Nähe besteht nicht. Eine geeignete Wärmesenke zur Vermarktung der anfallenden Abwärme sowie eine lokale Vermarktungsmöglichkeit für den anfallenden Nebenproduktsauerstoff können die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage verbessern.

3.3.2 THEORETISCHES EINSPEISEPOTENZIAL VON WASSERSTOFF INS BESTEHENDE ERDGASNETZ

Wie bereits erwähnt gilt für den Großteil des Erdgasnetzes heute eine Zumischgrenze von 2 Vol.-%. Aufgrund der geringeren volumenbezogenen Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas, beträgt der energetische Anteil des Wasserstoffs am Gasgemisch dann lediglich 0,6 %. Auf Basis dieser Zumischgrenze kann für 2025 ein theoretisches Einspeisepotenzial für Wasserstoff im gesamten Bundesland in Höhe von etwa 12.100 t_{H₂} (0,4 TWh_{H₂}) abgeleitet werden. Dieses Potenzial verteilt sich ungleichmäßig, wie in Abbildung 15 dargestellt. Das höchste Potenzial besteht entsprechend dem höchsten Gasverbrauch in der Landeshauptstadt Stuttgart sowie den nächst größeren Städten Karlsruhe, Mannheim, Ulm, Offenburg und Freiburg. Deutlich geringer ist die Nachfrage in ländlichen Gebieten. Entsprechend dem Anteil des Erdgasverbrauchs von gut 42 % entfallen ebenfalls gut 42 % des eingespeisten Wasserstoffs auf das produzierende Gewerbe. Weitere 42 % können theoretisch an private Haushalte und 16 % an sonstige Verbraucher geliefert werden (SLA BW 2015).

¹¹ Im Folgenden wird stellvertretend für CO₂ und CO jeweils nur noch von CO₂ oder CO₂-Quelle gesprochen.

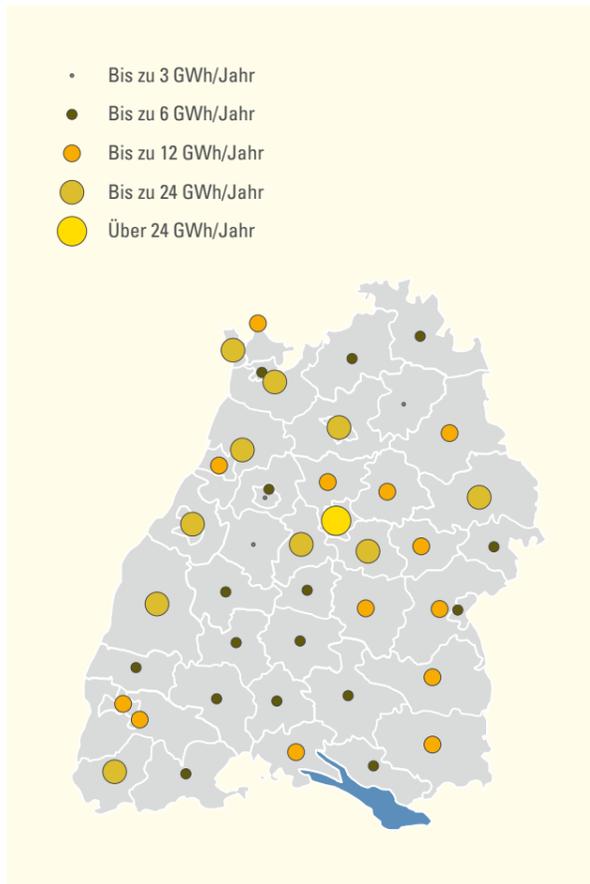


Abbildung 15: Verteilung des Wasserstoffabsatzpotenzials via Erdgasnetz im Jahr 2025.

die Gasgestehungskosten. In (Bertuccioli et al. 2014) werden Wasserstoffgestehungskosten für eine große PtH₂-Anlage mit Gasnetzeinspeisung in Höhe von 8,4 bis 10,2 Cent/kWh_{H₂} für Deutschland im Jahr 2030 angegeben. Das ist gut das Doppelte des erwarteten Erdgaspreises in Höhe von 3,6 Cent/kWh_{CH₄} im Jahr 2030 (DLR/IWES/IfNE 2012).

Kurz- bis mittelfristig ist unter den heute gültigen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb einer PtH₂-Anlage mit Einspeisung ins Erdgasnetz außerhalb von Pilot- oder Forschungsanlagen nicht möglich. Mit einer Erschließung des ermittelten Potenzials in relevanter Größe ist daher bis 2030 nicht zu rechnen.

3.3.3 THEORETISCHES EINSPEISEPOTENZIAL VON WASSERSTOFF DURCH METHANISIERUNG

Eine Alternative zum Einspeisen von reinem Wasserstoff ins Erdgasnetz ist die Erzeugung von synthetischem Methan mittels katalytischer oder biologischer Methanisierung. Dabei wird der zuvor hergestellte Wasserstoff zusammen mit Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid zu Methan umgesetzt. Da Methan mit bis zu 98 % Hauptbestandteil des Erdgases ist, kann dieses nahezu unbegrenzt dem fossilen Erdgasstrom beigemischt werden. Wird zur Erzeugung überwiegend erneuerbarer Strom und erneuerbares CO₂ eingesetzt, kann das Methan gemäß Gasnetz Zugangsverordnung mit Vorrang ins Gasnetz eingespeist werden.

Erneuerbares CO₂ fällt bei der Verbrennung von Biogas und Biomasse z. B. zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie bei der Fermentation von Biomasse zur Biogasherstellung an. Für jede erzeugte MWh synthetisches Methan werden in etwa 200 kg CO₂ benötigt. Eine konservative Abschätzung¹² des derzeitigen erneuerbaren CO₂-Potenzials auf Basis des EEG-Anlagenregisters ergibt für Baden-Württemberg eine jährliche verfügbare Menge von mindestens 6,5 Mt. Diese kann aus dem Abgas bzw. dem Prozessgas von insgesamt über 3.300 Anlagen extrahiert werden. Das ist theoretisch ausreichend, um 32,5 TWh und damit rund 50 % des in Baden-Württemberg verbrauchten Erdgases durch synthetisches Methan zu substituieren. Die im EEG-Anlagenregister geführten Anlagen zur Verstromung von Biogas und Biomasse sind ungleichmäßig auf die Landkreise in Baden-Württemberg verteilt. Die größten erneuerbaren CO₂-Potenziale befinden sich in großen

ländlich geprägten Landkreisen. Abbildung 16 zeigt die geographische Verteilung der Potenziale.

Zusätzlich zu den Investitionskosten für eine PtH₂-Anlage sind weitere Investitionen für Methanisierung und CO₂-Bereitstellung notwendig. Diese und ein etwas verringerter Strom-zu-Gas-Wirkungsgrad erhöhen die Gasgestehungskosten im Vergleich zu PtH₂. Ein großflächiger Einsatz dieser Technologie bis 2030 ist unter den heutigen Rahmenbedingungen daher ebenfalls nicht zu erwarten.

3.3.4 NUTZUNGSMÖGLICHKEIT VON DEDIZIERTEN WASSERSTOFFPIPELINES

In Baden-Württemberg bestehen derzeit außerhalb von Industriestandorten oder -parks keine Rohrleitungssysteme für den Transport von Wasserstoff. Große Wasserstoffrohrleitungssysteme gibt es in Deutschland derzeit nur im Ruhrgebiet und in Mitteldeutschland (Bitterfeld/Leuna). Im Raum Unterelbe wird seit Jahren über die Verlängerung eines Rohrleitungsabschnittes von derzeit 43 km um weitere ca. 150 km diskutiert.

Dedizierte Wasserstoffrohrleitungen kommen heute zum Einsatz, wenn Wasserstoff zwischen Großherzeuger und Großverbraucher kontinuierlich und in großen Mengen transportiert werden muss. Soweit möglich werden H₂-Erzeugungskapazitäten allerdings direkt am Standort der Großverbraucher errichtet, um den Transportaufwand zu minimieren. Eine Rohrleitungsverbindung ist dann nötig, wenn der Standort der Wasserstoffherzeugung sich nicht frei wählen lässt. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn es sich bei dem erzeugten Wasserstoff um ein Nebenprodukt eines bestehenden Industrieprozesses oder um Wasserstoff aus Bestandsanlagen für solche Standorte handelt, die über eine konstante Quelle-Senke-Beziehung mit hohem H₂-Durchsatz miteinander verbunden sind.

In Zukunft können der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und die gesteigerte Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff ein Treiber für den Bau neuer H₂-Netze in Baden-Württemberg sein. Aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitäten im Stromnetz könnte die Standortwahl für einen Elektrolyseur zukünftig eingeschränkt bzw. zusätzlich von weiteren Faktoren ab-

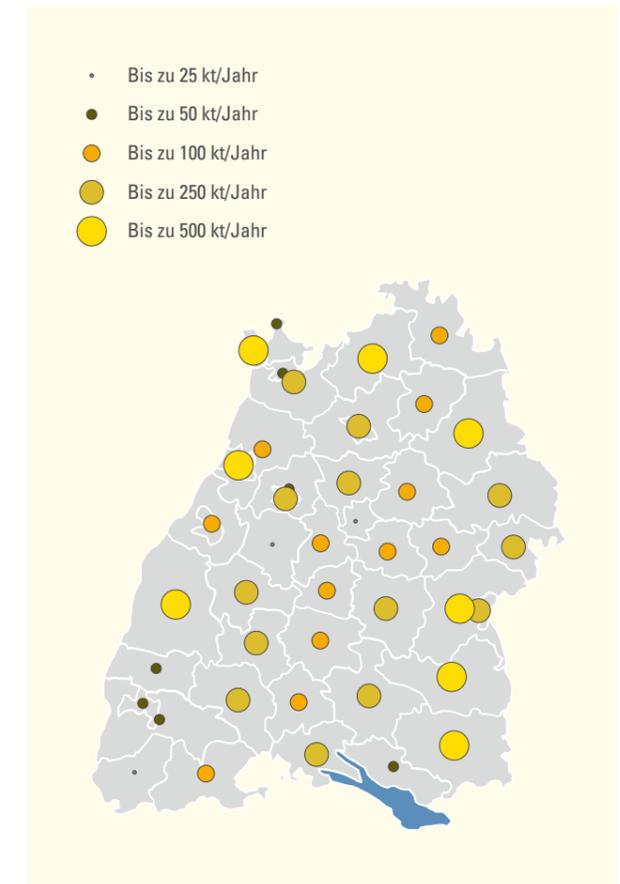


Abbildung 16: Verteilung des Aufkommens erneuerbaren Kohlendioxids aus Biomasse- und Biogasverstromungsanlagen.

hängig sein. Statt einer Verstärkung des Stromnetzes könnte der Wasserstoffherzeugungsstandort dann beispielsweise so gewählt werden, dass er bestehende Netzengpässe im Stromnetz wirksam reduziert oder beseitigt. Der Energietransport würde somit vom Stromnetz auf ein Gasnetz verlagert werden.

Neben einer Verlegung neuer Rohrleitungen ist auch die Umstellung von Abschnitten des Erdgasnetzes auf reinen Wasserstoff denkbar. Werden einzelne Teilabschnitte des bestehenden Erd-

¹² Die Abschätzung beruht auf typischen Anlagenparametern wie Jahresbenutzungsdauer, Wirkungsgrad und eingesetztem Rohstoff/Brennstoff; Biomasseheizwerke wurden nicht berücksichtigt.

Kapitel 3

gasnetzes für den Transport von reinem Wasserstoff verwendet, muss der betroffene Abschnitt zunächst für diese Aufgabe ertüchtigt werden. Dabei müssen alle Netzkomponenten den Anforderungen an einen Betrieb mit 100 % Wasserstoff entsprechen. An den entsprechenden Netzabschnitt angeschlossene Verbraucher würden im gleichen Zuge auf Wasserstoff (z. B. H₂-Brennstoffzelle zur häuslichen Stromerzeugung und Wärmeversorgung) umgestellt. Erste Erfahrungen zur Umstellung einzelner Netzabschnitte können dabei aus der gegenwärtig laufenden Umstellung von L-Gas auf H-Gas herangezogen werden.

In welchem Rahmen solche Verlagerungen ökonomisch vorteilhaft sind, ist noch zu klären. Zu berücksichtigen sind dabei auch Aspekte, die über eine rein wirtschaftliche und technische Betrachtung hinausgehen. So sind beispielsweise Fragen bezüglich öffentlicher Akzeptanz neuer Strom-, aber auch Gasleitungen zu betrachten. Hier könnte langfristig die Nutzung der bereits bestehenden Gasinfrastruktur entscheidende Vorteile bieten.



Kapitel 4

STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN FÜR DIE WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

4.1 ENTWICKLUNG DES STROMVERSORGUNGSSYSTEMS UND DES ANTEILS ERNEUERBARER ENERGIEN BIS 2030

Mit erneuerbaren Energien soll zukünftig der Großteil unseres Stromverbrauchs gedeckt werden. Ebenso soll erneuerbar erzeugter Strom die Grundlage für den Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität und in anderen Sektoren sein. Dies erfordert einen dynamischen Ausbau unterschiedlicher Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Darüber hinaus werden weitere infrastrukturelle Änderungen im Stromsystem erforderlich sein, die eine Anpassung an die fluktuierende Erzeugung aus Sonnen- und Windenergie erlauben und der Strategie der Flexibilisierung von Verbrauch und Erzeugung folgen.

Eine Untersuchung und Bewertung der Integration und Wirtschaftlichkeit von Elektrolyse-Speicher-Systemen erfordert somit eine Charakterisierung des zukünftigen Stromversorgungssystems im Hinblick auf Strombedarf, Erzeugungsmix und installierte Leistungen an Kraftwerken, Netzen, Speichern und anderen relevanten Systembestandteilen. Dies ist nicht nur für Baden-Württemberg, sondern auch für die anderen Bundesländer und die europäischen Nachbarländer erforderlich, damit der

Stromaustausch und damit verbundene Effekte für den Lastausgleich und die Erzeugung von Wasserstoff aus Strom mit berücksichtigt werden können.

Entsprechend den Zielen des Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzeptes (IEKK) für Baden-Württemberg (IEKK 2014) und den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung (Energiekonzept 2010) lässt sich der zukünftige Strombedarf und der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung für Baden-Württemberg und Deutschland schätzen. Eine Konkretisierung der Ausbaupfade in Deutschland findet sich zum Beispiel in den Szenarien zum Netzentwicklungsplan 2014 (NEP 2014). Die Annahmen für den Strombedarf und die Erzeugungsstruktur in den europäischen Nachbarländern werden aus „Trends to 2050“ der Europäischen Kommission abgeleitet (EC 2013).

4.1.1 STROMBEDARF UND ERNEUERBARE STROMERZEUGUNG

Aus dem Szenario zum IEKK (siehe Abbildung 17) ergibt sich für Baden-Württemberg ein Anstieg des erneuerbaren Anteils in der Stromerzeugung von 23,2 % im Jahr 2014 auf über 60 % im Jahr 2030. Der Bruttostromverbrauch sinkt um jährlich durchschnittlich

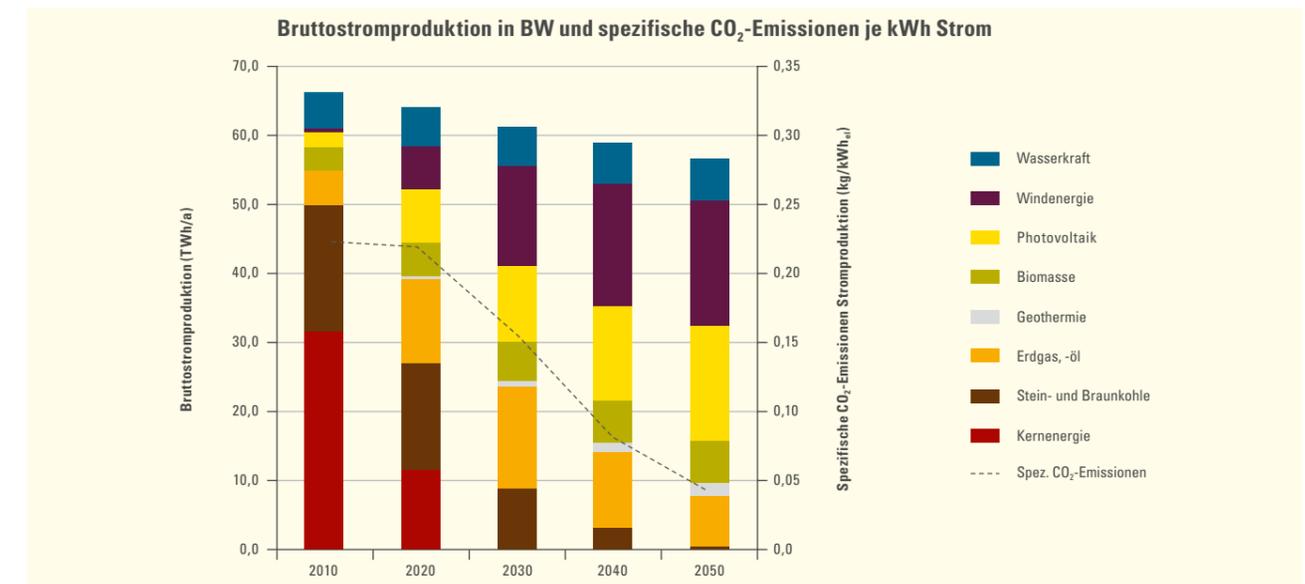


Abbildung 17: Stromproduktion und spezifische CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg entsprechend dem IEKK.

Kapitel 4

lich 0,4 % von 81,4 TWh im Jahr 2010 auf 74,4 TWh im Jahr 2030. Hierbei ist ein Stromverbrauch von etwa 1,7 TWh/a für den Verkehr eingerechnet, der sich auf den Schienenverkehr und die Elektromobilität einschließlich eines nicht definierten Anteils an Wasserstofffahrzeugen bezieht. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt von 11,2 TWh im Jahr 2010 auf 37,6 TWh im Jahr 2030. Das IEKK-Szenario nimmt zudem einen Nettostromimport von 8,5 TWh im Jahr 2030 an, der aus regelbaren Kraftwerken im Ausland unter Nutzung von erneuerbaren Energien erzeugt werden soll.

Das zielkonforme Szenario B aus (NEP 2014) zeigt für Deutschland insgesamt eine etwas andere Entwicklung. So sinkt der Stromverbrauch um jährlich durchschnittlich nur 0,04 % von 540 TWh im Jahr 2012 auf 535 TWh im Jahr 2030. Der erneuerbare Anteil ist vergleichbar zum IEKK für Baden-Württemberg, allerdings mit einem deutlich höheren Anteil der Windkraft insbesondere im Vergleich zur Photovoltaik und zur Biomasseverstromung. Der Jahresstrombedarf in den betrachteten europäischen Ländern bleibt im Szenario ab 2013 konstant und es ergibt sich ein erneuerbarer Anteil an der europäischen Stromerzeugung im Jahr 2030 von über 50 %.

In dieser Studie wird auch die Regionalisierung der Stromerzeugungsstruktur in Deutschland aus (NEP 2014) übernommen und zur Begrenzung der erforderlichen Rechenzeit auf – neben Baden-Württemberg – sechs weitere Regionen in Deutschland aggregiert. Die Stromerzeugungsstruktur in Baden-Württemberg wird zur Erhöhung der räumlichen Auflösung und Berücksichtigung von Netzrestriktionen innerhalb Baden-Württembergs auf vier Regionen, entsprechend den Regierungsbezirken, disaggregiert. Hierbei werden konventionelle Kapazitäten, KWK und Biomasse im Szenario entsprechend der heutigen Verteilung, und Wind- und PV-Kapazitäten entsprechend der Potenziale¹³ verteilt. Zudem werden acht Länder bzw. aggregierte Regionen in der Nachbarschaft zu Deutschland betrachtet.

Tabelle 12 zeigt das in dieser Studie angenommene Mengengerüst der Stromerzeugung in Baden-Württemberg, Deutschland und den betrachteten europäischen Nachbarländern im Jahr 2030. Die installierten Leistungen aus den oben genannten Datenquellen wurden im dynamischen Stromsystemmodell im Hinblick auf

deren Auslastung validiert und ggf. die regelbaren Kraftwerksleistungen modifiziert. In Tabelle 12 ist auch die räumliche Auflösung der modellgestützten Betrachtung des Stromsystems dargestellt. Es werden erhebliche regionale Unterschiede z. B. beim Ausbau der Windkraft und der Photovoltaik sichtbar.

Auch innerhalb Baden-Württembergs ergeben sich starke regionale Unterschiede. So finden sich die verbleibenden Kohlekraftwerke nur in den Regierungsbezirken Stuttgart und Karlsruhe, die dann die mit Abstand größten installierten Kraftwerksleistungen besitzen. Auch der Ausbau an Gaskraftwerken konzentriert sich auf diese beiden Regierungsbezirke, wohingegen der PV-Ausbau in allen Modellregionen ähnlich verläuft und der größte Zubau an Windkraft für den Regierungsbezirk Freiburg angenommen wird. Des Weiteren zeigt Abbildung 18 für Baden-Württemberg die zeitliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen im Szenario und Abbildung 19 die Entwicklung des Kraftwerksinventars für die vier Regierungsbezirke. Die im Jahr 2030 installierte PV-Leistung in Baden-Württemberg liegt in der Größenordnung von 12 GW, die der Windkraft bei etwa 8 GW.

Der hier dargestellte Basisfall berücksichtigt keinen zusätzlichen Strombedarf für eine Wasserstoffherzeugung für den Verkehr. In den modellgestützten Analysen dieser Studie werden jedoch zwei Varianten der Wasserstoffnachfrage beleuchtet. Einem Basisfall ohne Wasserstoffherzeugung folgen ein Szenario mit einer konservativen Annahme und ein Szenario mit einer ambitionierten Annahme zur Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehr (vgl. Kapitel 3). Durch die Wasserstoffnachfrage steigt der Strombedarf und es wird entsprechend ein zusätzlicher Ausbaumix an PV und Wind in Baden-Württemberg angenommen, der den Jahresstrombedarf für die Wasserstoffherzeugung bilanziell abdecken kann. Für den zusätzlichen Strombedarf im Jahr 2030 im ambitionierten Fall ergibt sich ein Mehrbedarf an erneuerbar erzeugtem Strom von 2,06 TWh/a, der im Szenario über zusätzliche 1 GW PV und 0,5 GW Windkraft erzeugt wird. Der zusätzliche Strombedarf zur Wasserstoffherstellung entspricht dann ca. 3 % des Gesamtstrombedarfs in Baden-Württemberg im Jahr 2030 entsprechend IEKK.

Die benötigte Elektrolyseleistung zur Deckung des Wasserstoffbedarfs liegt im konservativen Nachfrageszenario bei ca. 40 MW und im ambitionierten Szenario bei 510 MW, sofern ein flexibler Betrieb

Modellregionen	Wind offshore	Wind onshore	PV	Wasserkraft	Biomasse	Gas	Kohle	Kernenergie	Pumpspeicher	Summe
Σ Deutschland	20,1	70,9	64,2	4,1	10,6	25,3	28,6	0,0	6,5	230,3
Ost: Brandenburg, Berlin, Thüringen, Sachsen, Sachsen-Anhalt	0,0	18,9	11,2	0,1	2,1	1,1	8,1	0,0	2,8	44,2
Nordost: Schleswig-Holstein, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern	6,6	12,7	4,5	0,0	1,1	0,7	2,3	0,0	0,1	28,0
Nordwest: Bremen, Niedersachsen	13,5	13,6	6,2	0,1	1,7	2,4	1,9	0,0	0,2	39,6
Südost: Bayern	0,0	4,4	15,9	2,6	2,4	5,5	0,8	0,0	0,5	32,1
Südwest: Rheinland-Pfalz, Saarland, Hessen	0,0	6,6	6,3	0,3	0,9	4,3	1,0	0,0	0,6	20,0
West: Nordrhein-Westfalen	0,0	6,6	7,0	0,2	1,2	6,5	11,0	0,0	0,3	32,6
Baden-Württemberg	0,0	8,1	13,0	0,9	1,1	4,8	3,5	0,0	2,0	33,4
davon Regierungsbezirk Freiburg	0,0	2,7	2,5	0,6	0,1	0,6	0,0	0,0	1,8	8,4
davon Regierungsbezirk Karlsruhe	0,0	1,8	3,5	0,1	0,5	1,6	2,3	0,0	0,0	9,9
davon Regierungsbezirk Stuttgart	0,0	2,3	4,8	0,0	0,2	2,1	1,2	0,0	0,0	10,6
davon Regierungsbezirk Tübingen	0,0	1,4	2,2	0,2	0,2	0,6	0,0	0,0	0,1	4,7
Σ europäische Nachbarländer	31,5	93,4	56,4	116,1	22,7	68,4	41,4	71,9	23,8	525,6
Österreich	0,0	6,1	1,5	11,3	1,1	0,1	0,3	0,0	4,3	24,7
Benelux	10,2	9,5	6,3	0,3	3,7	16,4	5,9	0,6	1,3	54,2
Dänemark-West	1,8	3,7	0,1	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,0	7,1
Ost: Polen, Tschechische Republik	2,2	7,0	2,6	2,5	2,0	0,0	25,7	6,8	2,6	51,4
Frankreich	11,8	35,5	13,9	22,8	4,3	22,9	0,0	54,0	6,8	171,8
Italien	2,5	20,1	28,2	18,8	3,7	29,0	7,7	0,0	2,6	112,6
Norden: Dänemark-Ost, Schweden, Norwegen	2,9	10,4	1,3	47,7	6,6	0,0	0,5	9,3	2,4	81,1
Schweiz	0,0	1,2	2,5	12,7	1,1	0,0	0,0	1,2	3,8	22,5

Tabelle 12: Szenario (Basisfall) der Kraftwerksleistungen 2030 in GW.

¹³ Die Potenzialabschätzungen wurden am DLR basierend auf räumlich und zeitlich hochaufgelösten meteorologischen Daten und dem Modell REMix-EnDat durchgeführt.

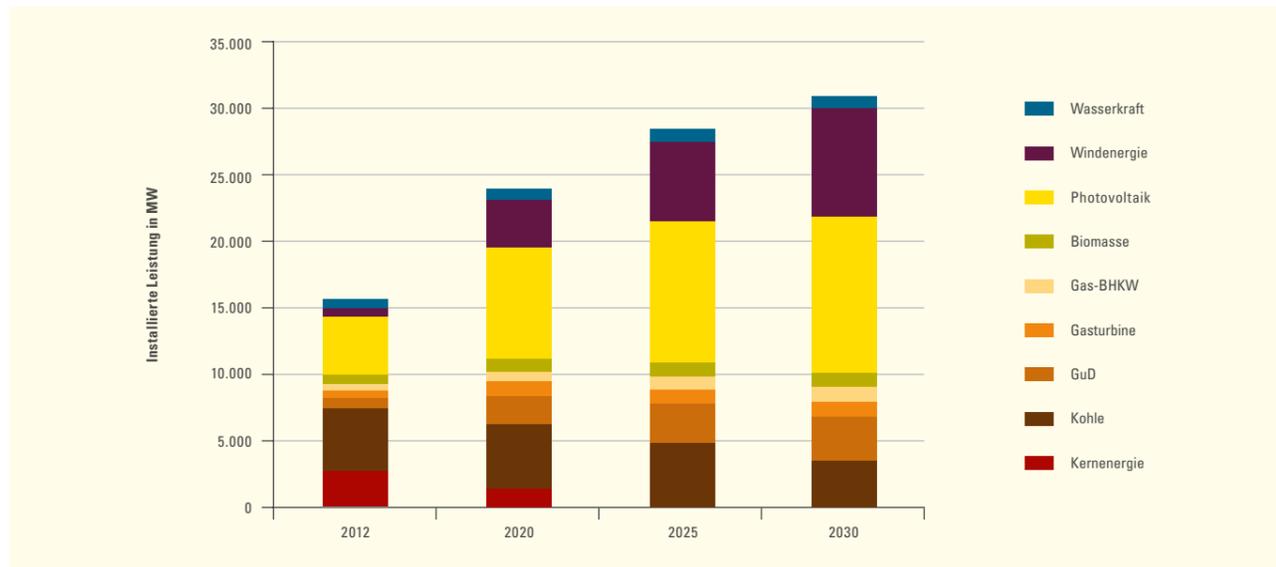


Abbildung 18: Szenario (Basisfall) der installierten Kraftwerksleistungen in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2030.

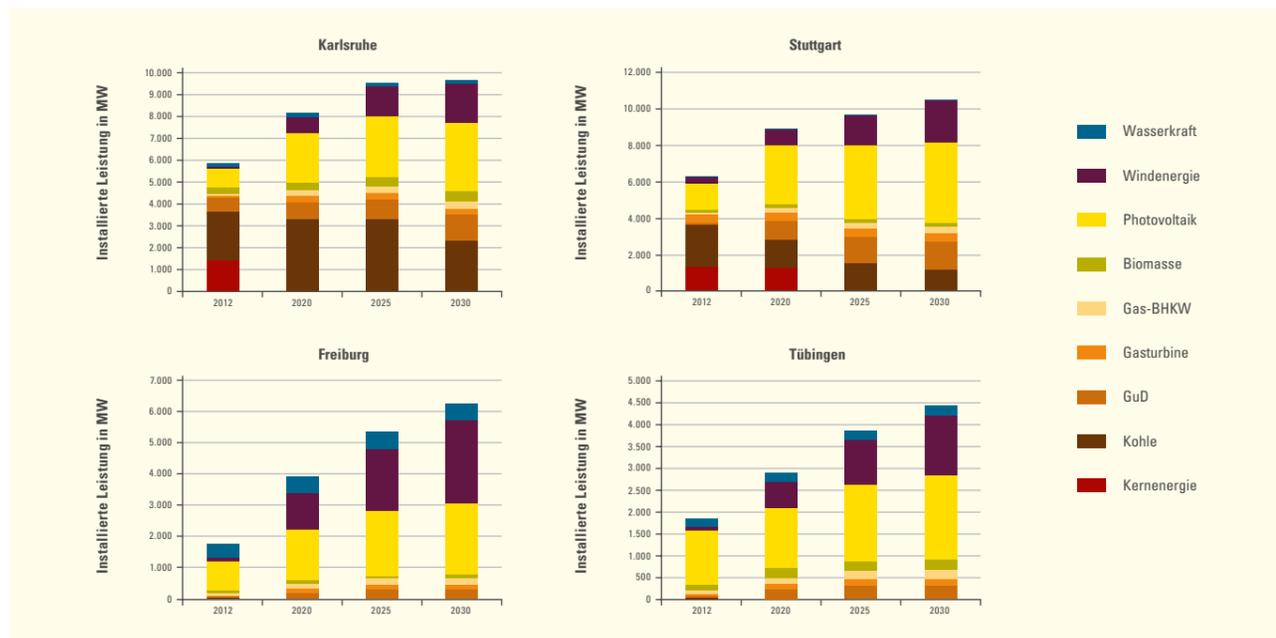


Abbildung 19: Szenario (Basisfall) der installierten Kraftwerksleistungen in den vier Regierungsbezirken Baden-Württembergs bis zum Jahr 2030.

und entsprechend eine mittlere Auslastung von 4.000 Volllastjahresstunden angenommen werden. Zudem wird eine Gasspeicherkapazität vor Ort von in Summe 0,2 GWh im konservativen und 2,8 GWh im ambitionierten Fall angesetzt, die die erwartete Nachfrage an den Tankstellen über zwölf Stunden garantiert und damit die Flexibilität des Systems stark erhöht.¹⁴

4.1.2 LAST UND ERNEUERBARE ERZEUGUNGSPROFILE

Das Szenario der installierten Leistungen in der Stromversorgung nach Technologien und Regionen liefert die Grundlage der modellbasierten Ableitung von Einspeisezeitreihen im Jahr 2030. Diese werden ausgehend von historischen Wetterdaten sowie von Annahmen zur techno-ökonomischen Entwicklung der Kraftwerke mit dem Stromsystemmodell REMix auf stündlicher Basis ermittelt (siehe Scholz 2012). Die verwendeten Kraftwerksmodelle berücksichtigen den derzeitigen Stand der Technologien sowie erwartete Potenziale zur Verbesserung beispielsweise der Wirkungsgrade und Senkung der Anlagenkosten. Für die fluktuierenden erneuerbaren Technologien PV und Wind werden bei den dynamischen Si-

mulationen der Stromversorgung stündliche Einspeisezeitreihen verschiedener historischer Wetterjahre zugrunde gelegt. Das DLR verwendet hier zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Wetterdaten basierend auf Winddaten und Solareinstrahlungen. Für die historischen Wetterjahre 2006 bis 2014 wurde die stündliche EE-Einspeisung unter Berücksichtigung der installierten Leistungen und der erwarteten Verteilung künftiger Anlagen in Deutschland und Europa im Jahr 2030 berechnet. Ausgehend von diesem Prognosemodell können der zukünftige Einfluss der Wetterwerte auf die erwartete Wind- und PV-Einspeisung sowie die Versorgungssicherheit untersucht werden. Für den Basisfall wird für die Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen das Wetterjahr 2006 zu Grunde gelegt. Dieses ist sowohl für Deutschland auch als für Europa ein Jahr durchschnittlicher Verfügbarkeit von Wind- und PV-Strom. Ergänzend kann als Sensitivitätsfall durch die Verwendung von meteorologischen Daten des Jahres 2010 eine Szenariovariante „Dunkelflaute“ dargestellt werden, die sich durch eine unterdurchschnittliche Wind- und PV-Erzeugung auszeichnet. Einen Vergleich der Wetterjahre zeigt Tabelle 13.

Photovoltaik		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	Jährlicher Einspeisungsfaktor	10,1 %	9,6 %	9,4 %	10,0 %	9,1 %	10,1 %
	Relativ zum Mittelwert	103 %	99 %	97 %	103 %	94 %	104 %
Europa	Jährlicher Einspeisungsfaktor	14,2 %	13,9 %	13,8 %	14,1 %	13,3 %	14 %
	Relativ zum Mittelwert	102 %	100 %	99 %	102 %	96 %	101 %
Wind onshore		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	Jährlicher Einspeisungsfaktor	24 %	27,6 %	25,1 %	21,7 %	21 %	22,8 %
	Relativ zum Mittelwert	102 %	118 %	107 %	92 %	89 %	97 %
Europa	Jährlicher Einspeisungsfaktor	20,2 %	21,8 %	21,1 %	17,2 %	17,3 %	17 %
	Relativ zum Mittelwert	107 %	116 %	112 %	91 %	92 %	90 %
Basiszenario						Dunkelflaute	

Tabelle 13: Analyse exemplarischer standardisierter Wetterjahre: Wetterdaten von 2006 repräsentieren ein durchschnittliches, Wetterdaten von 2010 ein eher unterdurchschnittliches Wetterjahr. (Quellen: Kühnel (2013), eigene Analysen.)

¹⁴ Im Prinzip ließe sich Wasserstoff auch in Großspeichern wie z. B. Salzkavernen speichern, die in Deutschland jedoch nur im Norden zu finden sind. Aus diesem Grund wird eine Speicherung größerer Wasserstoffmengen in Baden-Württemberg entweder verteilt z. B. an vielen Tankstellen oder an regionalen Wasserstoffherstellungsanlagen z. B. in unterirdischen Röhrenspeichern angenommen. Dieser Aspekt wurde für Baden-Württemberg in einer Studie für die EnBW untersucht (Bürger 2011).

Kapitel 4

Basierend auf den Daten des Wetterjahres 2006 stellt Abbildung 20 der stündlichen Stromlast in Baden-Württemberg die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beispielhaft für die ersten drei Wochen des Jahres 2030 gegenüber. Es wird ersichtlich, dass es in diesem Zeitraum keine Überschussleistungen durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gibt. Die Gradienten insbesondere durch die Photovoltaik sind jedoch enorm.

Abbildung 21 zeigt zum Vergleich die Last und EE-Erzeugung für drei Wochen im April 2030 mit geringen Überschussleistungen aufgrund des niedrigeren Strombedarfs. Auch hier ist das Profil der Stromerzeugung durch die Photovoltaik-Spitzen geprägt; in beiden Episoden werden zudem längere Zeiten mit einem starken Beitrag der Windkraft sichtbar. Insgesamt ergeben sich im Basisfall des Szenariojahres 2030 bei der stündlichen Betrachtung in Baden-Württemberg Überschussleistungen in etwa 200 Stunden

den des Jahres von bis zu 4 GW. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien in den Jahren nach 2030 entsprechend IEKK lässt jedoch einen starken Anstieg der Überschussleistungen in Bezug auf sowohl die Anzahl der Stunden als auch der Maxima erwarten. Die Charakteristik einer solchen Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien wurde beispielsweise in (DLR/IWES/IfNE 2012) beschrieben.

4.1.3 SZENARIOVARIANTEN DER STROMNETZINFRASTRUKTUR

Das Stromsystem der Zukunft muss auch im Hinblick auf Netze, Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen charakterisiert werden, weil sich dadurch wesentliche Randbedingungen für einen flexiblen Betrieb von Elektrolyseuren mit Gasspeichern ergeben. Ein Ausblick auf den zukünftigen Ausbau von Stromleitungen liefert der Netzentwicklungsplan 2014 für Deutschland (NEP

2014) und auf europäischer Ebene der Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (ENTSO-E 2014). Für die vorliegende Studie werden zwei unterschiedliche Fälle des Netzausbaus in Deutschland angenommen.

Im Basisfall erfolgen der Ausbau des Wechselstromnetzes und der Zubau von Gleichstromleitungen innerhalb Deutschlands entsprechend den Planungen. Im Gegensatz dazu wird im reduzierten Fall davon ausgegangen, dass nur einer der im Netzentwicklungsplan geplanten drei HGÜ-Korridore von Nord- nach Süddeutschland bis 2030 fertiggestellt ist (Korridor A). Darüber hinaus wird angenommen, dass auch der geplante Netzausbau innerhalb Baden-Württembergs noch nicht erfolgt ist. Hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Pumpspeicher in Baden-Württemberg wird im Basisfall die heutige Leistung von etwa 2 GW angesetzt. In Anlehnung an den Netzentwicklungsplan wird im

Falle einer erhöhten Flexibilität ein Ausbau der Pumpspeicher auf etwa 4 GW berücksichtigt.

Bei den weiteren Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement, durch Wärmespeicher flexibilisierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen werden drei Varianten mit niedriger, mittlerer (Basisfall) und hoher Flexibilität definiert. Die Potenziale des Lastmanagements basieren auf einer umfassenden europaweiten Untersuchung in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung (Gils 2014, Gils 2016). Je nach Szenario stehen hier nur die energieintensiven Industrien oder auch Kleinverbraucher für Lastmanagement zur Verfügung. Eine Ladesteuerung von Elektromobilen wird ebenfalls berücksichtigt: Der Anteil der systemdienlich steuerbaren Fahrzeuge wird mit 30 % der gesamten Pkw-Flotte im Basisfall bzw. 60 % im Fall erhöhter Flexibilität angenommen.

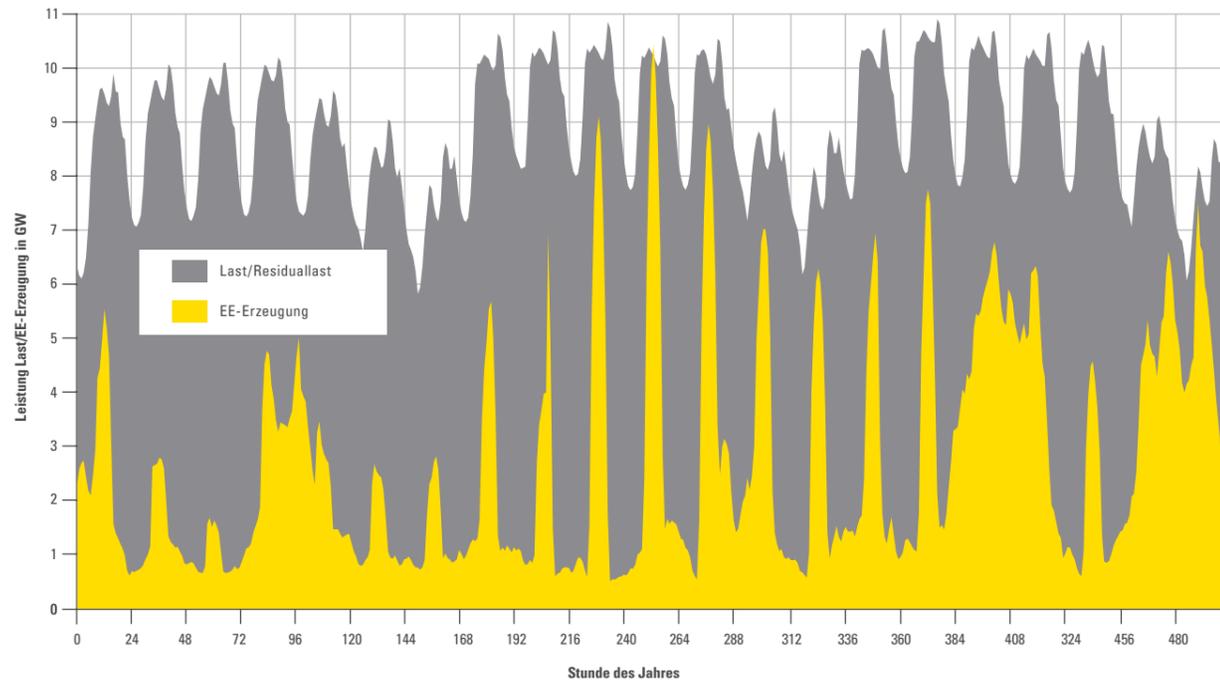


Abbildung 20: Szenario (Basisfall) der stündlichen Stromlast und Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg beispielhaft für die ersten drei Wochen des Jahres 2030.

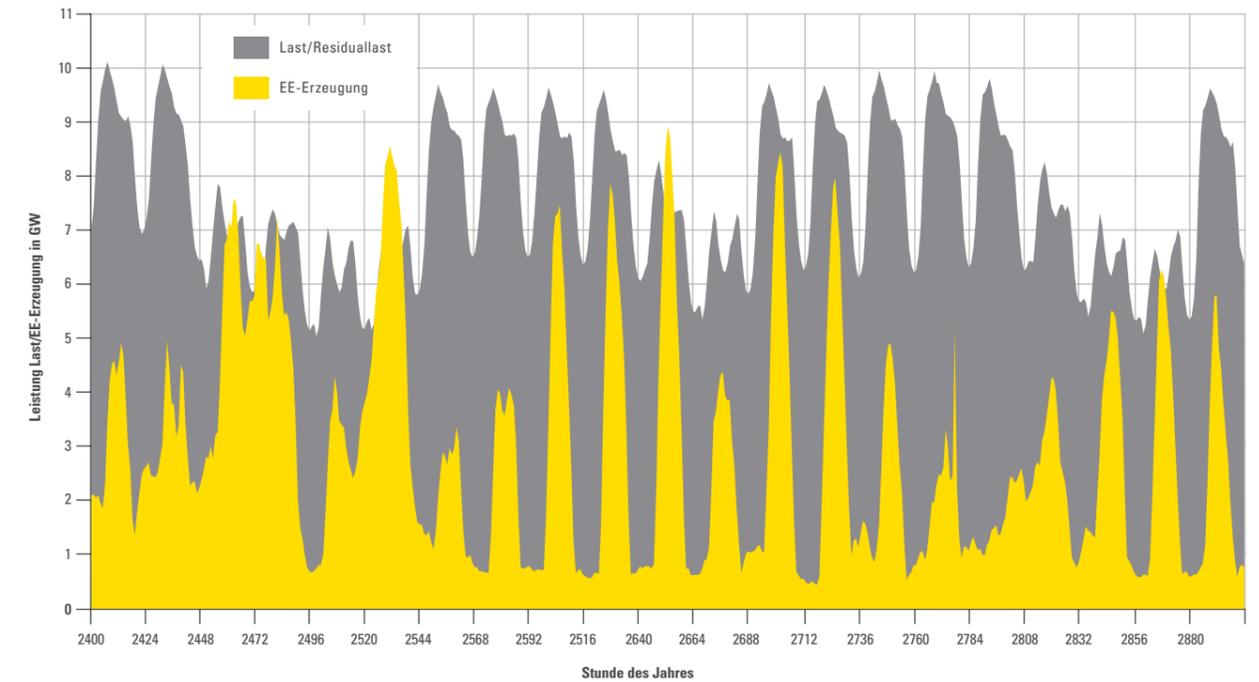


Abbildung 21: Szenario (Basisfall) der stündlichen Stromlast und Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg beispielhaft für drei Wochen im April des Jahres 2030.

Kapitel 4

In der Variante mit reduzierter Flexibilität sind Lastmanagement und Ladesteuerung nicht nutzbar. Hinsichtlich der Kraft-Wärme-Kopplung wird im Fall erhöhter Flexibilität davon ausgegangen, dass alle KWK-Anlagen in Baden-Württemberg mit einem Wärmespeicher und einem Elektroboiler ausgestattet sind. Die Wärmespeicher sind so ausgelegt, dass sie sechs Stunden der thermischen Spitzenlast speichern können, die Leistung der Elektroboiler entspricht 30 % der Spitzenlast. Bei reduzierter Flexibilität wird die KWK als Must-run-Kraftwerk behandelt, im Basisfall steht für das Herunterregeln der KWK ein Spitzenkessel

zur Verfügung. In der Szenariovariante mit erhöhter Flexibilität verfügen auch Wärmepumpen über einen Speicher, der auf zwei Stunden der thermischen Spitzenlast ausgelegt ist.

Eine weitergehende Spezifikation von Annahmen zu Kraftwerken und Netztransferkapazitäten findet sich in (DLR/IER 2015). Im Ergebnis werden für die folgenden modellgestützten Analysen des Einsatzes von erneuerbar erzeugtem Strom zum Betrieb von Elektrolyseuren mit Gasspeichern die in Tabelle 14 skizzierten Szenariovarianten unterschieden.

Nr	H ₂ -Nutzung	Szenario Stromsystem	Kurzbeschreibung	Konfiguration
1	NoH ₂	Base	Basisfall ohne H₂-Nutzung	Mittlere Flexibilität von Last, KWK, Elektromobilen (Entwicklung E-Mobilität wie IEKK einschl. Ladesteuerung, KWK abregelbar, DSM nur in der energieintensiven Industrie). Strombedarf und Kraftwerksausbau entsprechend skizziertem Szenario. Netzausbau wie geplant (drei HGÜ-Korridore Nord-/Süddeutschland bis 2030). Keine H ₂ -Nutzung. Wetterdaten von 2006.
2	H ₂ Cons	Base	Basisfall mit H ₂ -Nutzung entsprechend Pfad 1 der Flottenentwicklung aus Kapitel 3	Analog BaseNoH ₂ aber mit H ₂ -Nutzung im Verkehrssektor gemäß konservativem Szenario.
3	H ₂ Amb	Base	Basisfall mit H ₂ -Nutzung entsprechend Pfad 2 der Flottenentwicklung aus Kapitel 3	Analog BaseNoH ₂ aber mit H ₂ -Nutzung im Verkehrssektor gemäß ambitioniertem Szenario und zusätzlichem EE-Ausbau (+1,2 GW PV-Kapazität).
4	H ₂ Amb	Flex-	Wie Basisfall H ₂ Amb aber mit reduzierter Flexibilität und mit reduziertem Netzausbau	H ₂ -Nutzung im Verkehrssektor gemäß ambitioniertem Szenario Reduzierte Flexibilität von Last, KWK, Elektromobilen (kein DSM, keine Ladesteuerung, KWK wärmegeführt). Reduzierter Netzausbau (nur ein HGÜ-Korridor Nord-/Süddeutschland bis 2030).
5	H ₂ Amb	Flex+	Wie Basisfall H ₂ Amb aber mit erhöhter Flexibilität	H ₂ -Nutzung im Verkehrssektor gemäß ambitioniertem Szenario. Erhöhte Flexibilität von Last, KWK (Ausstattung mit Wärmespeicher und Elektroheizer) und Elektromobilen. Ausbau der Pumpspeicher auf 4 GW.
6	H ₂ Amb	Base u. Dunkelflaute	Wie Basisfall H ₂ Amb aber mit geringerer EE-Verfügbarkeit	H ₂ -Nutzung im Verkehrssektor gemäß ambitioniertem Szenario. Reduzierte Verfügbarkeit von Wind- und PV-Strom im Jahresvergleich (Wetterdaten von 2010).
7	H ₂ Amb	Flex- u. Dunkelflaute	Wie Basisfall H ₂ Amb aber mit reduzierter Flexibilität, geringerer EE-Verfügbarkeit und mit reduziertem Netzausbau	H ₂ -Nutzung im Verkehrssektor gemäß ambitioniertem Szenario. Reduzierte Flexibilität von Last, KWK, Elektromobilen. Reduzierter Netzausbau (nur ein HGÜ-Korridor Nord-/Süddeutschland bis 2030). Reduzierte Verfügbarkeit von Wind- und PV-Strom im Jahresvergleich (Wetterdaten von 2010).

Tabelle 14: Definition der Szenariovarianten für das Stromversorgungssystem.

4.2 NUTZBARE POTENZIALE ERNEUERBAREN STROMS ZUR ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Für die Realisierung von Wasserstoffnutzungspfaden sind langfristig zwei Rahmengrößen von besonderer Bedeutung: der Anteil der erneuerbaren Energien, der dem Wasserstoff bei der Erzeugung zugerechnet werden kann, und der infrastrukturelle Aufwand für die Integration der Erzeugungsanlagen in das Stromversorgungssystem. Der erneuerbare Anteil bedingt die CO₂-Intensität des Energieträgers Wasserstoff und ist dabei ein Indikator für seine Nachhaltigkeit. Der infrastrukturelle Aufwand ergibt sich sowohl auf der Seite der Stromerzeugung als auch auf der Seite der Elektrolyseure und H₂-Speicher.

Hier sind zeitliche und regionale bis hin zu lokalen Randbedingungen zu beachten. Sowohl das fluktuierende Dargebot an erneuerbaren Energien als auch die Nachfrageprofile für Strom und für Wasserstoff erfordern eine Flexibilität der Bereitstellung. Dies wiederum liefert erst die „realen“ Randbedingungen für die techno-ökonomische Bewertung der möglichen Infrastrukturentwicklungen und Nutzungspfade aus volkswirtschaftlicher Perspektive.

Es stellt sich die Frage, von welchem Anteil erneuerbarer Energien und welchen spezifischen CO₂-Emissionen im Jahr 2030 und in den Folgejahren ausgegangen werden kann. Einerseits wird in Studien immer wieder die Nutzung von Überschussstrom für die Wasserstoffbereitstellung unterstellt. Es zeigt sich jedoch im folgenden Abschnitt, dass die nutzbare Menge an Überschussstrom in Baden-Württemberg bis 2030 vergleichsweise gering ausfällt. Der hier gewählte Ansatz besteht vielmehr in der kostenoptimalen Nutzung der Wasserstoffinfrastruktur ausgehend vom tatsächlichen Strommix in Baden-Württemberg und Deutschland. Hierbei wird eine bilanzielle Nutzung von erneuerbarem Strom aus zusätzlich installierten Stromerzeugern unterstellt, um eine zumindest weitgehende Erneuerbarkeit des im Verkehr eingesetzten Wasserstoffs darstellen zu können. In Kapitel 5 werden die resultierenden spezifischen CO₂-Emissionen der Wasserstoffnutzung in Fahrzeugen und in Kapitel 7.4 die CO₂-Reduktionspotenziale für Baden-Württemberg dargestellt.

Ausgehend von den definierten Szenarien des zukünftigen Stromsystems können die stündliche Stromversorgung und der Betrieb der Elektrolyse-Speicher-Systeme mit einem Stromsystemmodell untersucht werden. Der Einsatz erfolgt dabei mit dem Ziel, die Betriebskosten der Anlage abhängig von den stündlichen Preisen im Strommarkt zu minimieren. Damit wird die Wasserstoffherzeugung nicht nur im Hinblick auf den Einsatz erneuerbar erzeugten Stroms, sondern auch auf die Nutzung von Importen aus dem Norden oder aus Nachbarländern sowie Rückwirkungen auf den Betrieb von Kraftwerken und Speichern analysiert. Basis für die Berechnungen ist das dynamische Stromsystemmodell REMix mit einer Parametrierung entsprechend den oben genannten Randannahmen. Mit ihm werden die zeitlich aufgelöste Einspeisung von erneuerbarem Strom und die Lastprofile der heutigen sowie zukünftigen Stromverbraucher wie Elektromobilität, Wasserstoffherzeugung und Strom für Wärme ermittelt. Dabei werden Flexibilitäten im Stromsystem und Ausgleichseffekte über das Stromübertragungsnetz zwischen Baden-Württemberg und anderen Bundesländern sowie den europäischen Nachbarländern berücksichtigt.

4.2.1 ANTEILE ERNEUERBARER ENERGIEN UND ERWARTETE CO₂-EMISSIONEN IN DER STROMERZEUGUNG

Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen die mit dem Modell REMix berechnete Stromerzeugung aus den angenommenen installierten Leistungen und weiteren in Kapitel 4.1 skizzierten Randbedingungen in den unterschiedlichen Szenarien. In den Basisfällen zeigt sich kaum ein Anstieg in der Nutzung konventioneller Kraftwerke durch die Integration der Wasserstoffherzeugung trotz des erneuerbaren Anteils in der Größenordnung von 60 bis 65 %. Allerdings ist ein deutlicher Anstieg der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken bei der Annahme einer reduzierten Flexibilität und eines reduzierten Netzausbaus zu verzeichnen.

Der Vergleich der Stromerzeugung in den Varianten ohne Wasserstoff (NoH₂) und ambitionierter Basisfall (H₂Amb) erlaubt eine erste Analyse des Stromeinsatzes zur Wasserstoffherzeugung. Der zusätzliche Strombedarf durch die Wasserstoffherzeugung wird bilanziell zu etwa 85 % durch zusätzliche EE-Erzeugung in Baden-Württemberg und zu etwa 15 % durch die Vermeidung von Netz- und Speicherverlusten gedeckt. Der Nettoimport nach

Kapitel 4

Baden-Württemberg bleibt dabei nahezu unverändert. Im **konservativen** Fall (Szenario H₂Cons) ergibt sich keine relevante

Veränderung der heimischen Stromerzeugung im Vergleich zum Basisfall ohne Wasserstoffherzeugung.

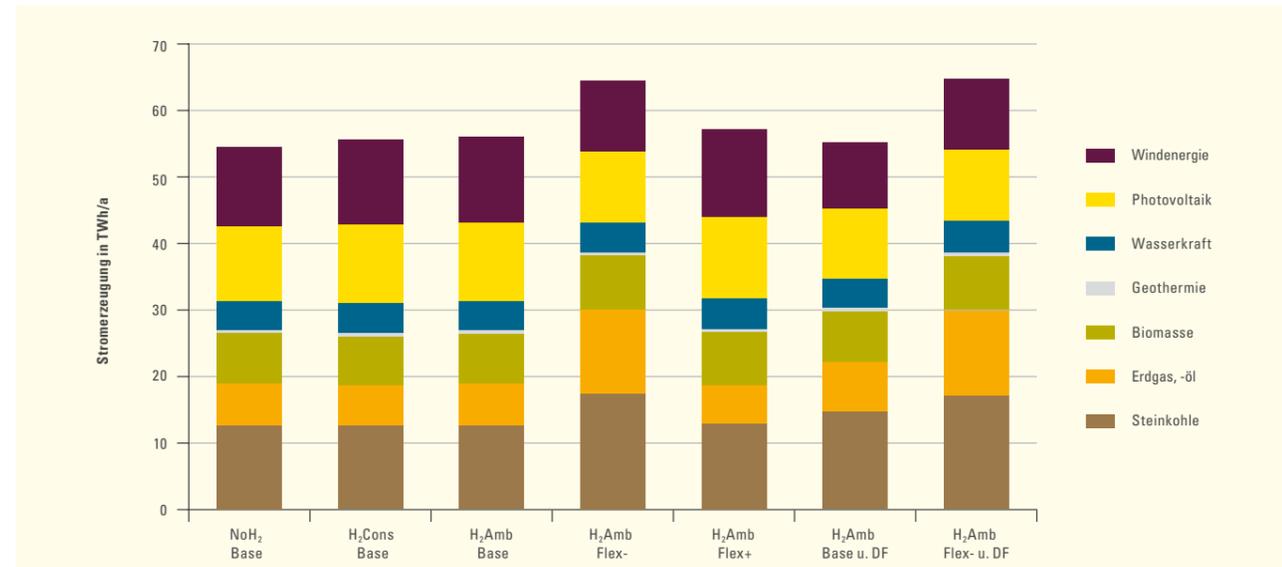


Abbildung 22: Berechnete Stromerzeugung aus allen Energien in den Szenarien für Baden-Württemberg für das Jahr 2030.

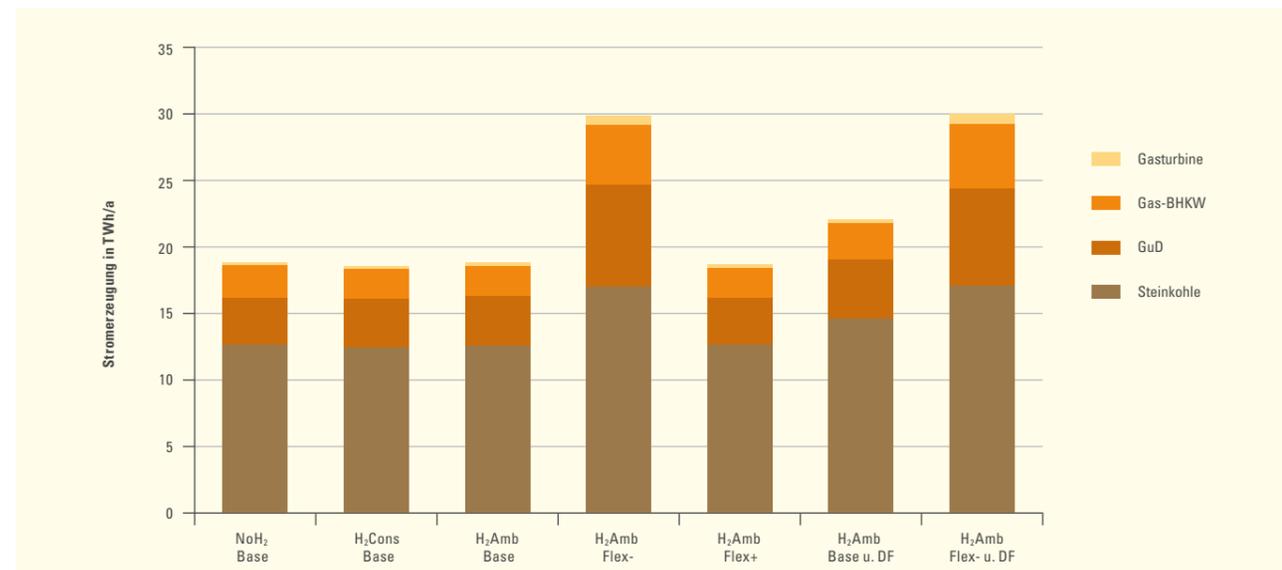
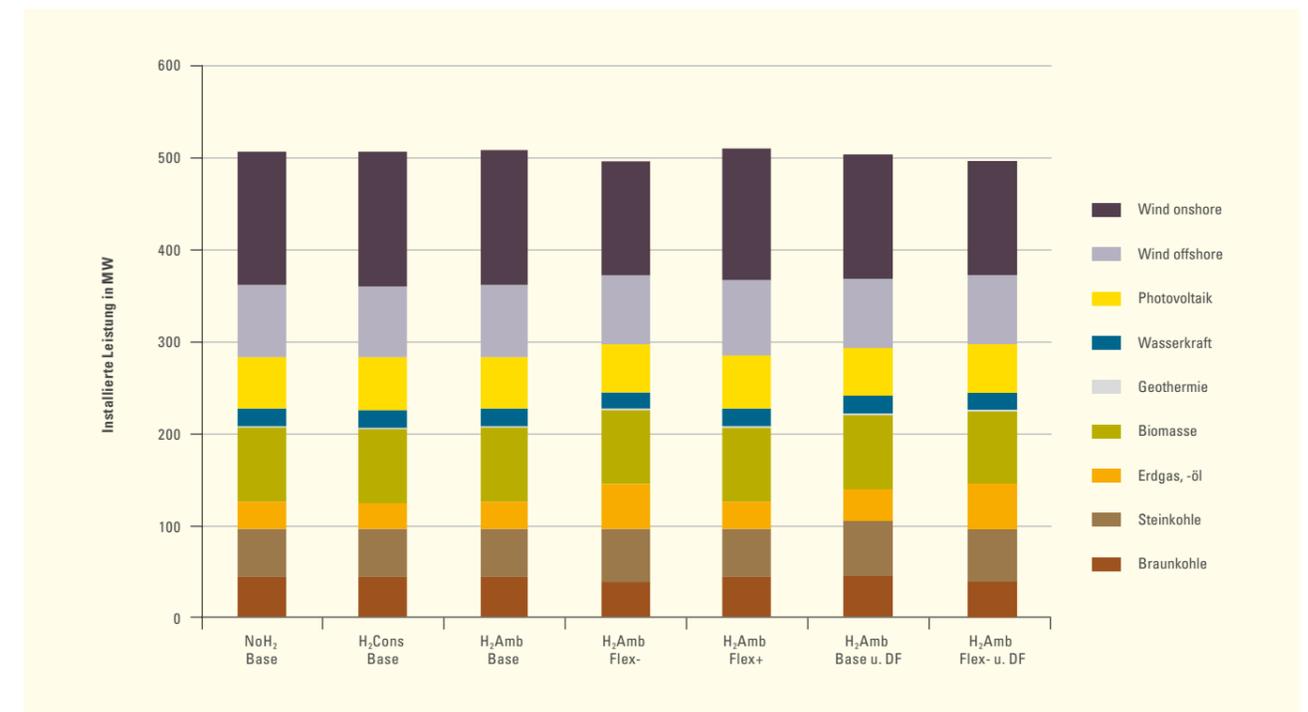


Abbildung 23: Berechnete Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken in den Szenarien für Baden-Württemberg für das Jahr 2030.

Für den gesamten Stromsektor ergibt sich im **ambitionierten** Szenario (Szenario H₂Amb) im Jahressaldo ein Anteil von 75 % erneuerbarer Energien in Deutschland und 66 % in Baden-Württemberg. Abbildung 24 zeigt die Anteile der erneuerbaren Energien in Deutschland im Vergleich zwischen den Szenarioläufen. Insgesamt ist der Anteil auf einem vergleichbaren Niveau, d. h. robust. Das verwendete Szenario „Dunkelflaute“, basierend auf den historischen Wetterdaten des Jahres 2010, weist bei gleichen installierten erneuerbaren Kapazitäten weniger Einspeisung sowohl aus PV als auch aus Wind auf. Inge-

samt beträgt der EE-Anteil bei niedriger Einspeisung durch die erneuerbaren Energien in diesem Szenario für Deutschland 72 % (-3 %-Prozentpunkte). In Baden-Württemberg sind die Abweichungen höher und resultieren in einem Anteil von 60 % (-6 %-Prozentpunkte). Im diesem Szenario (H₂Amb und Flex-) sinkt der Anteil der Erneuerbaren auf 53 % im „Flex-“-Szenario. Grund hierfür ist, dass in Baden-Württemberg der Anteil konventioneller Erzeugung steigt, da aufgrund der Leitungsengpässe weniger erneuerbare Energien importiert werden können (siehe auch Abbildung 23 und Diskussion in Kapitel 6).



	NoH ₂ Base	H ₂ Cons Base	H ₂ Amb Base	H ₂ Amb Flex-	H ₂ Amb Flex+	H ₂ Amb Base u. DF	H ₂ Amb Flex- u. DF
Deutschland	75 %	75 %	75 %	71 %	76 %	72 %	71 %
Baden-Württemberg	65 %	66 %	66 %	53 %	67 %	60 %	54 %

Abbildung 24: Strommix Deutschland, Jahresstrommengen nach Technologien (Abbildung) und resultierender Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland und BW (Tabelle).

Kapitel 4

Spezifische CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

In Tabelle 15 werden die ermittelten spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung für die Szenarien gezeigt. Diese bilden die Grundlage für die ermittelten CO₂-Emissionen im Verkehrssektor in den folgenden Kapiteln.

Ausgehend von den heutigen spezifischen CO₂-Emissionen¹⁵ in Deutschland von 0,569 t_{CO2}/MWh sinken die CO₂-Emissionen im Rahmen der Energiewende bis 2030 auf ein Niveau von 0,172 t_{CO2}/MWh. In Baden-Württemberg sinken die CO₂-Emissionen im Vergleich zum bundesdeutschen Durchschnitt in diesem Zeitraum weniger stark: Von heute 0,307 t_{CO2}/MWh (2012) reduzieren sich die Emissionen bis 2030 auf ein Niveau von von etwa 0,2 t_{CO2}/MWh. Grund hierfür sind der Kernenergieausstieg und die partielle Substitution von CO₂-neutraler Kernenergie durch Kohleverstromung. Nach 2030 sind diese „Altlasten“ überwunden und die Emissionsminderung im Stromsektor kommt auch in Baden-Württemberg weiter voran.

Insgesamt sind die spezifischen CO₂-Emissionen relativ robust im Vergleich zu der Szenariovariante. Lediglich im Szenario Flex-

kommt es zu Mehremissionen in Deutschland und in Baden-Württemberg. Grund sind insbesondere die unterstellten Engpässe beim Netzausbau. Von den benötigten drei Gleichstromübertragungsleitungen in Deutschland steht in diesem Szenario annahmegemäß aufgrund von Verzögerungen beim Netzausbau nur eine Leitung zur Verfügung. Mehr erneuerbarer Strom bleibt ungenutzt und wird abgeregelt.

4.2.2 MODELLIERUNG DER STROMVERSORGUNG EINSCHLIESSLICH DER WASSERSTOFFHERSTELLUNG

Der erneuerbare Stromanteil für die Erzeugung von Wasserstoff kann unter der gewählten Prämisse des kostenoptimalen Einsatzes aller installierten Leistungen im Stromsystem nur abgeschätzt werden. Eine hier nicht betrachtete alternative Möglichkeit ist der Einsatz eines vom Stromnetz abgekoppelten und direkt mit einer Windenergieanlage gekoppelten Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems. Im Gegensatz dazu steht die Annahme eines netzgekoppelten systemdienlichen Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems, das jedoch bei stündlicher Analyse des Anlagenbetriebs nur teilweise mit erneuerbarem Strom versorgt wird. In der zweiten Option sieht der mittlere Jahresstrombedarf für die Wasserstoffherzeu-

		NoH ₂ Base	H ₂ Cons Base	H ₂ Amb Base	H ₂ Amb Flex-	H ₂ Amb Flex+	H ₂ Amb Base u. DF	H ₂ Amb Flex- u. DF
CO ₂ -Emissionen	BW Mio t _{CO2}	11,1	11,2	11,2	11,5	11,9	11,1	11,5
	DE Mio t _{CO2}	87,8	87,8	87,8	89,2	88,2	88,0	89,2
Jahresstromerzeugung	BW TWh	54,4	55,4	56,0	64,4	57,2	55,1	64,6
	DE TWh	509,5	510,5	511,6	499,2	513,8	506,6	499,0
Spezifische CO ₂ -Emissionen	BW t _{CO2} /MWh	0,205	0,201	0,199	0,179	0,209	0,202	0,178
	DE t _{CO2} /MWh	0,172	0,172	0,172	0,179	0,172	0,174	0,179

Tabelle 15: Spezifische CO₂-Emissionen des Strommix 2030 in Baden-Württemberg und Deutschland.

¹⁵ Die spezifischen CO₂-Emissionen werden auch als „CO₂-Emissionsfaktor“ des deutschen Strommix bezeichnet.

gung einen bilanziellen Zuwachs erneuerbarer Stromerzeugung vor. Andererseits können die insgesamt installierten Leistungen im Stromsystem sowohl für den Lastausgleich und die Integration der fluktuierenden Erzeugung als auch für die optimale Auslastung des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems genutzt werden.

Abbildung 25 zeigt exemplarisch die stündliche Stromlast und -erzeugung in Baden-Württemberg für einen ausgewählten Zeitraum von zwei Wochen im Jahr 2030 für das ambitionierte Wasserstoffszenario. Die fluktuierende Stromerzeugung bestehend aus PV (gelb) und Windkraft (violett) weist vergleichsweise große Einspeisegradien auf. GuD- und Kohlekraftwerke sorgen auch im Jahr 2030 für die Bereitstellung von Grund- und Mittellast in Baden-Württemberg. Jedoch müssen sie in vielen Stunden teilweise heruntergefahren werden, wenn die Wind- und PV-Einspeisungen

für die Versorgung bereits ausreichen. Insgesamt resultiert eine vergleichsweise niedrige Auslastung der Kraftwerke mit 1.400 Volllaststunden für GuD und 3.700 Stunden für Kohle. Durch die häufigen Anfahrvorgänge und die sinkende Auslastung verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Erzeugungsanlagen gegenüber heute.

Insgesamt kann in Bezug auf die Einführung erneuerbaren Stroms beobachtet werden, dass, bedingt durch die hohen PV-Anteile, die Einspeisespitzen der fluktuierenden Erzeugung insbesondere während des Tages auftreten und vergleichsweise gut mit dem täglichen Lastverlauf korrelieren. Hier unterscheidet sich das zu erwartende Stromprofil in Süddeutschland von den windreichen norddeutschen Bundesländern.

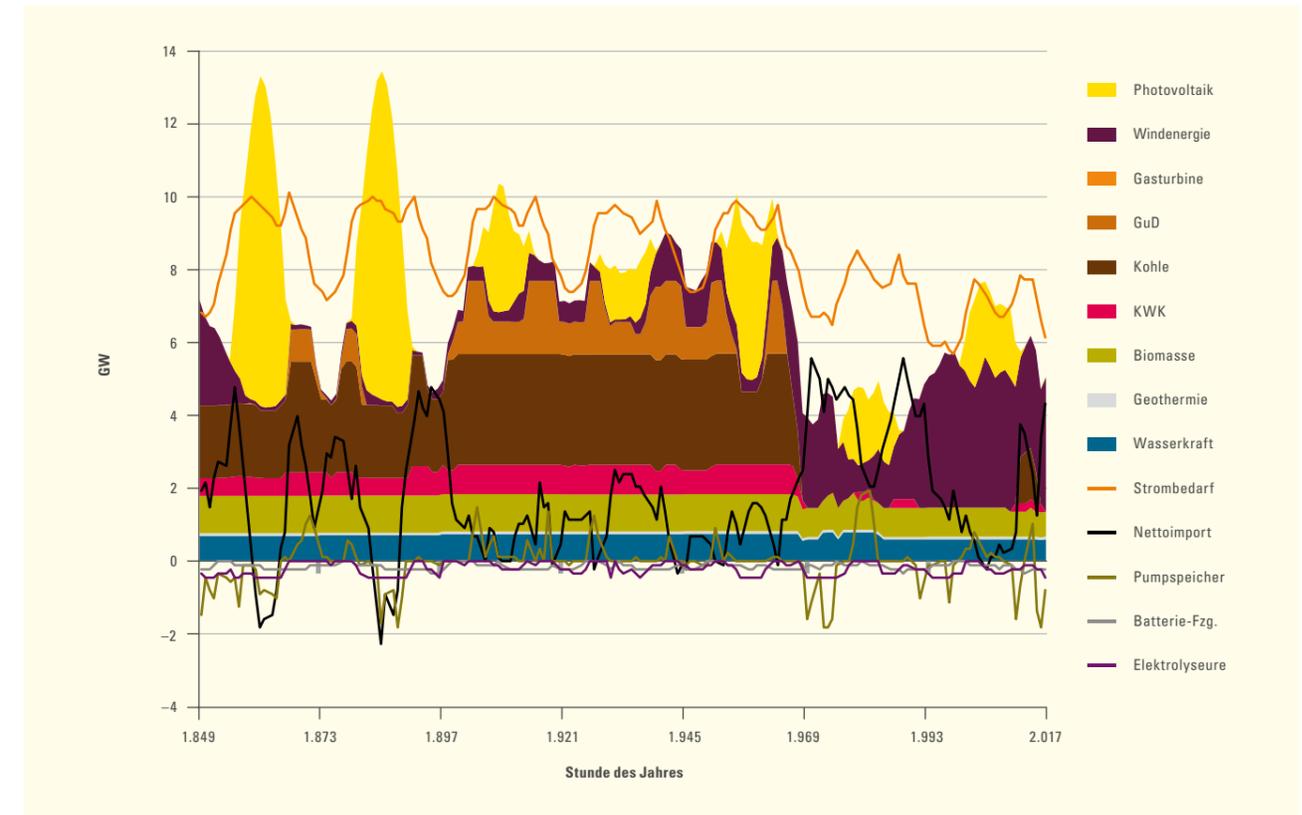


Abbildung 25: Berechnete stündliche Lastdeckung einschließlich des Exports/Imports und Einsatzes von Elektrolyseuren im ambitionierten Szenario (H₂Amb Base) in Baden-Württemberg beispielhaft für eine Woche im März des Jahres 2030.

Kapitel 4

In dieser Abbildung ist auch gut sichtbar, dass in vielen Stunden mehr Strom erzeugt wird, als in Baden-Württemberg benötigt wird, und genauso in vielen Stunden zu wenig eigene Stromerzeugung zur Deckung der Last erfolgt. In diesen Stunden wird eine erhebliche Strommenge exportiert bzw. importiert. Am Ende des Jahres ergibt sich für das ambitionierte Szenario ein Nettoimport von 24,5 TWh im Jahr 2030 in Baden-Württemberg infolge des kostenoptimalen Einsatzes aller Leistungen im gesamten betrachteten Gebiet (Baden-Württemberg, Deutschland und Nachbarländer). Der dabei enthaltene erneuerbare Anteil kann allerdings nicht bestimmt werden.

4.2.3 NUTZUNG VON ÜBERSCHUSSSTROM

In der Debatte um die Potenziale einer Wasserstoffnutzung wird immer wieder von der Verwendung von Überschussstrom gesprochen, der in den Elektrolyseuren zu Kosten nahe null Euro bezogen werden kann. Im Rahmen der modellbasierten Untersuchung werden daher hier diese „Überschussmengen“ ausgewiesen. Dabei kann in zwei Arten von Überschussleistung unterschieden werden.

- **Regionale Leistungsüberschüsse**, bei denen das Angebot der fluktuierenden Erzeugung die Nachfrage überschreitet. Diese führen in der Realität zunächst zu erhöhten Exporten in andere Regionen Deutschlands und Übertragungsleistungen ins Ausland. Man spricht hier von einer negativen Residuallast, wobei die Residuallast die Nachfrage abzüglich der Einspeisung durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien darstellt.
- Die aus dem Lastausgleich im Stromversorgungssystem resultierenden **nicht nutzbaren Überschussleistungen**, die aufgrund von Netzengpässen oder geringer Nachfrage in anderen Regionen nicht in die umliegenden Nachbarregionen transferiert werden können. Es kommt zu einer Abregelung der konventionellen Erzeugungsanlagen und teilweise auch zur Abregelung der fluktuierenden erneuerbaren Energien.

In einem ersten Schritt können die regionalen Leistungsüberschüsse in stündlicher und regionaler Auflösung für die einzelnen betrachteten Regionen in Baden-Württemberg und Deutsch-

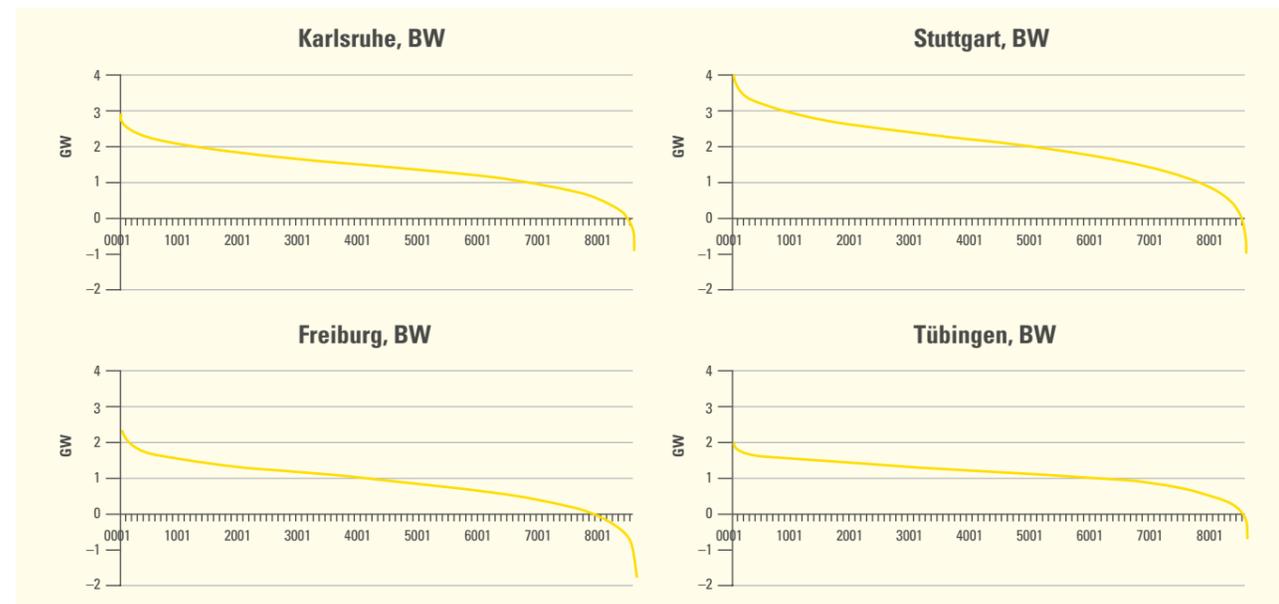


Abbildung 26: Jahresdauerlinien der residualen Lasten (Gesamtlast minus erneuerbare Stromerzeugung) in den Regierungsbezirken Baden-Württembergs für die Stunden des Jahres 2030.

land berechnet werden. Abbildung 26 zeigt die Jahresdauerlinie der residualen Last, d. h. die absteigend sortierte stündliche Darstellung der Nachfrage abzüglich der Einspeisung durch die fluktuierenden Stromerzeuger für das ambitionierte Basisszenario in den vier betrachteten Regionen Baden-Württembergs. Oberhalb der Nulllinie werden die noch zu deckenden Lasten angegeben, unterhalb der Nulllinie die in einzelnen Stunden auftretenden regionalen Überschussleistungen.

Die Grafik zeigt für die vier Regierungsbezirke in Baden-Württemberg, dass künftig nur sehr wenige Stunden mit Überschussleistung (negativer Residuallast) zu erwarten sein werden. In den anderen Stunden sind die Regionen auf weitere Kraftwerke oder Importe angewiesen. Bei der Betrachtung von Abbildung 26 fällt auf, dass in Bezug auf die residualen Stunden der zu erwartende Überschussstrom im Vergleich zu anderen Regionen Deutschlands sehr gering ausfällt. Dafür sind zwei Gründe anzuführen.

1. Der Anteil der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg im Jahr 2030 ist im Szenario kleiner als der Bundesdurchschnitt. Das Niveau liegt nur bei etwa 60 % im Vergleich zu 75 %.

2. Durch den hohen Anteil an Solarstrom, der insbesondere in den Tagesstunden zu Zeiten hoher Last eingespeist wird, korrelieren Nachfrage und EE-Angebot in Baden-Württemberg vergleichsweise gut.

Baden-Württemberg zeichnet sich zugleich durch eine gute Vernetzung mit den umliegenden Regionen aus, sodass regionale Überschüsse nicht umgehend zu nicht nutzbaren Überschussleistungen führen müssen.

Abbildung 27 stellt einen Vergleich der in den Szenarien tatsächlich nicht nutzbaren Überschussleistung dar. In Stunden mit sehr hoher Einspeisung aus Wind und PV sowie netztechnischen Engpässen muss in einzelnen Stunden fluktuierende Erzeugung abgeregelt werden. In diesen Stunden würde eine zusätzliche Stromnachfrage durch den Elektrolyseurbetrieb für Grenzkosten von ungefähr null Euro gedeckt werden können. Volkswirtschaftlich gesehen werden in diesen Stunden die Elektrolyseure und insbesondere die verwendeten nachgelagerten H₂-Speicher ähnlich wie Stromspeicher agieren und im flexiblen Anlagenbetrieb den überschüssigen Strom zur Wasserstoffherzeugung

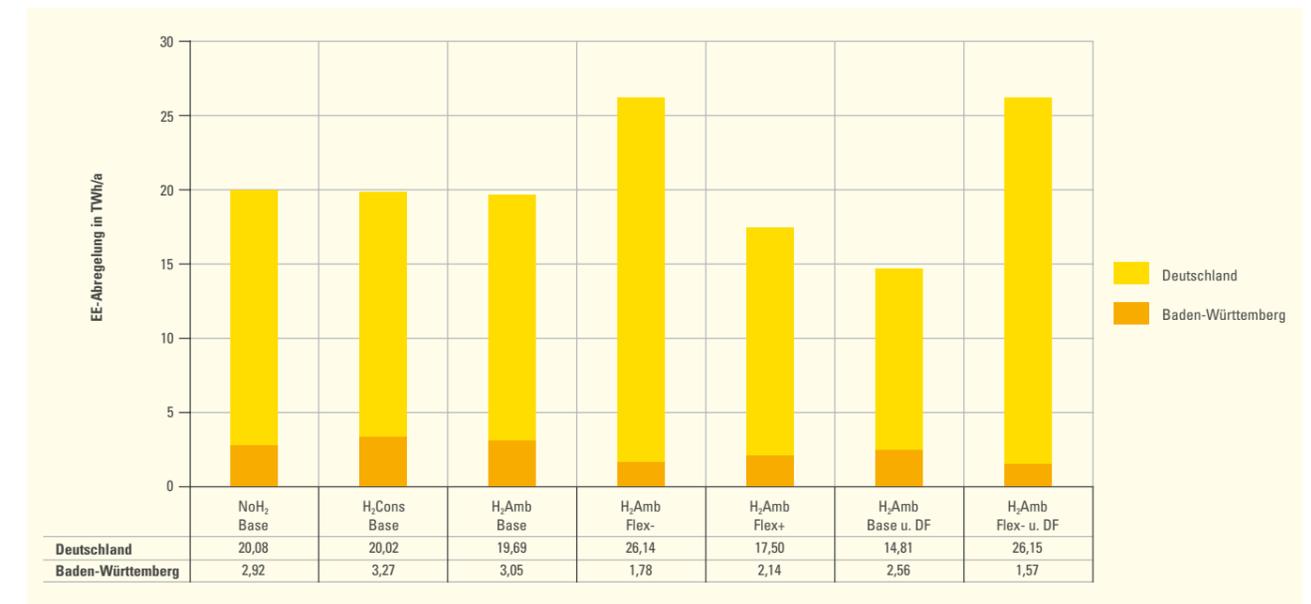


Abbildung 27: Summierte Abregelungen der fluktuierenden, erneuerbaren Stromerzeugung (Strommengen in TWh pro Jahr) in den Szenarien für Deutschland und Baden-Württemberg im Jahr 2030.

Kapitel 4

bevorzugt nutzen. Somit kann in Stunden mit „überschüssigem Strom“ die Wertigkeit der Wind- und Solareinspeisung und über das Jahr der Anteil des nutzbaren erneuerbaren Stroms erhöht werden. Durch einen Vergleich der Szenarien mit und ohne Wasserstoffnutzung kann deren Einfluss auf die Abregelungen ermittelt werden.

Abbildung 27 zeigt die jährlich abgeregelten Strommengen in TWh sowohl für Baden-Württemberg als auch für Gesamtdeutschland. Die Grafik zeigt, dass die Abregelungen in Baden-Württemberg mit ca. 3 TWh im ambitionierten Basisszenario einen Anteil von 4 % des gesamten Strombedarfs und 11 % der berechneten Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien insgesamt einnehmen. Die Menge des in Baden-Württemberg abgeregelten Stroms ist in diesem Szenario größer als in den Szenarien ohne Wasserstoffproduktion, was einerseits durch den Mehrverbrauch der Elektrolyseanlagen und weiterhin durch die Annahme, dass mehr fluktuierend einspeisende Stromerzeuger zur Deckung der Last zugebaut werden, bedingt ist.

Augenscheinlich ist auch, dass in den Szenarien mit geringen Flexibilitätsoptionen und vermindertem Netzausbau in Deutschland erneuerbarer Strom weniger gut in den Strommarkt integriert werden kann und entsprechend die Abregelungen von 20,1 auf 26,1 TWh steigen. Interessant dabei ist die Beobachtung, dass gleichzeitig die Abregelungen in Baden-Württemberg sinken. Grund hierfür ist der unterstellte eingeschränkte Leitungsausbau im Szenario „Flex-“ (statt drei HGÜ-Leitungen durch Deutschland wird in diesem Szenario vom Bau von nur einer Leitung ausgegangen). Es wird dabei deutlich, dass die Abregelungen in Süddeutschland nur teilweise aufgrund von Leistungsüberschüssen (negativer residualer Last) in der Region erfolgen. In vielen Stunden handelt es sich um Überschüsse aus Norddeutschland, die nach Baden-Württemberg übertragen werden, jedoch in der Region und in den Nachbarländern nicht abgenommen werden können.

Tabelle 16 zeigt den Anteil der für die H₂-Erzeugung genutzten EE- und Überschussstrommengen. Demnach werden etwa 9 % des in Baden-Württemberg erzeugten erneuerbaren Stroms für die H₂-Erzeugung genutzt. Die auftretenden Überschussleistungen können theoretisch in der Summe den Strombedarf für die H₂-Erzeugung

Wasserstoffbedarf in Baden-Württemberg	benötigte Strommenge in TWh _{el}	Wasserstoffmenge in t _{H2}
Industrie	0,99 TWh _{el}	16.000 t _{H2}
Zumischung Erdgas	0,75 TWh _{el}	12.100 t _{H2}
Verkehr	2,06 TWh _{el}	33.316 t _{H2}
Wasserstoffbedarf gesamt	3,79 TWh _{el}	
Vergleichsgrößen		
Strombedarf in BW 2030 (IEKK)	74,7 TWh _{el}	
EE-Erzeugung in BW 2030 (IEKK)	37,6 TWh _{el}	
Abgeregelter Strom in BW 2030 (ca.)	2,9 TWh _{el}	

Tabelle 16: Wasserstoffbedarf und genutzte EE- und Überschussstrommengen in Baden-Württemberg im ambitionierten Szenario im Jahr 2030.

im Verkehr vollständig decken. Der gesamte Strombedarf für die Wasserstoffherzeugung für die Industrie, die Einspeisung in die Erdgasnetze und den Verkehr kann jedoch im Jahr 2030 theoretisch nur zu rund 76 % durch überschüssigen Strom gedeckt werden.

Der Anteil abgeregelter Stunden aus erneuerbaren Stromquellen in Baden-Württemberg summiert sich auf rund 200 Stunden. Die zum Teil deutlichen Leistungsspitzen und die niedrige Anzahl an Stunden, in denen diese Überschüsse auftreten, führen dazu, dass die überschüssigen Strommengen nur zu einem kleinen Teil für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden können. Grund hierfür ist eine einsatzspezifische Auslegung der Elektrolyseure und Wasserstoffspeicher, die zum möglichst wirtschaftlichen Betrieb nicht überdimensioniert werden dürfen. Aus Erfahrung bedarf es hierzu mehrerer tausend Elektrolysebetriebsstunden und somit deutlich mehr Stunden, als überschüssiger Strom zur Verfügung steht.

4.2.4 ZEITLICH VARIABLER EINSATZ DER ELEKTROLYSEURE

In den in dieser Studie verwendeten Modellen werden die Elektrolyseure zur Deckung des Wasserstoffbedarfs ausgehend von den Preissignalen am Strommarkt betrieben. Die Dimensionierung

der Anlagen (siehe Kapitel 7.1), der Einsatz im Stromsystem sowie rückwirkende Einflüsse auf den Strommarkt wurden in einem integrierten Modellansatz in einem iterativen Prozess untersucht. Betrachtet man den Einsatz der Elektrolyseure im Vergleich zum Einsatz der Kraftwerke, so sind die in Abbildung 28 dargestellten Korrelationen von stündlicher Stromerzeugung aus regelbaren, primär fossilen Kraftwerken mit stündlicher Stromnachfrage der Elektrolyseure zu erkennen.

Der Anteil des Strombedarfs für die Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung ist im Vergleich zur residualen Last im Jahr 2030 noch vergleichsweise gering. Entsprechend sind auch die Auswirkungen auf den Strommarkt noch gering. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Wasserstoffinfrastruktur im Jahr 2030 noch nicht in der Lage sein wird, Last und Einspeiseschwankungen in großem Maße auszugleichen.

Die Modellergebnisse zeigen eine positive Korrelation der Nutzung von Elektrolyseuren zur großmaßstäblichen Wasserstoffherzeugung mit der Einspeisung von Wind- und insbesondere PV-Strom in Baden-Württemberg (siehe Abbildung 29). Im Gegensatz dazu liegt hinsichtlich des Einsatzes von Gas- und Kohlekraftwerken

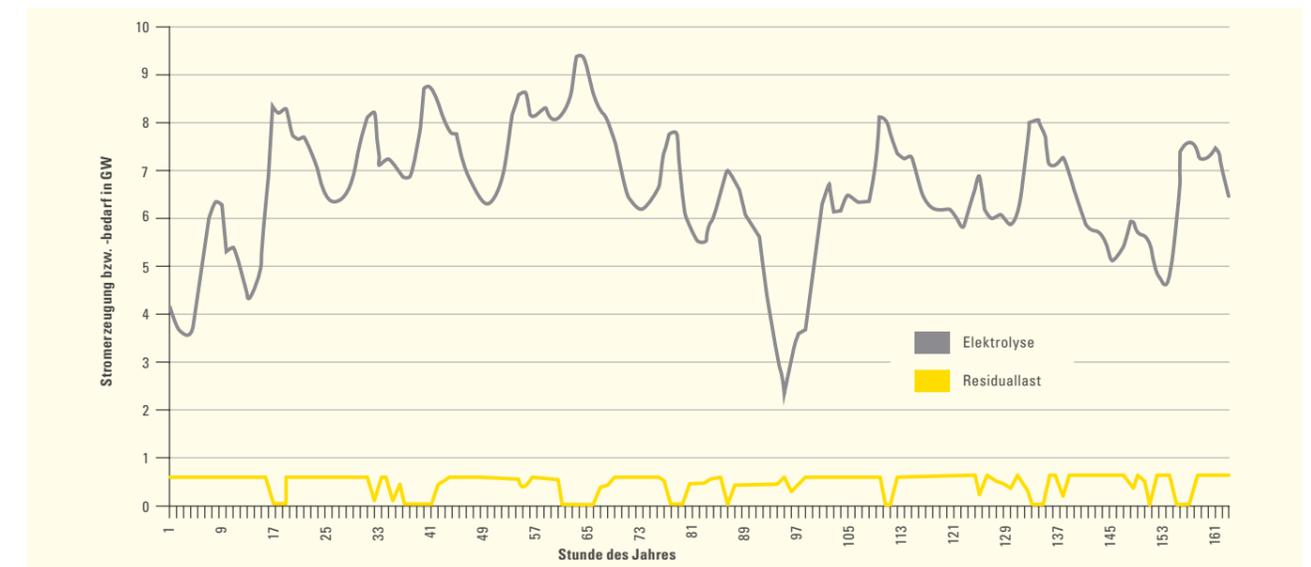


Abbildung 28: Residuale Last (gesamte Last abzüglich Einspeisung aus Wind und PV) und der Einsatz von Elektrolyseuren in Baden-Württemberg beispielhaft in einer Woche des Jahres 2030 (ambitioniertes Basisszenario).

Kapitel 4

eine negative Korrelation vor. In Zeiten hoher Einspeisung aus fluktuierender Erzeugung sinken die Strompreise, sodass Kohle- und Gaskraftwerke weniger genutzt werden. Für den Elektrolyseurbetrieb ergeben sich dadurch im Vergleich zum Jahresdurchschnitt höhere erneuerbare Anteile beim spezifischen Strombezug. Die negative Korrelation mit fossilen Brennstoffen in der Stromerzeugung kann darüber hinaus zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen beitragen (siehe Kapitel 5).

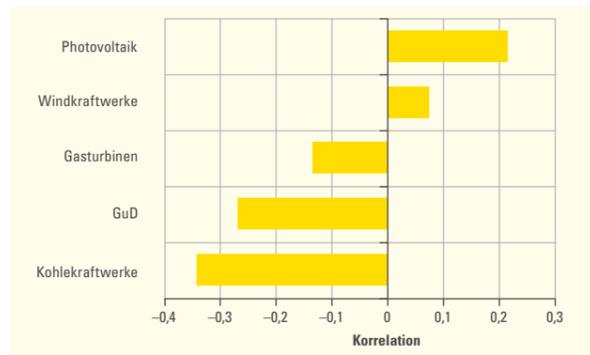


Abbildung 29: Berechnete Korrelation unterschiedlicher Stromerzeuger mit dem Betrieb der Elektrolyseure im ambitionierten Szenario in Baden-Württemberg im Jahr 2030.

4.3 FAZIT UND HANDLUNGSBEDARF

Ausgehend von dem Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept des Landes Baden-Württemberg (IEKK 2014) wurde die Stromerzeugungsstruktur für acht Szenarien für das Jahr 2030 untersucht. Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien auf bis zu 66 % in Baden-Württemberg und 75 % in Deutschland bis 2030 können die spezifischen CO₂-Emissionen des Stromsektors gesenkt werden. In Deutschland reduzieren sich die spezifischen CO₂-Emissionen je erzeugte Megawattstunde Strom von heute 0,569 t_{CO2}/MWh auf ein Niveau von 0,172 t_{CO2}/MWh. Durch den Kernenergieausstieg in der kommenden Dekade und die entsprechenden Auswirkungen auf die Erzeugungsstruktur des Bundeslands fällt die spezifische Emissionsminderung in Baden-Württemberg im Zeitraum bis 2030 etwas geringer aus. So sinken die spezifischen CO₂-Emissionen von heute 0,307 t_{CO2}/MWh auf ein Niveau von etwa 0,2 t_{CO2}/MWh im Szenario H₂Amb Base.

Die Nutzung von regionalem Überschussstrom wäre theoretisch möglich, da fluktuierend einspeisende Stromerzeuger in Baden-Württemberg abgeregelt werden müssen und somit ungenutzt bleiben. Zudem beläuft sich die Summe der abgeregelt erneuerbaren Einspeisung auf die Größenordnung der Stromerzeugung, die zur Deckung des Wasserstoffbedarfs genutzt werden kann: Die auftretenden Überschussleistungen können theoretisch in der Summe den Strombedarf für die H₂-Erzeugung zu 94 % decken. Jedoch zeigt sich, dass Überschussstrom aufgrund der wenigen Stunden in der Praxis nur zum kleinen Teil zur Wasserstoffherstellung genutzt werden kann. Zu groß wären die Anforderungen an die Speicher und die Leistung der Elektrolyseure, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb nicht umsetzbar wäre.

In dieser Studie treten die Elektrolyseure als reguläre Marktakteure am Strommarkt auf und beziehen den Strom ausgehend von den Preissignalen am Markt. Der Anteil des Strombedarfs für die Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung ist im Vergleich zur residualen Last im Jahr 2030 noch vergleichsweise gering. Die Nutzung der Elektrolyseure für die Erzeugung des Wasserstoffs in Baden-Württemberg weist dabei eine positive Korrelation mit der Nutzung von Wind- und insbesondere PV-Strom auf.



Kapitel 5

WASSERSTOFFERZEUGUNG UND -NUTZUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG: ERZIELBARE CO₂-MINDERUNGEN IN DER MOBILITÄT

Aufbauend auf den REMix-Simulationsrechnungen für die Stromerzeugung können die Szenarien für Baden-Württemberg in Bezug auf die spezifischen erneuerbaren Anteile des Wasserstoffs und die CO₂-Emissionen durch den Einsatz im Verkehrssektor ausgewertet werden. Ausgehend von dem Einsatz des Elektrolyseurs werden der stündliche Stromeinsatz für die Elektrolyse und eine Deckungsrate für Wasserstoff ermittelt. In einem zweiten Schritt können abhängig von den Annahmen zur Auslegung der Elektrolyse-/Speichersysteme die spezifischen CO₂-Emissionen für den Verkehr ermittelt werden.

Vor dem Hintergrund der langfristigen CO₂-Minderungsziele im Verkehr stellen die spezifischen CO₂-Emissionen eine wichtige Vergleichsgröße der wasserstoffbasierten Mobilität zu den konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen dar. Zudem bilden sie die Grundlage für die Ermittlung der jährlichen CO₂-Einsparpotenziale in Baden-Württemberg, die durch die Nutzung von Wasserstoff in der Mobilität realisiert werden können. Diese werden in Kapitel 7.4 dargestellt. Die Grundlage für die Ermittlung der Einsparpotenziale bildet der Vergleich mit zukünftigen Benzin- und Dieselfahrzeugen, bei denen ebenfalls eine Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen erwartet wird. Ab-

bildung 30 zeigt die zu erwartenden Emissionen von Fahrzeugen der Segmente Kleinwagen und obere Mittelklasse. Neben den dargestellten spezifischen Emissionen der Fahrzeuge müssen zudem bei der Betrachtung des CO₂-„Fußabdrucks“ die Vorketten berücksichtigt werden.¹⁶

5.1 ANTEIL ERNEUERBAR ERZEUGTEN STROMS FÜR DIE WASSERSTOFFERZEUGUNG

Wie in Kapitel 4.2 dargestellt, ergibt sich im ambitionierten H₂-Szenario ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von 66 % für Süddeutschland im Jahr 2030. Im gesamten Bundesgebiet liegt der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung aufgrund der Annahme installierter Leistungen nach (NEP 2014) bei knapp 75 % im Jahr 2030.

Vergleicht man dies mit dem stündlichen Energiemix und dem tatsächlichen Anteil der erneuerbaren Energien, der durch die Elektrolyseure genutzt wird, erkennt man, dass der Anteil der erneuerbaren Energien für die Wasserstoffherzeugung steigt. Der Grund hierfür liegt auf der Hand: Niedrige Strompreise korrelieren mit Stunden mit einem hohen Anteil an erneuer-

rer Stromerzeugung. In Stunden mit viel Wind und hoher Solareinstrahlung sinken die Strompreise und die Elektrolyseure beziehen Strom. In den Stunden, in denen wenig erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, steigt der Strompreis durch den verstärkten Einsatz von Gas- und Kohlekraftwerken. Für einen Teil dieser Stunden kann die Elektrolyseanlage den Wasserstoffbedarf aus dem Gasspeicher decken, muss aber zugleich eine kontinuierliche Deckung der lokalen Wasserstoffnachfrage sicherstellen.

Die Flexibilität gegenüber dem Strompreissignal führt in der Summe zu einem höheren erneuerbaren Anteil im Vergleich zum Strommix, wie in Abbildung 31 dargestellt. In der Abbildung wird auch der Effekt der Anlagendimensionierung bzw. des Anlagenbetriebs sichtbar. Bei einer weniger flexiblen Anlagenauslegung mit einer hohen Betriebsdauer (ca. 8.000 Volllaststunden pro Jahr) sinkt der erneuerbare Anteil am Wasserstoff deutlich gegenüber einer mittleren Auslastung (6.500 Volllaststunden pro Jahr).

Wesentliche Einflussgrößen auf den erneuerbaren Anteil und somit die spezifischen CO₂-Emissionen der H₂-Mobilität stellen

neben dem Energiemix und dem Profil der Wasserstoffnachfrage an der Tankstelle insbesondere die installierte Elektrolyseleistung und die Größe der verwendeten Gasspeicher dar. Indirekte Einflussgrößen sind darüber hinaus die Kosten der Elektrolyse und die Preisdifferenzen (Spread) am Strommarkt.

Ist der Wasserstoffspeicher im Vergleich zur Leistung der Elektrolyse klein, muss die Elektrolyse mit einer hohen Auslastung gefahren werden, um eine hohe Wasserstoffverfügbarkeit zu gewährleisten. Ist die Elektrolyse und insbesondere der Speicher größer dimensioniert als die Nachfrage und somit in der Lage, einen Tag oder bis zu drei Tage Last zu verschieben, sinkt die spezifische Auslastung der Anlage. Die Elektrolyse kann im Vergleich in weniger Stunden und somit auch zu niedrigeren Strompreisen den Strom beziehen und der Anteil der erneuerbaren Energien steigt. Entsprechend den Ergebnissen in Abbildung 31 für das ambitionierte H₂-Szenario kann bei der mittleren Auslastung der Elektrolyseure (rund 6.500 Volllaststunden/a) ein EE-Stromanteil von 73 % in Süddeutschland beobachtet werden, der somit um rund 11 Prozentpunkte höher liegt als der jährliche durchschnittliche EE-Anteil am Strommix. In Deutschland steigt der EE-Anteil auf 79 % gegenüber 74 % im Durchschnitt. Werden

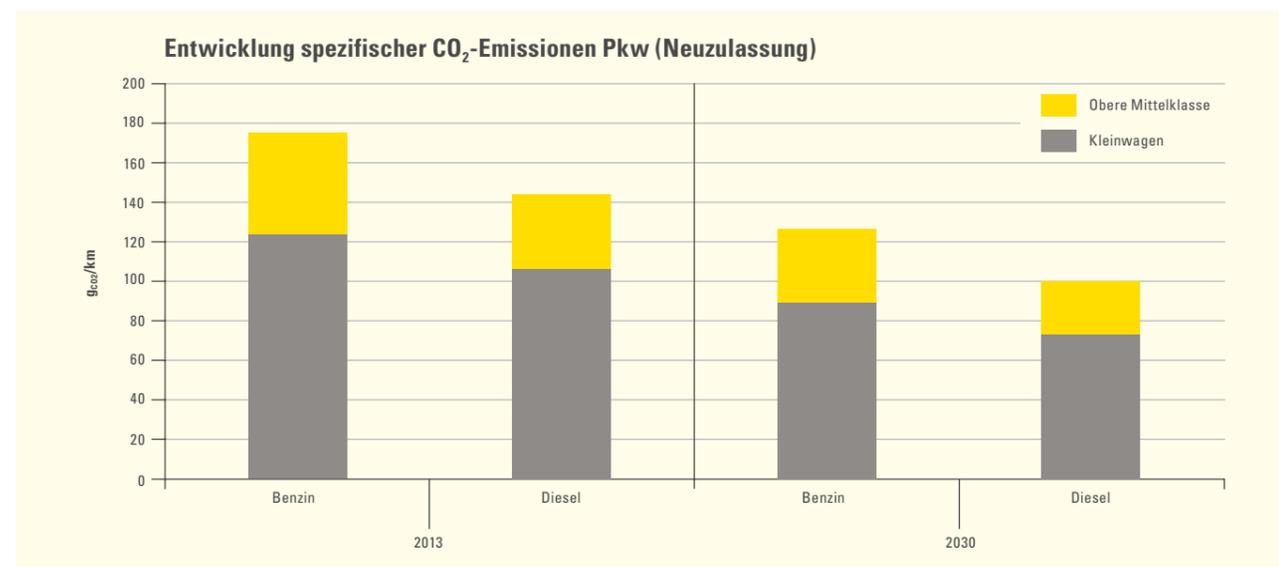


Abbildung 30: Erwartete Entwicklung der spezifischen Emissionen von Benzin- und Dieselfahrzeugen (eigene Berechnungen nach Kraftfahrzeugbundesamt und (DLR/IWES/IfNE 2012)).

¹⁶ In dieser Studie wird unterstellt, dass die Berücksichtigung der Produktion und Vorketten die spezifischen Emissionen von Diesel und Benzin um 20 % erhöht. Weiterhin wird für die folgenden Berechnungen unterstellt, dass sich im Jahr 2030 die konventionellen Fahrzeuge aus 30 % Diesel- und 70 % Benzin-Pkw zusammensetzen.

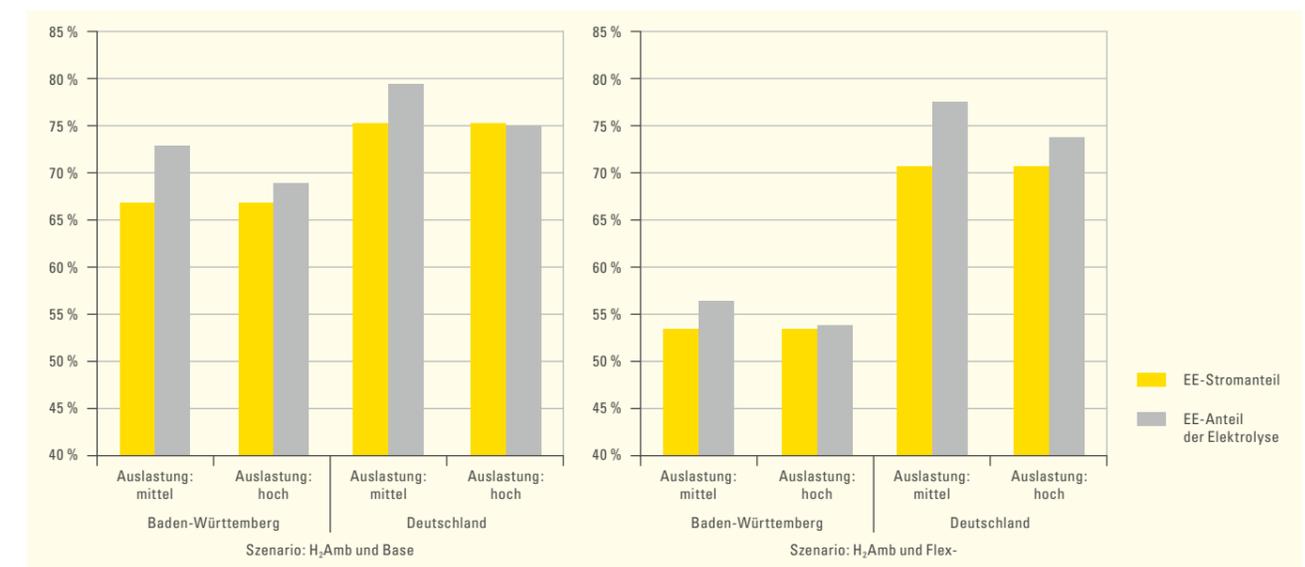


Abbildung 31: Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung und spezifische EE-Anteile der Elektrolyse im Basis-, ambitionierten und Flexibilitätszenario.

Kapitel 5

bei der Auslegung der Anlage jedoch kleine H₂-Speicher verwendet und eine höhere Auslastung angenommen, wird im Schnitt der Strombezug teurer und der Anteil der erneuerbaren Energien sinkt sowohl in Deutschland als auch in Baden-Württemberg um 4 Prozentpunkte.

5.2 SPEZIFISCHE CO₂-MINDERUNGSPOTENZIALE DURCH DEN EINSATZ VON WASSERSTOFF

Ausgehend von den erneuerbaren Anteilen am Strom und der sich aus der stündlichen Modellierung ergebenden CO₂-Intensität des Elektrolysestroms kann die CO₂-Intensität des erzeugten Wasser-

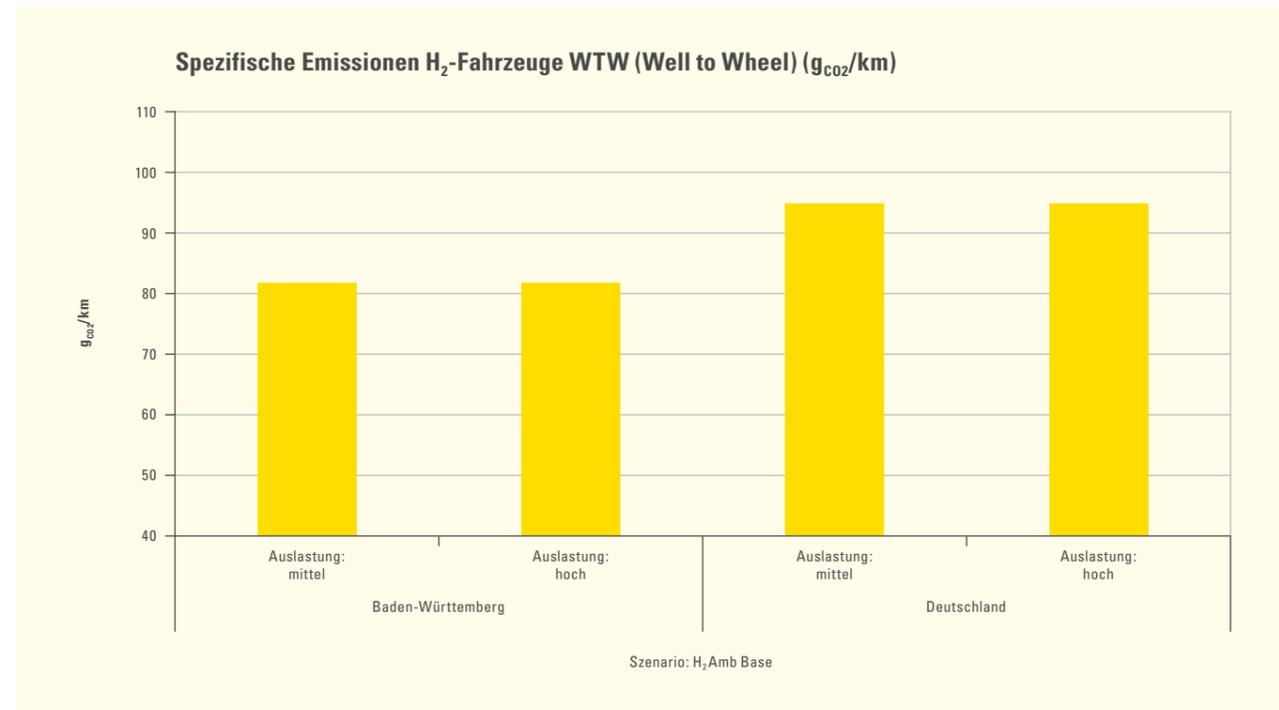
stoffs berechnet werden. Diese liegt im Ergebnis für in Baden-Württemberg erzeugten Wasserstoff bei etwa 0,16 t_{CO2} pro MWh Wasserstoff im ambitionierten Basisszenario „H₂Amb“ und unter Annahme einer mittleren Auslastung der Elektrolyseure. Betrachtet man die spezifischen Emissionen ausgehend vom deutschen Kraftwerkspark, so ergibt sich im ambitionierten Basisszenario ein Wert von 0,14 t_{CO2}/MWh.

In Abbildung 32 sind die resultierenden CO₂-Intensitäten umgelegt auf mit einem Brennstoffzellenfahrzeug gefahrene Kilometer für das Basisszenario sowohl für Deutschland als auch für Baden-Württemberg. Die Tabelle darunter zeigt zudem im Vergleich die Ergebnisse für das Szenario „Flex-“. Es zeigt sich neben dem Effekt der Anlagenauslegung bzw. des Anlagenbetriebs auch die Auswirkung der Verfügbarkeit anderer Flexibilitäten im Stromversorgungssystem. Im Szenario „Flex-“ werden gegenüber dem Basisfall deutlich reduzierte Flexibilitäten angenommen. So wird weder von Lastmanagement und Ladesteuerung bei Elektrofahrzeugen noch von einer Flexibilisierung der wärmegeführten

KWK-Anlagen ausgegangen. Ebenso wird ein reduzierter Netzausbau angenommen und entsprechend nur ein HGÜ-Korridor von Nord- nach Süddeutschland als bis 2030 realisiert vorausgesetzt. Insbesondere die fehlenden Übertragungsleistungen für Windstrom aus dem Norden schlagen auch bei der CO₂-Intensität des Wasserstoffs in Baden-Württemberg zu Buche. Die spezifische Emission der Wasserstofffahrzeuge steigt dadurch um 18 % bezogen auf die mittlere Auslastung der Elektrolyseure und um knapp 10 % bezogen auf die hohe Auslastung. Durch beide Effekte (Auslastung und Netzausbau) kann die Differenz bei den spezifischen CO₂-Emissionen unter sonst gleichen Szenarioannahmen über 25 % betragen.

5.3 SENSITIVITÄTSRECHNUNGEN: EINFLUSS DER TECHNOLOGIEENTWICKLUNG

Im Folgenden wird der Einfluss der Technologieentwicklung auf Seiten der Elektrolyseure und der Fahrzeuge auf die potenziellen CO₂-Einsparungen am Beispiel der Pkw dargestellt. Bis 2030 ist die



			Szenario: H ₂ Amb Base		Szenario: H ₂ Amb Flex-	
			Auslastung: mittel	Auslastung: hoch	Auslastung: mittel	Auslastung: hoch
Spezifische Emissionen des Strommix der Elektrolyse	BW	t _{CO2} /MWh	0,163	0,186	0,238	0,254
	DE	t _{CO2} /MWh	0,142	0,168	0,169	0,175
t _{CO2} für Strombedarf Elektrolyseur für Pkw-Bedarf	BW	kt _{CO2}	180,2	205,5	262,3	280,3
	DE	kt _{CO2}	156,9	185,4	186,2	193,0
Spezifische Emissionen H₂-Fahrzeug WTW (g_{CO2}/km)	BW	g_{CO2}/km	85,81	97,88	124,91	133,48
	DE	g_{CO2}/km	74,73	88,29	88,66	91,89

Abbildung 32: Aus den Modellierungen resultierende spezifische CO₂-Emissionen der Wasserstoffversorgung in Baden-Württemberg im Jahr 2030 für das Basisszenario (siehe Abbildung). Die Tabelle vergleicht zudem die spezifischen Emissionen im Basisszenario und im Szenario Flex-.

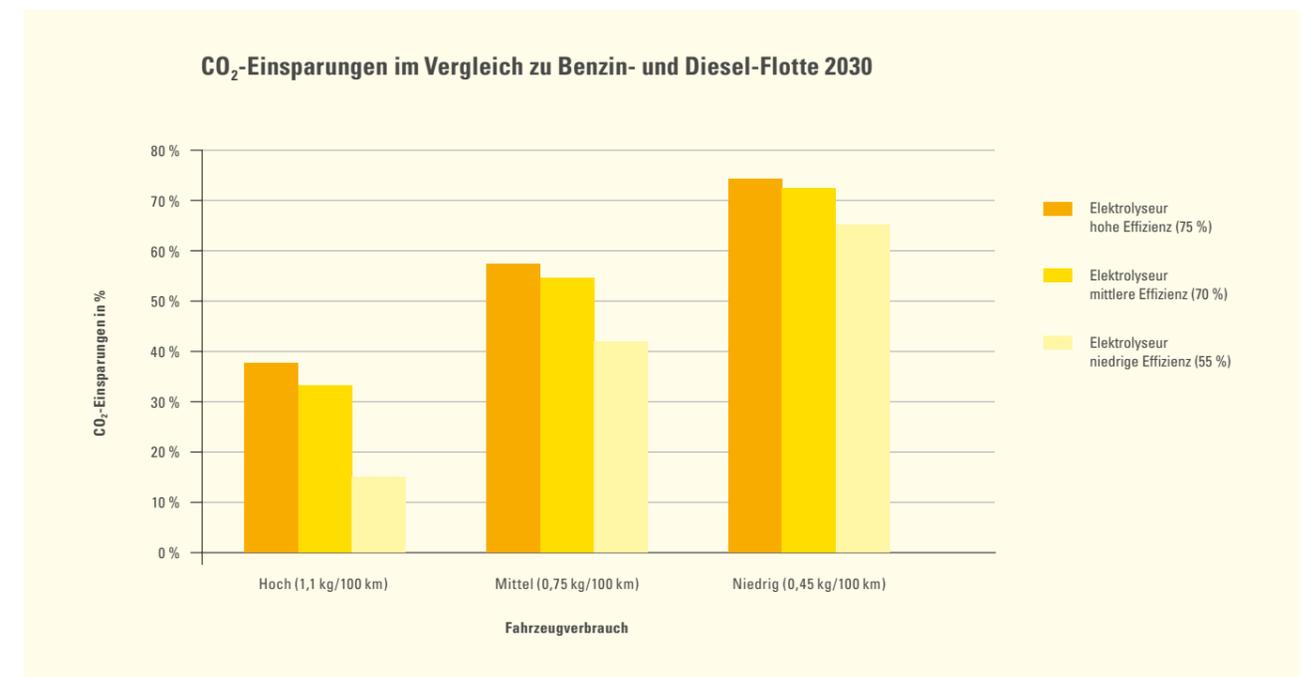


Abbildung 33: Aus technischen Annahmen resultierende Unterschiede bei den potenziellen CO₂-Einsparungen der Wasserstoff-Pkw im Vergleich zur Benzin- und Diesel-Flotte im Jahr 2030.

Kapitel 5

Entwicklung der Wirkungsgrade der Elektrolyseure noch mit Unsicherheit behaftet. Auf Seiten der Tankstelle gehen wir von einer Gesamteffizienz der Elektrolyse, Kompression und Speicherung des Wasserstoffs von 55 % bis 75 % aus. Dabei entspricht 55 % dem Wirkungsgrad der heutigen Wasserstofftankstellen. Bereits heute können in Laborversuchen Wirkungsgrade um 70 % bis 75 % erreicht werden. Der zukünftige Verbrauch der Wasserstoff-Pkw wird je nach technologischer Entwicklung zwischen 1,1 und 0,45 kg/100 km gesehen. Abbildung 33 zeigt, dass je nach Annahmen der technologischen Entwicklungen die potenziellen Einsparungen zwischen 15 % und 75 % liegen. Man sieht, dass der zukünftige durchschnittliche Wasserstoffverbrauch der Pkw-Flotte einen größeren Einfluss als die Effizienz auf Seiten der Tankstelle hat.

Während in Kapitel 3 als konservativer Ansatz nur von einer leichten Verbesserung des Wasserstoffverbrauchs für Pkw von derzeit 1,3 auf 1,1 kg_{H₂}/100 km ausgegangen wird, unterstellt eine weitere Studie (JEC 2013) mit einem Wert von 0,45 kg_{H₂}/100 km einen deutlich niedrigeren Wasserstoffverbrauch.

Wie in Abbildung 33 gezeigt ergibt sich bei einem bereits heute erzielten spezifischen Fahrzeugverbrauch von 1,1 kg/100 km und bei einer mittleren Effizienz der Elektrolyseure (75 %) eine Emissionsreduktion von mehr als einem Drittel. Diese Annahmen bilden die Grundlage für die Berechnungen in Abbildung 32 und in Kapitel 7. Die Sensitivitätsanalyse in Abbildung 33 zeigt, dass es sich jedoch um eine eher konservative Einschätzung der CO₂-Minderungspotenziale handelt.

Steigt die Effizienz der Fahrzeugflotte durch technische Weiterentwicklung an (z. B. auf 0,75 kg_{H₂}/100 km), sinken auch die spezifischen CO₂-Emissionen je km. Unter den gegebenen Annahmen einer technologischen Weiterentwicklung der Fahrzeuge sinken die spezifischen Emissionen für Wasserstoff auf 52 g CO₂ pro km in Deutschland. Die spezifischen Emissionen können im Vergleich zu Benzin um 55 % gesenkt werden (mittlerer gelber Balken in Abbildung 33 unter folgenden Annahmen: mittlere Effizienz und mittlere Auslastung der Elektrolyseure sowie mittlerer spezifischer Fahrzeugverbrauch). Geht man vom Strommix in Baden-Württemberg aus, können die spezifischen Emissionen unter diesen Rahmenbedingungen um rund 49 % reduziert werden.

Hohe Effizienzsteigerungen der Pkw-Flotte bis hin zu 0,45 kg_{H₂}/100 km sind zwar prinzipiell möglich, dafür müssen jedoch bis 2030 folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Im Rahmen der gesamten Flotte muss ein Trend zu den Fahrzeugklassen „Klein“ und „Mittel“ erfolgen (Golf-Größe).
- Zudem müssen weitere deutliche Effizienzverbesserungen des BZ-Antriebsstranges erzielt werden (insbesondere des Brennstoffzellensystems).
- Die Fahrzeuge müssen eine konsequente Gewichtsreduktion, Luft- und Rollwiderstandsverbesserung durchlaufen.
- Als verbrauchssenkende Maßnahme könnte die Brennstoffzelle zudem als Range Extender verwendet werden, d. h. die Batterie als Haupt-Traktions-Energiespeicher wird z. T. an der Steckdose aufgeladen, die Brennstoffzelle erzeugt gleichförmig Strom, um die Batterie zu laden. In diesem Fall wird zusätzlich zum Wasserstoff noch Strom zur Batterieladung benötigt.
- Zudem wird eine volle Ausschöpfung des Rekuperationspotenzials unterstellt und die Nebenverbräuche wie elektrische Heizung des Innenraums werden nicht berücksichtigt. Insofern scheinen die 0,45 kg_{H₂}/100 km primär im NEFZ-Prüfstandlauf denkbar. Die Realverbräuche können aber auch in der langfristigen Zukunft deutlich höher liegen.

5.4 DIE ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN EMISSIONEN NACH 2030

Die spezifischen CO₂-Emissionen der Wasserstoffmobilität im Jahr 2030 liegen noch relativ hoch, bedingt durch die anteiligen Emissionen aus der Gas- und Kohleverstromung. Vor dem Hintergrund der Energiewende und dem langfristigen Ziel von mindestens 80 % erneuerbaren Energien im Stromsektor bis 2050 werden die strombedingten CO₂-Emissionen nach 2030 jedoch weiter deutlich sinken (siehe Tabelle 17). In der folgenden Dekade bis 2040 halbieren sich die spezifischen Emissionen auf 0,08 t_{CO₂}/MWh und im Jahr 2050 liegen sie dann nur noch bei 0,04 t_{CO₂}/MWh. In den Jahren zwischen 2030 und 2040 halbieren sich dadurch auch die

spezifischen CO₂-Emissionen je gefahrenem Kilometer. Im Zeitverlauf zeigt sich auch, dass sich in den kommenden Jahren bis 2020 durch den Kernenergieausstieg die spezifischen CO₂-Emissionen kaum verändern und bei 0,22 t_{CO₂}/MWh liegen werden.

	Einheit	2014	2030	2040	2050
Deutschland*	t _{CO₂} /MWh	0,46	0,14	0,09	0,04
Baden-Württemberg**	t _{CO₂} /MWh	0,22	0,16	0,08	0,04

Tabelle 17: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen der Wasserstoffmobilität, Studienergebnisse 2030 und Ausblick auf 2040 und 2050.¹⁷

Die gesamtdeutschen Emissionen lagen 2010 mit 0,46 t_{CO₂}/MWh aufgrund der starken Kohleverstromung in Mitteldeutschland noch deutlich über den Werten von Baden-Württemberg, das mit rund 50 % einen großen Anteil an Kernenergie ausweist. Bis 2030 sinkt der gesamtdeutsche Durchschnitt auf das Niveau von Baden-Württemberg und auch in den Folgejahren verhalten sich die spezifischen Emissionen ähnlich. Aus Bilanzierungssicht gibt es dann keine signifikanten Unterschiede im Strommix und zwischen den spezifischen CO₂-Emissionen von Baden-Württemberg und Gesamtdeutschland.

5.5 NUTZUNG VON REIN ERNEUERBAREM STROM IN DER MOBILITÄT

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass, wenn der tatsächliche Strommix für die Bewertung des Wasserstoffs in der Mobilität zugrunde gelegt wird, den CO₂-Emissionen im Verkehrssektor im Jahr 2030 noch spürbare Emissionen im Energiesektor gegenüberstehen, obwohl in den Modellierungen ein zusätzlicher Ausbau an Erzeugungskapazitäten aus Sonnen- und Windenergie angenommen wurde, der jahresbilanziell den Strombedarf für Wasserstoff decken kann. Damit die CO₂-Emissionen signifikant reduziert werden können, sind in der kommenden Dekade zudem deutliche technische Weiterentwicklungen nötig, um die Effizienz der Elektrolyseure zu erhöhen und den Flottenverbrauch der Wasserstofffahrzeuge zu senken. Auch die alleinige Nutzung von „überschüssigem Strom“ stellt mit Blick auf Baden-Württemberg sowohl im Jahr 2030 als auch in den Dekaden danach keine tragende Säule für die Wasserstoffmobilität dar.

Häufig werden heute Brennstoffzellenfahrzeuge ähnlich wie Batteriefahrzeuge als emissionsfrei unterstellt: Die im April 2009 verabschiedete EU-Verordnung „zur Verminderung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen“ legt verbindliche Ziele von 95 g_{CO₂}/km für den durchschnittlichen Ausstoß der verkauften Fahrzeugflotte der Hersteller im Jahr 2021 fest. Der Zielwert berücksichtigt nur die tatsächlichen Emissionen des Fahrzeugs, nicht aber die Emissionen bei der Erzeugung und Bereitstellung des Stroms bzw. des Wasserstoffs. Wasserstoff- und Batteriefahrzeuge stellen somit aus dieser Sichtweise emissionsfreie Fahrzeuge dar.

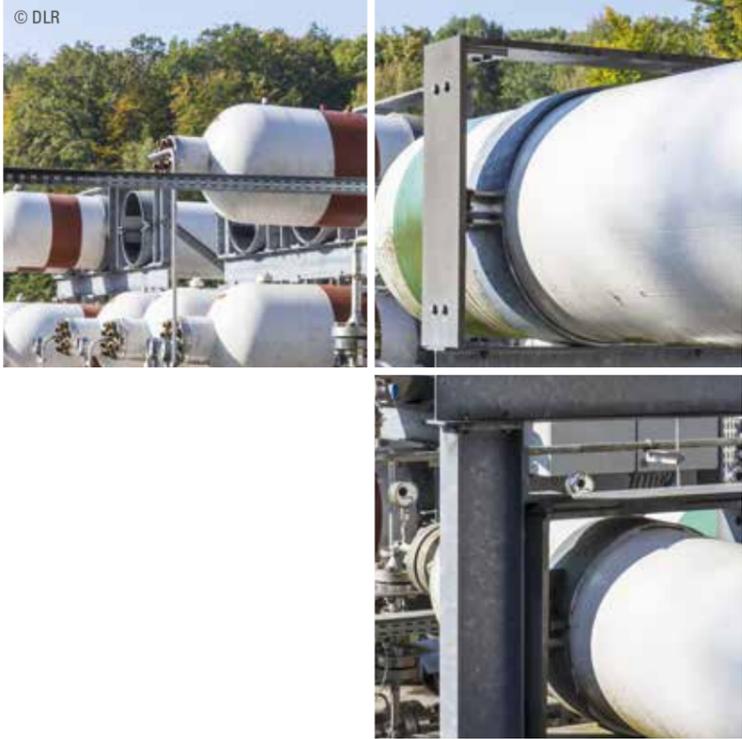
Aus Sicht der Landesregierung ist jedoch auch die Gesamtbilanz des Energiesystems und somit der Sektoren Verkehr und Energie von Bedeutung. Zukünftig ist eine richtige Bilanzierung der entstehenden Emissionen wichtig, um die langfristigen Ziele nicht zu verwässern.

Die CO₂-Minderungen können deutlich gesteigert werden, wenn rein erneuerbarer Strom für die Elektrolyse verwendet wird bzw. wenn der Anteil der CO₂-Emissionen im verwendeten Strommix weiter gesenkt werden kann. In beiden Fällen werden aber unter Voraussetzung einer primär fluktuierenden Stromversorgung aus PV und Windkraft bei einer direkten Nutzung erneuerbaren Stroms noch deutlich höhere Anforderungen an die Flexibilität des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems gestellt und die Gesteuerungskosten des Wasserstoffs werden tendenziell höher liegen.

Auf der anderen Seite ist zu prüfen, ob eine rein erneuerbare Stromversorgung über eine adäquate Bilanzierung realisiert werden kann. So könnten am Strommarkt handelbare Zertifikate für Fahrstrom eingeführt werden. Auch ist zu untersuchen, welche Akteure für eine rein erneuerbare, CO₂-arme Versorgung eintreten oder verantwortlich gemacht werden sollten. In jedem Fall ist aber ein zusätzlicher Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten basierend auf Sonnen- und Windenergie erforderlich und gleichzeitig eine ausreichende Flexibilität der Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme zu gewährleisten, damit auch bei einer bilanziellen Methode die weitgehende Erneuerbarkeit des Energieträgers Wasserstoff auf der technischen Seite erreicht werden kann.

¹⁷ Grundlage für den Ausblick auf die Jahre 2040 und 2050 bieten die spezifischen Emissionen des Strommix der zwei Studien IEKK 2014 (für Baden-Württemberg) und der Leitstudie 2012 (DLR/IWES/IfNE 2012) (für Deutschland).

* (Quellen: 2030: Ergebnisse dieser Studie, 2040 und 2050): Leitstudie 2012 (DLR/IWES/IfNE 2012)
 ++ (Quellen: 2030: Ergebnisse dieser Studie, 2040 und 2050): IEKK Baden-Württemberg (IEKK 2014)



Kapitel 5

5.6 FAZIT UND HANDLUNGSBEDARF

Für die Realisierung der Wasserstoffnutzung sind langfristig zwei Rahmengrößen von besonderer Bedeutung: die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom, insbesondere aus Sonnen- und Windenergie, und der infrastrukturelle Aufwand für die Integration der Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme in die Stromversorgung. In dieser Studie wird zunächst eine bilanzielle Nutzung von erneuerbarem Strom unterstellt und es werden entsprechend zusätzlich installierte Windkraft- und PV-Anlagen in Höhe von 1,5 GW in Baden-Württemberg angenommen.

Um erneuerbaren Strom in hohem Anteil zu nutzen und gleichzeitig die Nachfrageprofile an Strom und Wasserstoff berücksichtigen zu können, muss die Wasserstoffherzeugung über eine Flexibilität verfügen, die durch die Anlagenauslegung und dabei vor allem die installierte Elektrolyseleistung und die Gasspeicherkapazität bedingt ist. Die Modellierungen zeigen für Baden-Württemberg, dass ein aus volkswirtschaftlicher Perspektive optimierter Anlagenbetrieb im Verbund mit dem gesamten Kraftwerkspark unter diesen Voraussetzungen einen im Vergleich zum mittleren Strommix (66 %) im Jahressaldo signifikant höheren erneuerbaren Anteil am Elektrolysestrom (73 %) erreichen kann. Die resultierende CO₂-Intensität des in Baden-Württemberg erzeugten Wasserstoffs liegt bei etwa 0,16 t_{CO2} pro MWh Strom im ambitionierten Basisszenario mit mittlerer Auslastung der Elektrolyseure.

Kapitel 6

AUSWIRKUNGEN DER NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEEN AUF DIE ELEKTRIZITÄTSINFRASTRUKTUR

Die dynamischen Modellierungen des Einsatzes der Elektrolyseure im zukünftigen Stromversorgungssystem haben den komplexen Charakter einer zeitlichen und räumlichen Kopplung der Energiebereitstellung für den Verkehr mit der Stromerzeugung und Lastdeckung aufgezeigt. Ein effizienter Einsatz sämtlicher installierten Leistungen aus volkswirtschaftlicher Perspektive erfordert nicht nur einen wirtschaftlichen, sondern auch einen systemdienlichen Einsatz der Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme, was wiederum eine für die Bereitstellung von Systemflexibilität geeignete Anlagenauslegung voraussetzt.

Vor diesem Hintergrund kann eine Wasserstoffinfrastruktur, insbesondere in der Entwicklung des Energiesystems nach 2030, auf drei Ebenen wichtige Beiträge zur Stabilisierung des Stromsystems leisten:

1. Beitrag zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit
2. Beitrag zur Vermeidung von Netzengpässen im Stromübertragungsnetz durch Power-to-Power-Betrieb
3. Beitrag zur Stabilisierung der Verteilnetze

In den folgenden drei Abschnitten sollen die Auswirkungen der Energiewende auf das Energiesystem aufgezeigt und der Beitrag der H₂-Infrastruktur zu den drei Ebenen dargestellt werden.

6.1 VERSORGUNGSSICHERHEIT IM ENERGIESYSTEM

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich die Anforderungen an die Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren ändern werden und wie sich die Integration von Elektrolyseurleistung und Wasserstoffspeichern auf die Versorgungssicherheit im Energiesystem auswirken kann. Hier spielt insbesondere der Beitrag der Wasserstoffherzeugung als abschaltbare Last eine zentrale Rolle.

In den letzten Jahren wurde das Thema Versorgungssicherheit im wissenschaftlichen und politischen Umfeld viel diskutiert. Die Energiewende in Deutschland führt zu veränderten Anforderungen an die Marktakteure. So war zu beobachten, dass sich aufgrund der schwierigen wirtschaftlichen Situation Kraftwerksbetreiber im Stromsektor zur Stilllegung von fossil betriebenen Kraftwerken

entschieden haben. Vor dem Hintergrund des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie und eines wachsenden Anteils erneuerbarer Energien mit z. T. geringen Beiträgen zur gesicherten Erzeugungsleistung stellt sich die Frage, in welchem Maße die Versorgungssicherheit in Deutschland aus heutiger Sicht in den kommenden Jahren gewährleistet werden kann und welche Maßnahmen getroffen werden müssen, um diese sicherzustellen (DLR/IER 2015).

Im Monitoring-Bericht 2011 der Bundesnetzagentur (BNetzA 2011) wird der Begriff Versorgungssicherheit definiert als zuverlässige, dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung. Entsprechend dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005) liegt die Verantwortung für die Aufrechterhaltung der Systemzuverlässigkeit bei den Übertragungsnetzbetreibern. Sie sind zur Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten und ggf. Kraftwerksneubau im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung verpflichtet (DLR/IER 2015).

Es gibt mehrere Ebenen der Versorgungssicherheit, die in diesem Kontext betrachtet werden müssen:

- Leistungsbilanz
- Erhaltung der Systemdienstleistung

In dieser Studie liegt der Fokus bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit auf der Leistungsbilanz und wird somit definiert als die Möglichkeit, eine auftretende Nachfrage zu jedem beliebigen Zeitpunkt zu decken. Dabei liegt das besondere Augenmerk auf der Sicherstellung der benötigten Leistung in Zeiten hoher Nachfrage.

6.1.1 ANFORDERUNGEN AN DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT IM JAHR 2030

In den kommenden Jahren wird sich das Energiesystem durch den weiteren Ausbau fluktuierender Stromerzeugung und den Rückbau von fossiler und nuklearer Kraftwerksleistung verändern. Dadurch werden deutlich stärkere Fluktuationen und Leistungsgradienten in der Residuallast auftreten, die durch regelbare Kapazitäten abgedeckt werden müssen. Der Bedarf an gesicherter Leistung wird dabei nur wenig abnehmen, da der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeuger nur geringe Beiträge liefern wird. Insgesamt wird das Stromversorgungssystem sowohl auf der Seite der

Kapitel 6

Erzeuger als auch auf der Seite der Verbraucher eine höhere Flexibilität benötigen. Der Netzausbau kann dabei eine wesentliche Rolle spielen, wird den Lastausgleichsbedarf aber im Ergebnis nur reduzieren und nicht gänzlich kompensieren können. Durch die Errichtung einer strombasierten Wasserstoffinfrastruktur werden dem Stromversorgungssystem zwar zum einen zusätzliche variable Lasten (begrenzte Auslastung, intermittierende Betriebsweise mit Gasspeicher), zum anderen aber auch zusätzliche Flexibilitäten hinzugefügt.

Abbildung 34 zeigt die residuale Spitzenlast (Last abzüglich erneuerbarer Erzeugung) beispielhaft für das Jahr 2025 aus (DLR/IER 2015). Residuale Spitzenlaststunden treten danach in Baden-Württemberg primär im Winterhalbjahr auf, hier in den Monaten Oktober bis Februar. Über den Tag beschränken sie sich überwiegend auf die Stunden zwischen 17 und 20 Uhr. Es wird deutlich, dass zukünftig nur relativ wenige Spitzenlaststunden auftreten, was einen seltenen Abruf von Backup-Kapazitäten erfordert, die aber grundsätzlich in der Lage sein müssen, gesicherte Leistung bereitzustellen. Diese gesicherten Leistungen können durch unterschiedliche Technologieoptionen erzeugt werden, insbesondere durch flexible Gaskraftwerke, Strom-

speicher, aber auch die Option, Stromlasten in solchen Spitzenperioden zu reduzieren.

Eine Wasserstoffinfrastruktur, die mit der Zielrichtung der Versorgung des Verkehrs errichtet wird, kann ebenfalls als ein Element der Versorgungssicherheit dienen. Der mögliche Beitrag des Einsatzes von Elektrolyseuren zur Versorgungssicherheit kann hierbei folgendermaßen beschrieben werden:

- Die Flexibilität ist abhängig von der Dimensionierung der Anlage und dem Verhältnis von Elektrolyseurleistung zu Gasspeicherkapazität.
- Das Nachfrageprofil hat einen Einfluss auf die Nutzung der vorhandenen Elektrolyseurkapazitäten und kann diese teilweise einschränken.
- Der gesicherte Anteil der Leistung ist vergleichsweise hoch.
- Aktuell bestehen im realen Einsatz noch technische Probleme durch hohe Nichtverfügbarkeiten. Bis 2030 bestehen jedoch hohe Erwartungen an die technische Weiterentwicklung und es wird derzeit von geringen Nichtverfügbarkeiten ausgegangen.
- Durch das Ziel einer flächendeckenden Versorgung des

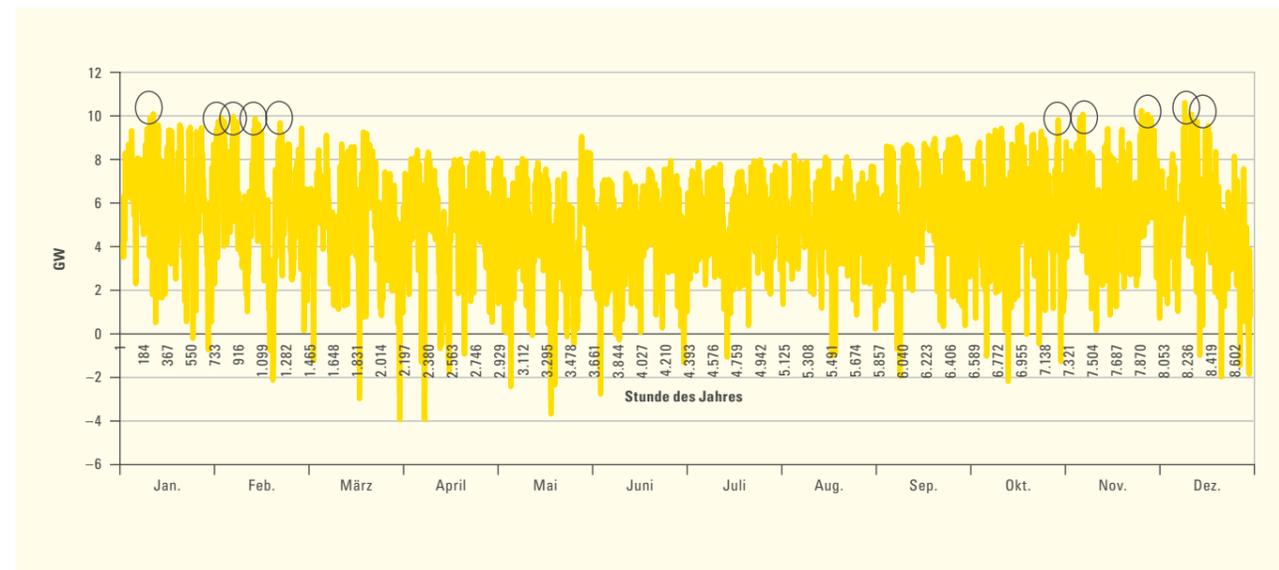


Abbildung 34: Residuale Spitzenlast in Baden-Württemberg im Jahr 2025 nach (DLR/IER 2015).

Verkehrs werden viele kleinere Einheiten installiert, sodass der Ausfall einzelner Anlagen kompensiert werden kann (Redundanz).

6.1.2 ERGEBNISSE DER SZENARIOLÄUFE: BEITRAG ZUR GESICHERTEN LEISTUNG

Durch die Wasserstoffinfrastruktur erhöht sich die Nachfrage im Strommarkt. Zusätzliche Kraftwerke müssen vorgehalten werden. Zugleich bieten die Elektrolyseure auch die Möglichkeit, auf Signale am Strommarkt zu reagieren und durch Lastabwurf benötigte Kraftwerke für die Absicherung der Spitzenlast zu ersetzen. Es stellt sich die Frage, welchen Beitrag ein Elektrolyseur zur gesicherten Leistung beitragen kann und welche Anforderungen an die jeweilige Anlage bestehen. Als gesicherte Leistung eines Elektrolyseurs wird dabei derjenige Lastanteil verstanden, dessen Abschaltung zur (Spitzen-)Lastreduktion im Netz beitragen kann.



Abbildung 35: Abschätzung des Beitrags der Elektrolyseure zur gesicherten Leistung in der Stromversorgung in Baden-Württemberg im Jahr 2030.

Abbildung 35 zeigt den maximalen Beitrag, den die Elektrolyseur zur gesicherten Leistungsvorhaltung für eine Lastabschaltung liefern kann, und vergleicht dabei Elektrolyseure mit unterschiedlich dimensionierten H₂-Speichern und Leistungen und daraus resultierend unterschiedlichen Volllaststunden. Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl bei einem Elektrolyseur mit mittlerer Auslastung von ca. 6.300 Volllaststunden im Jahr als auch bei sehr hohen Auslastungen

und entsprechend kleinem Speichervolumen die gesicherte Leistung noch immer 90 % der installierten Kapazität entspricht. In Spitzenlaststunden kann die Nachfrage um diese Leistung reduziert werden. Aufgrund der schnellen Reaktionsfähigkeit ist aus technischer Sicht die Möglichkeit gegeben, diese Leistung als abschaltbare Last am Markt anzubieten.

Aufgrund der geringen Zahl an Fahrzeugen im Jahr 2030 beträgt die Elektrolyseurleistung und damit der mögliche Beitrag zur Spitzenlastreduktion in Baden-Württemberg nur ca. 200 MW. Abbildung 36 zeigt jedoch, dass aufgrund der stark ansteigenden Fahrzeugzahlen nach 2030 auch der Beitrag zur Spitzenlastreduktion zunimmt. Bedingt durch die höhere Nachfrage steigt im gleichen Zeitraum die residuale Spitzenlast leicht an: Während sie 2030 noch 10,9 GW beträgt, wächst sie bis zum Jahr 2040 bereits auf 12,1 GW an. Aufgrund der höheren Nachfrage aus dem Transportsektor erhöht sich der Strombedarf in den Spitzenlaststunden nach 2030 leicht. Daher müssen zusätzliche Kraftwerke in dieser Höhe vorgehalten oder weitere Flexibilitätsoptionen erschlossen werden.

Die gesicherte Leistungsvorhaltung durch die Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme versechsfacht sich damit zwischen 2030 und 2040 und stellt dann bereits 12 % des gesamten Strombedarfs dar. Die H₂-Infrastruktur kann dann einen großen Teil der benötigten Reservekraftwerke (ca. 5 %) und Spitzenlastkraftwerke ersetzen.

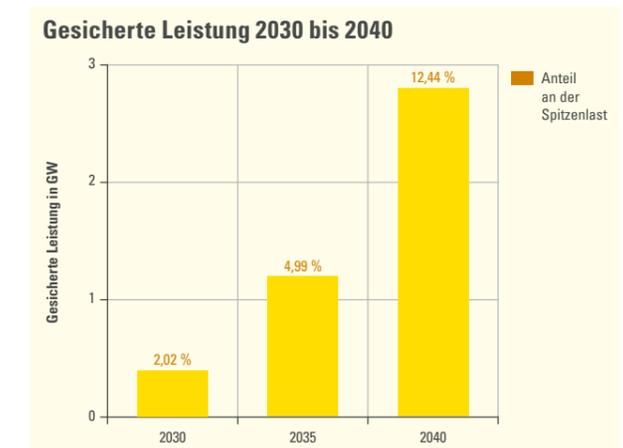


Abbildung 36: Abschätzung des maximalen Beitrags der Elektrolyseure zur gesicherten Leistung in der Stromversorgung in Baden-Württemberg im Jahr 2030 mit Ausblick bis 2040.

6.1.3 AKTUELLER RAHMEN: ANFORDERUNGEN AN ABSCHALTBARE LASTEN UND BEITRAG ALS RESERVEKAPAZITÄT

Durch die hohe Flexibilität und die Nutzung von Wasserstoffspeichern kann die Elektrolyse insgesamt einen volkswirtschaftlichen Beitrag zur Systemsicherheit leisten. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob es bereits geeignete Mechanismen gibt, um betriebswirtschaftliche Anreize für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu setzen.

In den letzten Jahren wurde auf politischer Ebene die Einführung eines Kapazitätsmarktes im Stromsystem diskutiert. Im Rahmen eines solchen Marktes würden Zahlungen für die Vorhaltung von Kapazität im Stromsystem erfolgen, mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit durch den Kapazitätsmechanismus sicherzustellen. Mit dem Erscheinen des Weißbuchs im Juli 2015 wird die Einführung eines Kapazitätsmarktes jedoch aktuell nicht mehr in Erwägung gezogen. Stattdessen sollen auf der Erzeugerseite vermehrt Reservekraftwerke in Anspruch genommen werden, die sich jedoch nicht mehr in den Strommarkt einbringen können. Diese Reservekraftwerke werden zusätzlich vorgehalten und werden nur im Notfall aktiviert.

Der regulative Rahmen für eine Lastabschaltung bei Elektrolyseanlagen ist die Verordnung zu Abschaltbaren Lasten („AbLastV“) aus dem Jahr 2012. Neben der Vergütung über Spot-, Regelenergie- und Intraday-Märkte könnten Elektrolyseure zukünftig auch eine Vergütung als „Abschaltbare Lasten“ in Anspruch nehmen. Aktuell richtet sich die Verordnung an stromintensive Industrieprozesse. Jedoch besteht auch die Möglichkeit, durch Poolingbetreiber mehrere kleinere Lasten im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks zu bündeln.

Die sich aus der Abschaltverordnung ergebende Vergütung setzt sich aus zwei Komponenten zusammen. Eine Bereitschaftsvergütung entlohnt das Bereitstellen der Leistung derzeit mit 30.000 € pro MW und Jahr (AbLaV 2012). Zum anderen wird die tatsächliche Abschaltung gesondert vergütet. Der Arbeitspreis für die Industrieunternehmen muss mindestens 100 €/MWh und darf höchstens 400 €/MWh betragen (AbLaV 2012).

Aktuell sind die Anforderungen an die Präqualifikation der Anlagen sehr hoch. So muss eine technische Mindestverfügbarkeit bis auf

vier Tage im Monat bestehen. Die Abschaltleistung muss in einem Knoten nachweisbar mindestens 50 MW betragen und innerhalb von 15 min ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes erfolgen. Zwar dürfen mehrere Anlagen zu einem Gebot zusammengeschlossen werden, jedoch darf die Zahl von maximal fünf Verbrauchseinrichtungen nicht überschritten werden und muss zudem im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens liegen.

Bei der Art und Dauer der Bereitstellung muss der Anlagenbetreiber derzeit eine nachweisbare Abschaltleistung in einer von drei Formen bereitstellen:

- mindestens jeweils 15 min zu einem beliebigen Zeitpunkt mehrmals am Tag in beliebigen Abständen bis zur Dauer von einer Stunde pro Tag und mindestens viermal die Woche
- mindestens vier Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt einmal alle sieben Tage, wobei zwischen den Abschaltungen mindestens 48 Stunden liegen müssen
- mindestens acht Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt und einmal alle 14 Tage (Mindestabstand des Abrufs: sieben Tage)

Die Ausschreibung der abschaltbaren Lasten erfolgt einmal monatlich. Die im Angebotsmonat geplanten technischen Verfügbarkeiten müssen angekündigt und begründet werden.

Die derzeitigen Präqualifikationsanforderungen an abschaltbare Lasten sind maßgeschneidert auf spezifische große Verbraucher der energieintensiven Industrie und eignen sich nicht für dezentrale kleinere Lasten im Allgemeinen und die für die Wasserstoffnachfrage benötigten Elektrolyseure im Speziellen. Problematisch sind insbesondere die großen Vorlaufzeiten und die lange Dauer der Ausschreibung. Aufgrund der Nachfrage z. B. an der Tankstelle muss die Elektrolyse einerseits zu bestimmten Stunden betrieben werden, andererseits ist sie flexibel genug, um auf die erneuerbare Einspeisung und die Preise am Markt zu reagieren und sich kurzfristig flexibel an das Angebot anzupassen.

Damit das Potenzial dezentraler Lasten optimal genutzt werden kann, sollten die Ausschreibeziträume reduziert und der Preis für die Vorhaltung marktbasiert ermittelt werden. Zudem sollte ein Pooling von vielen Anlagen (d. h. deutlich mehr als fünf Anlagen) an mehreren Netzknoten mit kleiner spezifischer Leistung ermöglicht werden. Zudem müssen Gebote für einzelne Stunden oder spezifische Zeitscheiben ermöglicht werden. Ziel muss es dabei sein, den Betreibern der Elektrolyseure die Wahlmöglichkeit zu geben, ob sie in einer Stunde als abschaltbare Lasten oder am Regelenergiemarkt tätig werden wollen.

Ein weiteres Konzept könnte sein, dass der Netzbetreiber durch Abrufen der abschaltbaren Lasten lediglich sicherstellt, dass die Last in bestimmten Stunden durch einen Marktteilnehmer gedrosselt wird, ohne dass zuvor der Zwang bestand, tatsächlich Leistung nachzufragen.

Darüber hinaus könnte eine Kopplung der Märkte und eine integrierte Optimierung zwischen den Märkten erfolgen: Der Netzbetreiber erhält dann Gebote für Regelenergie, Intraday und

abschaltbare Lasten sowie die technischen Anforderungen und koordiniert dann selbstständig den optimalen Einsatz der Last unter Einhaltung der technischen Rahmenbedingungen.¹⁸

Insgesamt sind die technischen Vorgaben für eine Einbindung abschaltbarer Lasten sehr restriktiv, sodass nur wenige Industrien hier ein Angebot abgeben können. Elektrolyseure können sich aktuell nicht als abschaltbare Lasten präqualifizieren. Besondere Hürden bieten hier insbesondere die hohen Ausschreibemengen. Auch ein Zusammenführen von mehreren Anlagen im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks über mehrere Knoten ist aktuell nicht möglich.

6.2 AUSWIRKUNGEN DES EE-ZUBAUS AUF DIE ÜBERTRAGUNGSNETZE UND BEITRAG DER WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR

6.2.1 Übertragungsnetze

Für die Integration der erneuerbaren Energien in das deutsche Stromsystem ist es wichtig, dass der geplante Ausbau des Über-

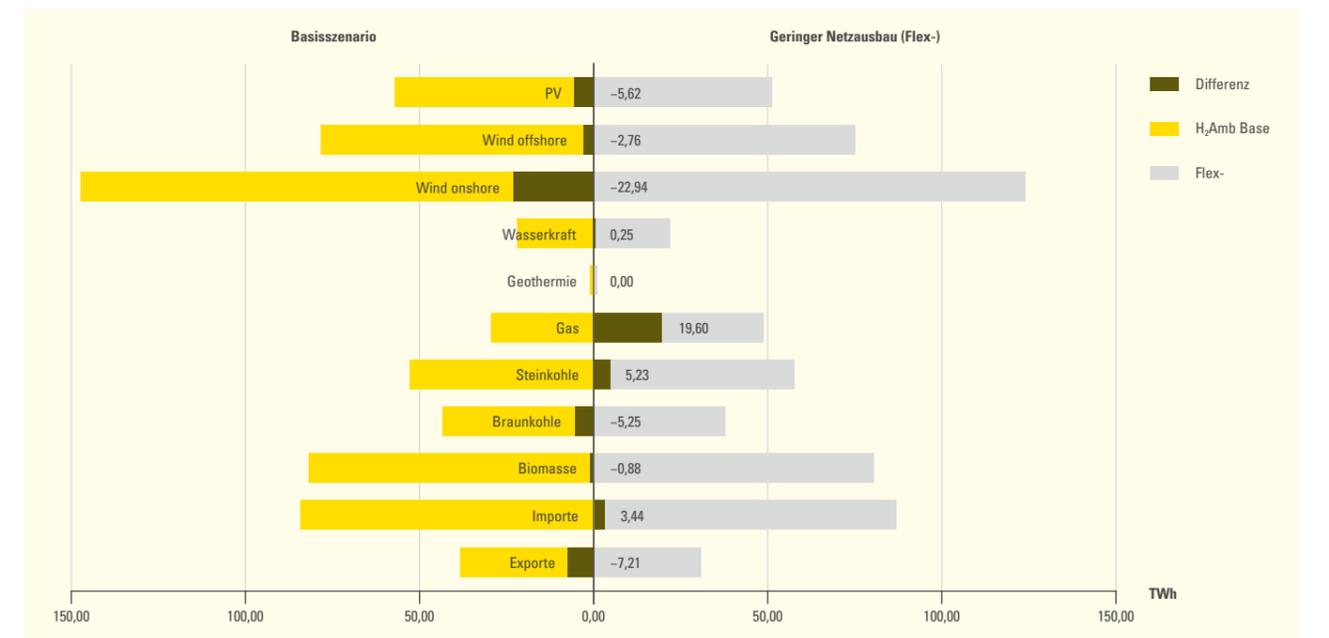


Abbildung 37: Differenz der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030 nach Technologien zwischen Basisszenario und Szenario Flex- mit geringerem Netzausbau.

¹⁸ In den amerikanischen Strommärkten, die dem Standard Market Design unterliegen (wie z. B. New York oder New England), erfolgt bereits heute eine integrierte Optimierung der Regel- und Reserveprodukte ausgehend von einer Spezifikation der technischen Anforderung des Marktteilnehmers (Erzeuger/Verbraucher).

Kapitel 6

tragungsnetzes umgesetzt wird. Im Netzentwicklungsplan der Bundesregierung ist insbesondere die Errichtung von drei Gleichspannungsübertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) vorgesehen, um die Übertragungsleistung zwischen Nord- und Süddeutschland zu stärken. Insbesondere der Ausbau der drei geplanten Gleichstromtrassen leistet einen wichtigen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien. Die Szenarioergebnisse zeigen den Einfluss des Netzausbaus auf das Stromsystem auf: Im Basisszenario wird von einem Ausbau der drei innerdeutschen Übertragungsleitungen ausgegangen. Im Szenario „Flex-“ wird angenommen, dass nur eine der drei HGÜ-Leitungen gebaut wird.

Ohne einen ausreichenden Netzausbau verringert sich wie Abbildung 37 gezeigt die erzeugte Windmenge in Deutschland um rund 26 TWh (22,9 TWh onshore und 2,7 TWh offshore): Aufgrund der Netzengpässe müssen daher rund 11 % der gesamten jährlichen Windstromerzeugung abgeregelt werden. Die Exporte verringern sich um 7 TWh und die konventionelle Erzeugung muss die fehlenden Importe – insbesondere in Süddeutschland aus Norddeutschland – kompensieren und steigt deutschlandweit um rund 20 TWh. Es wird insgesamt etwas mehr importiert (+3 TWh). Bei den Importen handelt es sich um Importe aus Nachbarländern in den süd-deutschen Raum in Stunden, in denen die Transportkapazitäten innerhalb Deutschlands auf der Nord-Süd-Achse ausgelastet sind.

6.2.2 Verteilnetze

Der Zubau der erneuerbaren Energien hat einerseits die dargestellten Auswirkungen auf das Übertragungsnetz. Eine wichtige Studie der deutschen Energie-Agentur (dena 2012) zeigt, dass in Deutschland zudem ein Großteil der Verteilnetze ausgebaut werden muss: Insgesamt wird geschätzt, dass für die Integration der erneuerbaren Energien bis 2030 16,1 Mrd. € in die Übertragungsnetze und 11,4 Mrd. € in die Verstärkung der Verteilnetze investiert werden müssen.

Die Studie zeigt darüber hinaus, dass in den Verteilnetzen rund 124.000 km Stromleitungen ausgebaut werden müssen, um Windparks und andere erneuerbare Technologien anzuschließen und um zusätzliche Stromtransporte zu ermöglichen. Dabei sind zwei Einflüsse auf die Verteilnetze für einen Großteil der Investitionen verantwortlich:

- der Bedarf an zusätzlichen Trassen und Transformatoren, um die Last bedienen und dezentrale Erzeugung in das Netz integrieren zu können, und
- der Ausbau an regelbaren Ortsnetztransformatoren, um Spannungsschwankungen bei der Einspeisung von erneuerbaren Energien auszugleichen.

Zur Bewertung der Situation der Verteilnetze in Baden-Württemberg wurden anhand geographischer Wetterdaten und Analysen der vorhandenen Flächen, Abstände zu Straßen etc. entsprechend (DLR 2014) zunächst Potenzialzeitreihen für den Zubau weiterer Anlagen bestimmt. Einerseits werden die technischen Potenziale für die Errichtung der Anlagen unter Berücksichtigung von Mindestabstand, geographischen Gegebenheiten und der bestehenden Raumplanung ermittelt, wobei die Potenziale für Windanlagen besonders groß sind. Für Photovoltaik werden für die Potenzialermittlung die vorhandenen Dachflächen und ihre Ausrichtung sowie mögliche Freiflächenstandorte an Autobahnen berücksichtigt.

In einem weiteren Schritt wurden ausgehend von historischen Wetterdaten die zu erwartenden stündlichen Leistungskennlinien für Last und Einspeisung ermittelt, anhand derer die ertragreichen Standorte (mit einer hohen Anzahl Volllaststunden pro Jahr) ermittelt werden können. Der Zubau in regionaler Auflösung wurde in Anlehnung an die Modellierungen für den Netzentwicklungsplan angenommen, d. h. zu 50 % an Standorten, an denen bereits Anlagen stehen, und zu 50 % an den Standorten mit optimalen Windverhältnissen und der höchsten Auslastung der Anlage.

Aufgrund der gleichbleibenden oder zukünftig leicht sinkenden Nachfrage sind es nicht die Stunden mit hoher Last und wenig Einspeisung, die die Netzbetreiber vor große Herausforderungen stellen. Vielmehr müssen in Zeiten hoher fluktuierender Erzeugung und niedriger Last die Netze so ausgelegt sein, dass der in den Niederspannungsnetzen (PV) und den Mittelspannungsnetzen (Windenergie) eingespeiste Strom in das Übertragungsnetz geleitet werden kann.

Durch die Einspeisung kleiner Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien werden die Netze zunächst entlastet. Die Nachfrage kann zum Teil durch die erneuerbaren Stromerzeuger in der gleichen Spannungsebene bedient werden. Die Transformatoren und

Leitungen zwischen den Spannungsebenen werden entlastet. Problematisch wird es für die Verteilnetze, wenn die Einspeisungen in Zeiten niedriger Last die Nachfrage deutlich überschreiten. Große Mengen Wind- und PV-Strom müssen über die einzelnen Spannungsebenen hinweg dem Übertragungsnetz übergeben werden.

Die Netzauslegung für die Einspeisung der erneuerbaren Energien und die Last unterscheiden sich dabei. Während der Netzbetreiber die Netze für die Stromnachfrageseite redundant auslegt und nach dem n-1-Kriterium vor Ausfall schützen muss, ist dies für den eingespeisten erneuerbaren Strom nicht der Fall. Somit bestehen etwas größere Kapazitäten bei der Übertragung in die übergeordneten Netzebenen.

Um die tatsächlichen Auswirkungen auf die Verteilnetze bestimmen zu können, sind eine detaillierte Abbildung der Netze und netztechnische Simulationen notwendig, die im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt werden konnten. Ein vergleichsweise einfacher Indikator für die Belastung der Netze stellt das zukünftige Verhältnis zwischen erneuerbarer Einspeisung und Nachfrage dar.

Abbildung 38 stellt hierzu den Quotienten aus der zu erwartenden Einspeisung aus Wind und PV und der zukünftigen Last in den einzelnen Landkreisen dar. In dem untersuchten Basisszenario wachsen von 2013 bis 2030 die installierten Kapazitäten der Windkraft von etwa 0,5 GW auf 8,1 GW und der PV von 4,8 auf 13 GW. Entsprechend den Potenzialen und der Standortgüte sowie den abgeschätzten potenziellen Flächen bestimmen sich die Ausbaupotenziale. Die installierten Leistungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigen in den Landkreisen auf einen Mittelwert von 490 MW im Jahr 2030 an. In Landkreisen mit wenigen guten Windstandorten wird es in den kommenden Jahren nicht zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien kommen. Auch in den städtischen Regionen ist die Belastung der Netze vergleichsweise gering, da die Netze gut ausgelegt sind und der Anteil der fluktuierenden Stromerzeugung im Vergleich zur Nachfrage vergleichsweise klein bleibt.

Insgesamt ergeben sich in den kommenden Jahren im Großraum Stuttgart, im Rheintal mit Karlsruhe und im Südschwarzwald vergleichsweise geringe Anforderungen an die Verteilnetze. Neue

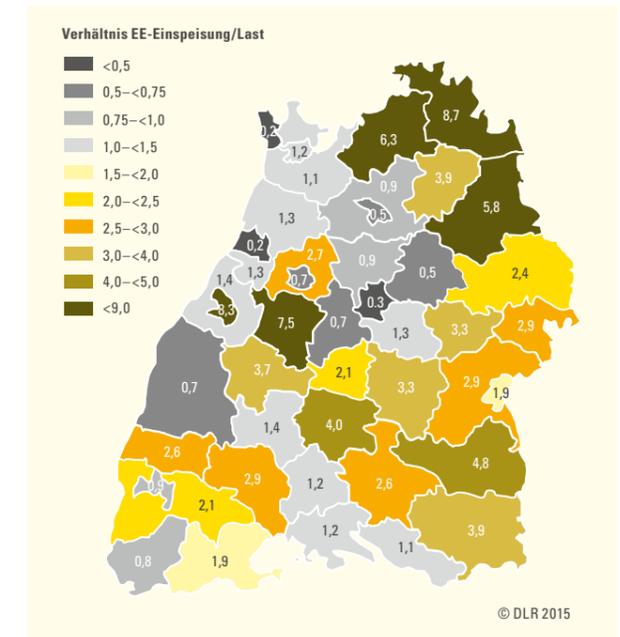


Abbildung 38: Verhältnis von EE-Einspeisung zur Last in regionaler Auflösung in Baden-Württemberg im Jahr 2030.

Anlagen müssen eingebunden und neue Sticleitungen zu den Windstandorten gelegt werden. Im Norden und Osten Baden-Württembergs hingegen stehen die Verteilnetze vor großen Herausforderungen. Die eher grobmaschigen Verteilnetze müssen bis 2030 aufgrund der Einspeisung aus Wind und PV im Mittel das Achtfache ihrer Spitzenlast aufnehmen und übertragen. Insbesondere im Main-Tauber-Kreis und in den umliegenden Regionen zeigen sich schon heute die steigenden Anforderungen an die Netzinfrastrukturen.

Es stellt sich nun die Frage, ob eine Wasserstoffinfrastruktur einen Beitrag zur Stabilisierung der Netze leisten kann. In der Theorie kann die Elektrolyse einerseits zur Spannungshaltung in den Verteilnetzen genutzt werden. Andererseits besteht durch die zusätzliche und flexibel einsetzbare Nachfrage das Potenzial, den Netzausbaubedarf insbesondere für Leitungen und Transformatoren zu reduzieren, wenn sich die Wasserstoffinfrastruktur in der Nähe der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien befindet.

Kapitel 6

In industriestarken Regionen, in denen potenziell Wasserstoff in industriellen Prozessen verwendet werden könnte, kann der Bedarf für eine Netzverstärkung als vergleichsweise klein betrachtet werden. In den ländlichen Regionen im Südosten Baden-Württembergs, d. h. in den Regionen Bodensee/Oberschwaben und Donau-Iller, sowie im Nordosten, besonders in der Region Heilbronn/Franken, kann jedoch ein besonders großer Bedarf für Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen angenommen werden. Vergleicht man die Anforderungen mit den geplanten Standorten für die H₂-Betankungsinfrastruktur (Abbildung 53), so sieht man, dass die geplante Tankstellendichte in diesen Regionen vergleichsweise gering ist. Zwar können bis 2030 die Wasserstofftankstellen einen Beitrag leisten – jedoch müssten in diesen Regionen schon mehrere Wasserstofftankstellen für den Straßenverkehr (mit jeweils bis zu 2,5 MW Leistung) und den Schienenverkehr (mit jeweils etwa 8 MW typischer Leistung) zusammenkommen, um den Zubau der erneuerbaren Energien für längere Zeit kompensieren zu können. In den Landkreisen wächst die EE-Einspeisung auf mehrere hundert MW. In den stark belasteten Kreisen Main-Tauber und Schwäbisch Hall werden bis 2030 installierte Leistungen von Wind- und PV-Strom in Höhe von jeweils 900 bis 1.000 MW erwartet. Dies kann durch die Flexibilität der H₂-Infrastruktur allein nicht kompensiert werden.

Die hohe Flexibilität der Elektrolyseure kann grundsätzlich für die Spannungshaltung in Verteilnetzen eingesetzt werden. Inwieweit Elektrolyseure langfristig zur Stabilisierung der Verteilnetze beitragen können, muss jedoch noch weiter und dabei bevorzugt an realen Netzstrukturen untersucht werden. In Modellregionen könnte der Einsatz von Elektrolyseuren in Verteilnetzen getestet werden. Es kann angenommen werden, dass sich dafür insbesondere die Regionen mit einem hohen Ausbau der erneuerbaren Energien und einer vergleichsweise guten Verkehrsinfrastruktur eignen, wie beispielsweise die Regionen in Ost-Württemberg (auf der Achse Stuttgart–Ulm).

6.2.3 FLEXIBILITÄT DER WASSERSTOFFNUTZUNG IM VERGLEICH ZUM BATTERIEELEKTRISCHEN FAHREN

Die Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor verspricht gegenüber der batterieelektrischen Technologie Vorteile durch die mögliche zeitliche Entkopplung des fluktuierenden Dargebots an Wind- und

Sonnenstrom vom Nachfrageprofil an den Tank- und Ladestellen. Die Erzeugung des mit geringen inkrementellen Speicherkosten behafteten chemischen Energieträgers Wasserstoff erfolgt durch eine Anlage, die ständig Netzkontakt hat und so bei einem hohen Anteil erneuerbaren Stroms diesen immer nutzen kann. Im Gegensatz dazu kann das zeitliche Stromeinspeiseprofil bei der Beladung der Batterien von Elektrofahrzeugen nur dann berücksichtigt werden, wenn eine Vielzahl an Fahrzeugen in Zeiten mit hohem EE-Angebot auch tatsächlich Netzkontakt hat und der Ladezustand der Batterie eine Beladung zulässt. Hier stellt sich die Frage, ob sich dadurch ein struktureller Vorteil des Wasserstoffpfades gegenüber batterieelektrischen Antrieben ergibt und über Wasserstoff die Versorgung des Verkehrs mit erneuerbarer Energie folglich besser dargestellt werden kann.

Die Antwort auf diese Frage hängt jedoch stark von der Flexibilität der Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme einerseits und der Ladeinfrastruktur und der Ladesteuerung andererseits ab. In (DLR/FhG ISE/IfHT 2012) wurde gezeigt, dass der Einsatz der Elektrofahrzeuge einerseits sehr heterogene Nutzerprofile hat, sodass unter Voraussetzung von ausreichend Ladeinfrastruktur – insbesondere dort, wo die Fahrzeuge unterwegs geparkt werden – in allen Stunden des Tages ein relativ großer Anteil, mindestens aber ein Drittel der gesamten Flotte am Netz angeschlossen sein kann. Andererseits konnte gezeigt werden, dass unter der Voraussetzung einer weitgehenden Ladesteuerung in der Elektromobilitätsflotte die Versorgung der Fahrzeuge – bei der Annahme eines entsprechend dem Jahresverbrauch bilanziellen zusätzlichen Zubaus an Wind- und PV-Stromerzeugern – vollständig aus erneuerbarem Strom erfolgen kann. Unter diesen Annahmen bezüglich Netzkontakt und Ladesteuerung gestaltet sich eine Versorgung von Elektrofahrzeugen mit fluktuierendem erneuerbarem Strom nicht aufwendiger als über den Energieträger Wasserstoff. Hierbei spielt auch eine Rolle, dass die Anschlussleistungen im Netz bei gleichen Flottengrößen in der Summe in jeder Stunde in der gleichen Größenordnung liegen können und die für die erneuerbare Stromversorgung erforderliche Kraftwerksleistung aufgrund der weitaus höheren Effizienz der Batteriefahrzeuge deutlich geringer ausfällt als im Falle eines Wasserstoffpfades.

In der frühen Phase der Markteinführung werden aus Kostengründen weder für die Wasserstoffherzeugung noch für das Laden von

Elektrofahrzeugen flexible Strategien eine große Rolle spielen. In dieser Phase sind Vorteile des Wasserstoffpfades zu erwarten, weil sich hier am ehesten zusätzliche Investitionen in einen strompreisorientierten Betrieb rentieren. Langfristig, bei einer hohen Flottendurchdringung und einem hohen Anteil fluktuierender Stromerzeuger, wird jedoch für beide Optionen eine Flexibilisierung der Versorgung wichtig sein, weil nur so zusätzliche Spitzenlasten verhindert und der dann erforderliche systemdienliche Betrieb sowie die erneuerbare Versorgung garantiert werden können. Hier verspricht die Flexibilisierung einer zentraleren Versorgungsstruktur wie für Wasserstoff zum einen geringere Kosten (durch eine geringere Anzahl an Steuerungseinheiten) als die Steuerung von Millionen von Fahrzeugen oder Ladepunkten.

Zum anderen bieten Brennstoffzellenfahrzeuge aber auch eine höhere Nutzungsflexibilität im Vergleich zu Batteriefahrzeugen durch die Möglichkeit, innerhalb von drei bis fünf Minuten nachzutanken, und eine im Vergleich zu Batteriefahrzeugen höhere Reichweite. Eine offene Frage bezüglich zeitlichem Batterielademanagement ist, ob die Mehrzahl der Fahrzeugnutzer wirklich bereit ist, auf jederzeitige Nutzungsflexibilität zu Gunsten des Beitrags eines gesteuerten Ladens im Smart Grid zu verzichten. Ein Lösungsansatz könnte hier die dezentrale (im Haus) oder zentrale Nutzung (Pooling) von Fahrzeugbatterien nach Lebensdauerende (mit <80 % Speicherkapazität) als Pufferspeicher durch einen Energieversorger sein, um das Laden ohne Nutzungseinschränkungen zu flexibilisieren. Diese Variante wird z. T. bei Busbetreibern für batteriebetriebene Busflotten schon in Erwägung gezogen.

Hier ist, wie grundsätzlich bei Strategien zur Umsetzung einer weitgehenden Ladesteuerung der Fahrzeugflotten, weiterer Forschungsbedarf vorhanden. Insbesondere auch der zusätzliche Ausbaubedarf im Verteilnetz bei einer Schnellladung von Batteriefahrzeugen muss genauer untersucht werden. Andererseits bestehen auch bei der Flexibilisierung von Elektrolyse-Speicher-Systemen noch wesentliche ungelöste Fragen der technologischen Realisierbarkeit sowie der Wirtschaftlichkeit. Eine entsprechende Analyse steht daher aus Sicht der Projektpartner noch aus, um Transparenz in Bezug auf einen Vergleich der Langfristkosten einer flächendeckenden Infrastruktur für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge zu schaffen.

6.3 VERÄNDERTE ANFORDERUNGEN FÜR DIE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER BEI DER BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen unterschiedliche Systemdienstleistungen erbringen, um die Versorgungssicherheit und Stabilität der Übertragungsnetze zu gewährleisten (dena 2014):

- Die **Frequenzhaltung muss** gewährleistet werden, indem kontinuierlich sichergestellt wird, dass zu jedem Zeitpunkt Angebot und Nachfrage übereinstimmen. Hierfür haben die Übertragungsnetzbetreiber mehrere Produkte entwickelt, die am Markt gehandelt werden können: die **Regelenergie** bestehend aus **Momentanreserve (MR)**, **Primärreserve (PRL)**, **Sekundärreserve (SRL)** und **Minutenreserve (MRL)**. Hinzu kommen Anlagen mit zu- bzw. **abschaltbaren Lasten** und die Möglichkeit der Wirkleistungsreduktion durch EE- und KWK-Anlagen.
- Im Rahmen der **Betriebsführung** muss die **Vermeidung von Netzengpässen im Übertragungsnetz** sichergestellt werden. Durch **Redispatch** kann der Netzbetreiber bei drohenden Netzengpässen im Notfall Erzeugungsleistung in einer Region herunterfahren und an anderer Stelle zusätzliche Erzeugungsleistung bereitstellen.
- Redispatch und abschaltbare Lasten können zudem als zusätzliche Maßnahmen genutzt werden, um die **Spannungshaltung** zu gewährleisten, wenn die Bereitstellung von Blindleistung und Spannungsregelung nicht ausreicht.
- Darüber hinaus muss der Netzbetreiber den Versorgungswiederaufbau nach Störungen gewährleisten.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien werden sich in den kommenden Jahren die Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze verändern:

- Die Auslastung der Übertragungsnetze wird durch die lastferne Einspeisung der erneuerbaren Energien ansteigen.
- Der steigende Anteil der fluktuierenden Erzeugung und

Kapitel 6

damit einhergehende Unsicherheit in Bezug auf die Einspeisung wird höhere Anforderungen an die Frequenzhaltung und den Ausgleich von Angebot und Nachfrage stellen.

- Durch die steigenden Anteile der erneuerbaren Energien erfolgt die Einspeisung des Stroms zunehmend auf Verteilnetzebene statt wie bisher durch die konventionellen Kraftwerke auf Höchstspannungsebene.
- Die Verteilnetze müssen für diese Versorgungsaufgabe aus- und umgebaut werden. Die Verteilnetzstudie der Deutschen Energieagentur (dena 2012) geht davon aus, dass bis 2030 ein Investitionsbedarf in der Verteilnetzebene von 27,5 Mrd. € zur Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsteht. Davon entfallen 2,6 Mrd. € auf Baden-Württemberg. Die Kosten entstehen u. a. für die Sicherstellung der Spannungshaltung und für den Leitungsausbau, der insbesondere durch die vermehrte Umkehr der Netzflüsse aus dem Verteilnetz und die Einspeisung in das übergeordnete Übertragungsnetz in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung erfolgen muss.

und muss innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden und kann durch den Netzbetreiber bis zu eine Stunde genutzt werden. Alle Regelleistungsprodukte können dabei sowohl für eine benötigte Leistungserhöhung (positive Regelleistung) als auch zur Leistungsreduktion (negative Regelleistung) gehandelt werden.

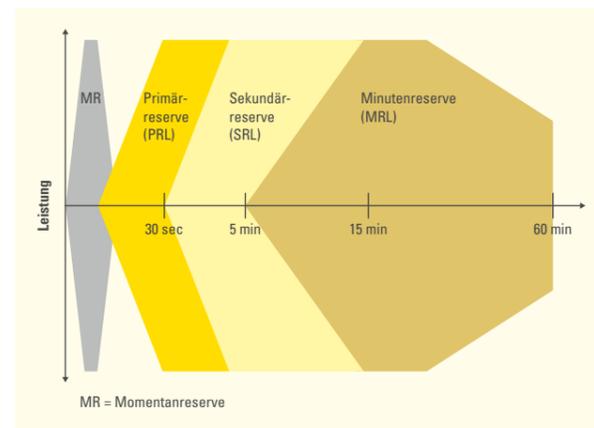


Abbildung 39: Regelleistungsprodukte und Anforderungen an die Aktivierung¹⁹.

„Die erforderliche Menge dieser Regelreserven richtet sich nach der Prognoseunsicherheit, dem grundsätzlichen Rauschen der Netzlast und der technischen Unsicherheit wie Kraftwerksausfällen in den jeweiligen Regelzonen“ (dena 2014). In den letzten Jahren sind sie trotz des Zubaus der erneuerbaren Energien vergleichsweise konstant geblieben.

6.3.2 Technische Voraussetzungen der Elektrolyseure

Tabelle 18 stellt die Leistungsgradienten und die technische Mindestleistung von Kraftwerken und der PEM- bzw. Alkali-Elektrolyse dar. Der Leistungsgradient definiert, wie schnell die Anlage ihre Leistung erhöhen und verringern kann und stellt die technischen Anforderungen für die Bereitstellung von Regelenergieprodukten dar. Für die Primärregelenergie besteht die Anforderung, innerhalb von 30 Sekunden Leistung bereitzustellen. Konventionelle Kraftwerke können rund 4 % (Kohle) oder 6 % (Gas) ihrer Nennleistung innerhalb einer halben Minute zur Verfügung stellen.

Anlage	Leistungsgradient P_M/min	Technische Mindestleistung in %
PEM-Elektrolyse		
Anfahren	100 %	0 %
Abfahren	100 %	
Alkali-Elektrolyse		
Anfahren	70–100 %	0 %
Abfahren	100 %	
Braunkohle	2–8 %	40–60 %
Steinkohle	3–8 %	30–40 %
Gas	8–12 %	20–40 %
GuD	5–12 %	20–40 %
Pumpspeicher	100 %	0–25 %

Tabelle 18: Leistungsgradienten und technische Mindestleistung in Abhängigkeit von der installierten Nennleistung P_N . (Quelle: dena-Studie Systemdienstleistungen, M. Specht – dena-Jahreskonferenz Power-to-Gas 2014, eigene Daten.)

Die Elektrolysesysteme hingegen können ihren Stromverbrauch deutlich schneller anpassen und dementsprechend einen größeren Anteil ihrer Leistung für Regelenergie zur Verfügung stellen. Eine PEM-Elektrolyse fährt bereits heute innerhalb von 30 Sekunden auf 100 % Leistung (aus Hot-Stand-by) und kann somit aus technischer Sicht ihre gesamte Leistung für Primärregelenergie bereitstellen. Alkalische Elektrolyseure brauchen aus dem Hot-Stand-by länger, liegen im Bereich von 100 % in 100 Sekunden und können damit 30 % ihrer Leistung für Primärregelenergie bereitstellen. Für Sekundär- und Minutenreserve mit Vorlaufzeiten von fünf bzw. 15 Minuten kann die gesamte Leistung genutzt werden.

Im Vergleich zur Alkali-Elektrolyse ist die PEM-Elektrolyse besonders geeignet für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Während bei der Alkali-Elektrolyse der Betrieb aus dem Kaltstart eine vergleichsweise lange Vorlaufzeit benötigt, um auf Betriebstemperatur zu kommen, kann die PEM-Elektrolyse innerhalb von zwei Minuten aus dem Kaltstart einsatzfähig gemacht und ebenfalls schnell vom Netz genommen werden. Für die Bereitstellung von Regelenergie bedeutet dies, dass die Anlage ohne zusätzliche technische Ausrüstung auskommt. Damit die Alkali-Elektrolyse für Regelenergie genutzt werden kann, muss sie auf Betriebstemperatur gehalten werden. Dies kann z. B. geschehen, indem zusätzliche Investitionen in Heizelemente getätigt werden oder

die Anlage konstant mit einer gewissen Mindestlast läuft, was jedoch zu Lasten der Wirtschaftlichkeit bzw. der Effizienz geht. In letzterem Fall ist der nutzbare Anteil der installierten Leistung für Regelenergie jedoch eingeschränkt.

In Bezug auf die technischen Anforderungen sind die PEM-Elektrolyseure mit Wasserstoffspeicher somit für die Bereitstellung von Regelenergie und Systemdienstleistungen prinzipiell sehr gut geeignet.

6.4 FAZIT UND HANDLUNGSBEDARF

Erste Erfahrungen mit Elektrolyseuren in der Industrie haben gezeigt, dass diese für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen herausragende Eigenschaften besitzen. Die minimalen Kosten für Lastverschiebung, eine vergleichsweise einfache (zentrale) Steuerbarkeit sowie der nachgelagerte Speicher (und damit einhergehend eine Entkopplung von nachgelagerten Prozessen) ermöglichen es, die Technologie langfristig auf drei Ebenen im Energiesystem einzusetzen. Im Bereich der Versorgungssicherheit könnten Elektrolyseure als abschaltbare Lasten genutzt werden. Im Bereich der Übertragungsnetze liegt der potenzielle Beitrag sowohl in den Regelenergiemärkten als auch bei der Entlastung der Netze durch Redispatch. Im Verteilnetz kann die Elektrolyse zur Systemstabilität beitragen.

Es bestehen technologiebedingte Vorteile gegenüber anderen Technologien am Markt, insbesondere den konventionellen Kraftwerken, da Brennstoffkosten für die stündliche Vorhaltung von negativer sowie für den Einsatz von positiver Regelenergie vergleichsweise geringen variablen (Opportunitäts-)Kosten gegenüberstehen. Auch können Vorteile gegenüber Lastmanagement in der Industrie und Speichertechnologien am Markt bestehen.

Das Kapitel 6 zeigt, dass dadurch für die Elektrolyse zusätzliche Erlösmöglichkeiten geschaffen werden könnten. Diese können die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffinfrastruktur verbessern und ihren Ausbau unterstützen. Es bestehen heute zugleich noch große Marktbarrieren, um diese Potenziale zu erschließen und den volkswirtschaftlichen Beitrag zum Energiesystem zu heben. In Bezug auf den politischen Rahmen ergeben sich folgende Handlungserfordernisse:

¹⁹ In Anlehnung an die Darstellung von (Next 2015).

Kapitel 6

1. Abbauen von Marktbarrieren für die Nutzung der Wasserstoffinfrastruktur in den Regel- und Reservemärkten

Wie in diesem Kapitel dargestellt sind die existierenden Systeme und Mechanismen für Redispatch, Regelenergie (insbesondere für Primär- und Sekundärreserve) sowie Lastabwurf für die Elektrolyseure nicht zugänglich. Noch ist die Ausgestaltung des Strommarkts insbesondere in Bezug auf Systemdienstleistungen auf konventionelle Anlagen ausgerichtet. Speziell die Netzbetreiber müssen mittelfristig die Präqualifikationsanforderungen für die Systemdienstleistungen anpassen, damit die Potenziale der H₂-Infrastruktur erschlossen werden können.

Im Detail sollte die Ausschreibung und Umsetzung des Regelenergiemarktes folgendermaßen verändert werden:

- **Vereinfachung eines Poolings von mehreren Anlagen**
Zwar ist ein Pooling in der Sekundärreserve und Minutenreserve bereits möglich, jedoch wird es durch die strikten Anforderungen an Gebotsgrößen, Regelbarkeit und Ausschreibungsdauer erschwert. Für Redispatch und abschaltbare Lasten ist das Pooling der Anlagen aufgrund der bestehenden Regularien deutlich erschwert. Insgesamt muss das Pooling von Anlagen vereinfacht werden und die Anforderungen an die Präqualifikation von Anlagen müssen angepasst werden.
- **Verringerung der Mindestgebotsgrößen**
Einen wichtigen Faktor stellt die Reduzierung der Mindestgebotsgröße dar, die es auch kleineren Anlagen ermöglicht, direkt in den Markt zu bieten bzw. es Poolingbetreibern ermöglicht, abhängig von den verfügbaren Technologien spezifische Gebote abzugeben.
- **Reduzierung der Ausschreibeziträume für Primär- und Sekundärreserve und Schaffung spezifischer Angebote für flexible Lasten**
Lange Ausschreibeziträume können primär durch große konventionelle Kraftwerke bedient werden und stellen für Poolingbetreiber und dezentrale Anlagen eine große Herausforderung dar. Um den Marktzugang von flexiblen Lasten wie z. B. Elektrolyseuren zu ermöglichen, sollten die

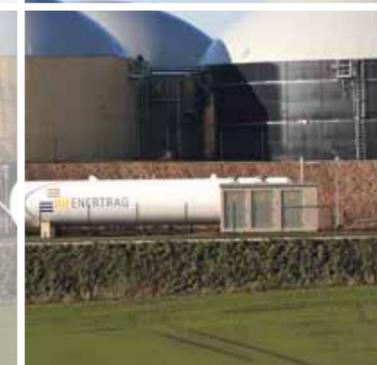
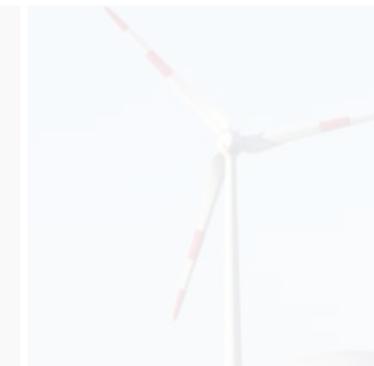
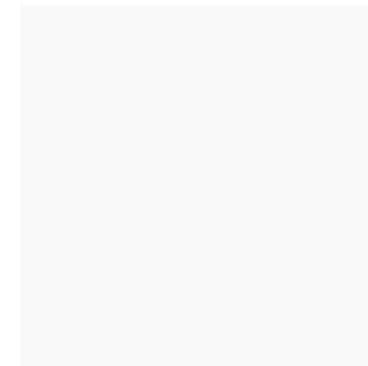
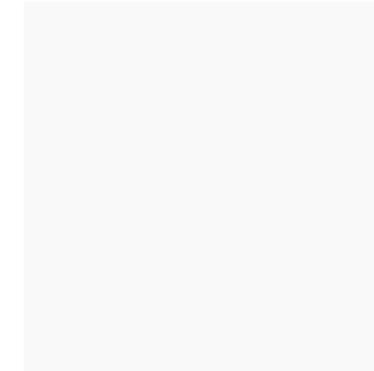
Ausschreibungszeiträume deutlich verkürzt werden. Auf diese Weise kann der Elektrolyseur abhängig von seinem Einsatz Gebote für Regel- und Reserveprodukte anbieten und die Effizienz des Gesamtsystems kann erhöht werden. Zudem könnten neue Regel- und Reserveprodukte eingeführt werden, die für die spezifischen Anforderungen von Elektrolyseuren, flexiblen Lasten und anderen flexiblen dezentralen Technologien maßgeschneidert sind.

2. Schaffen frühzeitiger Anreize für eine für den Regelenergiemarkt ausgelegte Dimensionierung der Elektrolyseure und Speicher

Die Dimensionierung und externe Steuerbarkeit der Elektrolyseanlagen spielt für das zukünftige Energiesystem eine wichtige Rolle. Zwar zeigt die Analyse, dass bereits kleine H₂-Speicher einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, jedoch müssen sowohl die Elektrolyse als auch der Speicher für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ausreichend dimensioniert sein. Sollten die Anlagen zu klein ausgelegt werden, können Lock-in-Effekte entstehen und die Anlagen ihre Potenziale für Verteilnetze, Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren nicht entfalten. Durch den Abbau von Markthemmnissen können Anreize gesetzt werden, die Elektrolyse-H₂-Speicher-Anlagen größer zu dimensionieren, um Potenziale an den Märkten zu heben.

3. Abbauen der Hemmnisse für die Rückverstromung

Die Nutzung der Rückverstromung ist für den Energiemarkt aufgrund der hohen Energieverluste und Investitionen nicht wirtschaftlich. Jedoch gewinnt diese Technologieoption nach 2030 an Bedeutung. Ähnlich wie bei anderen Speichertechnologien bestehen hier noch Hemmnisse insbesondere durch hohe zusätzliche Belastungen ausgehend von anfallenden Netznutzungsentgelten und Steuern.



Kapitel 7

WIRTSCHAFTLICHKEIT DER EINFÜHRUNG VON WASSERSTOFF ALS ENERGIETRÄGER IN BADEN-WÜRTTEMBERG

In diesem Kapitel wird im Wesentlichen eine ökonomische Bewertung der H₂-Produktion und -Verteilung in den verschiedenen Anwendungssektoren (Verkehr, Industrie, Erdgasnetz sowie Stromsektor) aus der betriebswirtschaftlichen Sicht einzelner Akteure sowie aus volkswirtschaftlicher Sicht von Baden-Württemberg durchgeführt. Dafür werden im Kapitel 7.1 die Geschäftsmodelle für Wasserstoff in den einzelnen Anwendungssektoren sowie im Kapitel 7.2 die potenziellen Kosteneinsparungen aus synergetischer Nutzung der H₂-Anlagen näher betrachtet. Darauf aufbauend wird im Kapitel 7.3 die optimale Distributionsinfrastruktur für Wasserstoff im Verkehrssektor analysiert, während die abschließenden Kapitel 7.4 und 7.5 auf Emissionsminderung sowie die volkswirtschaftlichen Aspekte der Wasserstoffproduktion und -verteilung in Baden-Württemberg eingehen.

7.1 GESCHÄFTSMODELLE FÜR WASSERSTOFF IN DEN ANWENDUNGSSEKTOREN AUS SICHT DER EINZELNEN MARKTAKTEURE

Die Geschäftsmodelle werden grundsätzlich für ein prototypisches Elektrolyse-H₂-Speicher-System für die Anwendungsgebiete Verkehr, Industrie, Einspeisung in das Erdgasnetz sowie im Stromsektor im Jahr 2030 analysiert. Die in diesem Rahmen betrachteten H₂-Nutzungspfade umfassen folgende Varianten.

- **Pfad A (Verkehr):** Onsite-Produktion von Wasserstoff direkt an der Tankstelle mit einer engen Beschränkung der Elektrolyse- und Speichergroße sowie einem H₂-Bedarfsprofil einer prototypischen Tankstelle.
- **Pfad B (Verkehr):** regionale Produktion von Wasserstoff an für PtG geeigneten Standorten mit der Option der Wasserstoffverteilung mit Lkw sowie mit beliebig dimensionierbaren Regionalspeichern (z. B. Röhrenspeichern).
- **Pfad C (Industrie):** Wasserstoffproduktion an großen Industriestandorten.
- **Pfad D (Erdgasnetz):** H₂-Herstellung an geeigneten Standorten für die Einspeisung in das Erdgasnetz mit einer vergleichbaren Konfiguration wie im Pfad C.
- **Pfad E (Stromsektor):** Bereitstellung von Strom in einem

prototypischen Netzknoten. Dabei wird im Pfad E.1 keine Anforderung an die Zeitgleichheit zwischen der Stromnachfrage und der EE-Verfügbarkeit gestellt, während im Pfad E.2 die Strombereitstellung bzw. H₂-Produktion an ein enges EE-Profil gekoppelt ist. Das bedeutet, dass im Pfad E.2 die Wasserstoffproduktion an geeigneten EE-Standorten zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien stattfindet.

7.1.1 Methodik

Die Bewertung der Geschäftsmodelle basiert auf einer stündlichen Simulation eines ausgewählten Elektrolyse-Speicher-Systems für ein prototypisches Jahr. Das System besteht aus einer Elektrolyseanlage, einem der H₂-Produktion nachgeschalteten Kompressor, einer Speichereinheit für Wasserstoff sowie einer Rückverstromungsanlage für die Nutzung des Systems im Stromsektor (siehe Abbildung 40). Alle weiteren Komponenten wie z. B. eine Einspeisestation für das Erdgasnetz oder die H₂-Distributionsinfrastruktur inklusive der Tankstelle im Verkehrssektor werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.²⁰ Im Rahmen einer Optimierung wird dabei ausgehend von den vorgegebenen H₂-Nachfrageprofilen in den einzelnen Sektoren für jede Stunde des prototypischen Jahres die kostengünstigste Betriebsweise des Gesamtsystems ermittelt. Dazu gehören entsprechende kurzfristige Entscheidungen im Hinblick auf den Strombezug (basierend auf exogen vorgegebenen Strommarktpreisen), H₂-Produktion mittels Elektrolyse, Nutzung des H₂-Speichers (d. h. Ein- und Ausspeicherung sowie der daraus resultierende Speicherfüllstand) bzw. die direkte Nutzung von Wasserstoff in den einzelnen Sektoren sowie die Fahrweise der Rückverstromungsanlage. Neben den stündlichen Produktionsentscheidungen wird darüber hinaus die optimale Kapazität der einzelnen Systemkomponenten bestimmt (d. h. installierte Leistung der Elektrolyse, des Kompressors und der Rückverstromungsanlage sowie die Größe des H₂-Speichers).

Das zugrunde gelegte mathematische Modell²¹ folgt einem deterministischen Ansatz der linearen Programmierung, mit dessen Hilfe der Barwert aus Investitionsausgaben und laufenden Betriebskosten (z. B. variable Stromkosten oder fixe Wartungskosten) innerhalb des prototypischen Jahres (NPV – Net Present Va-

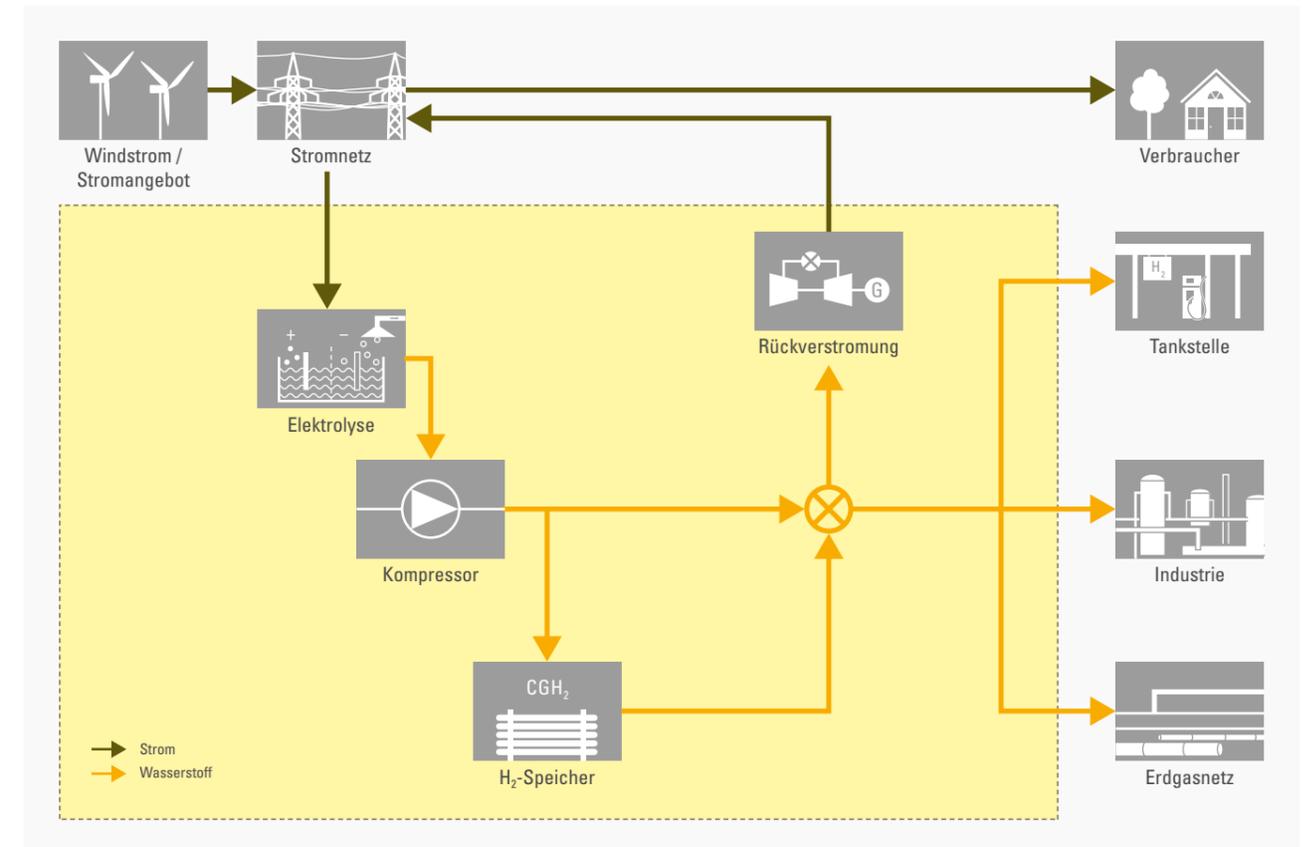


Abbildung 40: Technische Abgrenzung des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems.

lue) aus der Sicht eines einzelnen Investors minimiert wird. Dabei wird unterstellt, dass die Investitionsausgaben am Anfang eines feststehenden Planungshorizontes (z. B. zehn Jahre) erfolgen und das prototypische Jahr innerhalb dieses Zeitraums unverändert wiederholt wird. Die Restwerte der einzelnen Anlagenkomponenten am Ende des detaillierten Planungshorizontes fließen ebenfalls in das Optimierungskalkül innerhalb der Zielfunktion ein. Die Nebenbedingungen werden vor allem durch technische Restriktionen des Systems wie z. B. die Kapazitätsobergrenzen, H₂-Nachfrageprofile oder EE-Verfügbarkeit repräsentiert. Eine weitere grundlegende Annahme des Modells ist, dass die stünd-

lichen Strompreise und H₂-Nachfrageprofile für das gesamte prototypische Jahr im Voraus bekannt sind.

Wie in Abbildung 41 dargestellt, steht somit die Simulation des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems im Mittelpunkt der Untersuchung in diesem Kapitel. Die wesentlichen Inputparameter sind die techno-ökonomischen Daten (wie z. B. Wirkungsgrade, Lebensdauer, spezifische Investitionsausgaben, fixe Wartungskosten) der einzelnen Anlagenkomponenten, ggf. ergänzt um Lernkurveneffekte (d. h. Skaleneffekte und/oder technisches Lernen).

²⁰ Die Ergebnisse aus der Optimierung der H₂-Distributionsinfrastruktur im Verkehrssektor für Baden-Württemberg werden im Kapitel 7.3 beschrieben.

²¹ Das zugrunde gelegte Simulationsmodell ist ein Modul von H₂INVEST, einem Optimierungsinstrument der LBST, das bereits in verschiedenen Studien für Industrie und öffentliche Auftraggeber eingesetzt wurde, zuletzt in der „Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoffkraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck“ für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (PlanDelyKaD 2015). Für eine detaillierte Modellformulierung des zugrunde liegenden mathematischen Problems wird der interessierte Leser an (PlanDelyKaD 2015) sowie (Bünger et al. 2015) verwiesen.

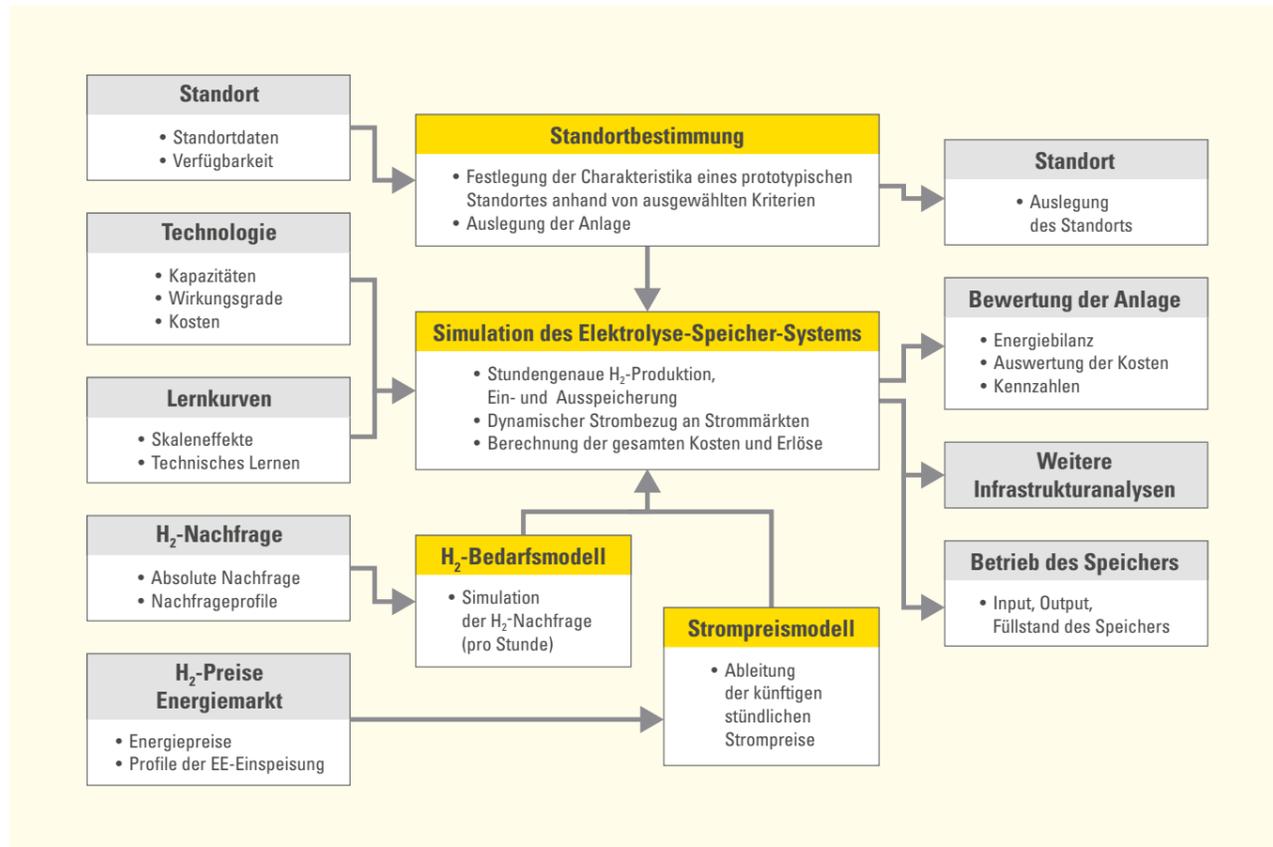


Abbildung 41: Übersicht über die Vorgehensweise im Rahmen der ökonomischen Bewertung der Geschäftsmodelle für ein prototypisches Elektrolyse-H₂-Speicher-System.

Daneben werden im Rahmen einer Standortbestimmung die wesentlichen Charakteristika eines prototypischen Standortes anhand von ausgewählten Kriterien und basierend auf möglichst konkreten Standortdaten (wie z. B. lokale Wasserstoffnachfrage, EE-Verfügbarkeit im ausgewählten Netzknoten) festgelegt. Für die Simulation im Rahmen eines H₂-Bedarfsmodells werden stündliche Nachfragewerte sowie im Rahmen eines Strompreismodells (siehe dazu auch Kapitel 4) stündliche Strompreise für die Modellierung benötigt. Als Resultat der Simulation wird dabei die optimale Auslegung und Betriebsweise des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems ermittelt, die darauf aufbauend die Bewertung der gesamten

Anlage (Energiebilanz, CO₂-Bilanz sowie betriebswirtschaftliche Auswertung der Kosten anhand von entsprechenden Kennzahlen) ermöglicht. Die Ergebnisse können außerdem als Inputparameter für weiterführende Infrastrukturanalysen herangezogen werden.²²

7.1.2 Wesentliche Inputparameter

Die wesentlichen techno-ökonomischen Annahmen zu einzelnen Anlagenkomponenten für das Jahr 2030 sind in Tabelle 19 zusammengefasst. Dabei basieren die Inputparameter für die PEM-Elektrolyse mit vergleichsweise hohen Investitionsausgaben

von über 900.000 €/MW_{el}, fixen Wartungskosten von 7 % des ursprünglichen Investitionsbedarfs sowie einem Wirkungsgrad von 58 % auf den konservativen Ergebnissen aus (PlanDelyKaD 2015). Dafür ist jedoch die Lebensdauer mit 30 Jahren relativ lang, da wie in (PlanDelyKaD 2015) angenommen ein Stackwechsel bereits Bestandteil der fixen jährlichen Wartungskosten ist. Die variablen Betriebskosten der Elektrolyse begründen sich durch den Wasserverbrauch i.H.v. 9 kg_{H2O}/kg_{H2} mit einem Wasserpreis i.H.v. 0,0015 €/kg_{H2O}. Darüber hinaus wird unterstellt, dass die Elektrolyse in einem warmen Stand-by-Zustand gehalten werden kann, für den ein mittlerer kontinuierlicher Strombedarf von 2 % der installierten Leistung in Anspruch genommen wird.

Die Annahmen zum Kompressor wurden aus (Krieg 2012) und für den Speicher aus (Jauslin Stebler 2013) adaptiert. Dabei wird unterstellt, dass es sich bei dem H₂-Speicher um einen Röhrenspeicher mit spezifischen Investitionsausgaben von ca. 18.000 €/MWh handelt,²³ der frei skalierbar ist und damit sowohl onsite an der Tankstelle (Pfad A) als auch regional (Pfad B bis E) eingesetzt werden kann. Auf der einen Seite wird der Wirkungsgrad des Speichers mit 100 % angesetzt, da für Wasserstoff die Selbstentladung des Speichers keine Rolle spielt. Auf der anderen Seite aber beträgt die nutzbare Kapazität des Speichers (Nettokapazität) ca. 65 % der Gesamtkapazität (Bruttokapazität). Die Annahmen zur Gasturbine als Rückverstromungsanlage wurden aus (DLR/IWES/IfNE

2012) übernommen. Der detaillierte Planungshorizont beträgt zehn Jahre und der Zinssatz 6 %.

Für die prototypischen Standorte der einzelnen Pfade wurden folgende Charakteristika festgelegt.

- **Pfad A (Verkehr):** Nachfrage an einer großen Tankstelle (z. B. größte Tankstelle in Reutlingen) mit ca. 9,3 GWh_{H2}/a (ca. 310 t_{H2}/a) sowie max. 9 MW Elektrolyseleistung bzw. max. Zweitagespeicher (50 MWh) bezogen auf die H₂-Nachfrage.
- **Pfad B (Verkehr):** regionale Nachfrage (z. B. Stadt Stuttgart) mit ca. 57 GWh_{H2}/a (ca. 1.900 t_{H2}/a).
- **Pfad C (Industrie):** Substitutionspotenzial in ausgewählter Raffinerie mit einer Nachfrage wie bei Pfad B (57 GWh_{H2}/a bzw. ca. 1.900 t_{H2}/a).
- **Pfad D (Erdgasnetz):** Die H₂-Nachfrage wie bei Pfad A (9,3 GWh_{H2}/a bzw. ca. 310 t_{H2}/a) wird als fixe Substitution von Erdgas in einem lokalen Verteilnetz betrachtet. Dies entspricht einem Erdgasabsatz i.H.v. 1.500 GWh_{CH4}/a bei einer H₂-Zumischrate von 2 Vol.-% oder 0,6 % energetisch (z. B. Reutlingen oder Konstanz).

Komponente	Investition	Variable Betriebskosten	Fixe Wartungskosten	Wirkungsgrad *	Lebenserwartung
	€/MW	€/MWh	% Invest/a	%	a
PEM-Elektrolyse	931.825	0,41	7	58	30
Kompressor	70.000	0	4	0,31 kWh _{el} /kg _{H2}	15
H ₂ -Speicher	17.680 €/MWh	0	2	100	30
Gasturbine	400.000	0	2	46	25

Tabelle 19: Techno-ökonomische Inputparameter einzelner Anlagenkomponenten. * bezogen auf den (unteren) Heizwert

²² Siehe dazu Kapitel 7.3 für den Verkehrssektor in Baden-Württemberg.

²³ In Ermangelung von Salzkavernen muss in Süddeutschland Wasserstoff in großen Mengen entweder direkt an der Tankstelle oder dezentral an regionalen Wasserstoffproduktionsstandorten gespeichert werden. Neben oberirdischen zylinderrförmigen oder Kugelbehältern (stehend oder liegend) wurden insbesondere auch unterirdisch verlegte Röhrenspeicher wegen des geringeren Platzbedarfs als potenziell kostengünstigste Variante vorgeschlagen.

Kapitel 7

- **Pfad E (Stromsektor):** Strombedarf in der Region Freiburg mit 9 GWh_{el}/a. Dies entspricht einer Stromnachfrage von ca. 2.600 Haushalten bei 3.500 kWh/a pro Haushalt. Die EE-Verfügbarkeit aus der Region Freiburg beträgt 18 GWh_{el}/a (oder 200 % des Strombedarfs, um den Wirkungsgrad der Elektrolyse zu berücksichtigen).

Die absoluten stündlichen Profile sind in Abbildung 42 dargestellt. Dabei wird im Pfad A (Verkehr onsite) basierend auf der konventionellen Kraftstoffnachfrage von einem skalierten H₂-Bedarf einer typischen Tankstelle ausgegangen. Im Pfad B (Verkehr regional) wird der tägliche Tankstellenbedarf gleichmäßig auf alle Stunden des jeweiligen Tages zur Bedienung einer potenziellen Trailerabfüllanlage aus der nachgelagerten Distributionsinfrastruktur verteilt. Für die Industrie (Pfad C) wird vereinfacht eine konstante Nachfrage im Jahr unterstellt. Bei einer Einspeisung in das Erdgasnetz (Pfad D) wird die typische Erdgasnachfrage im lokalen Verteilnetz als Basis verwendet, während im Stromsektor (Pfad E) der Strombedarf in der Region Freiburg aus Kapitel 4 herangezogen wird.

Die Strompreise basieren auf den Ergebnissen für das Basisszenario ohne Wasserstoffnachfrage für das Jahr 2030 (aus Kapitel 4). Sie entsprechen den Rahmenbedingungen, mit denen ein erstes Elektrolyse-H₂-Speicher-System im Markt konfrontiert wäre, da der Einfluss der H₂-Produktion und -Speicherung auf die Strompreise in diesem Szenario noch nicht berücksichtigt wird. In der Realität zeigt die Elektrolyse eine Rückwirkung auf die Strompreise, die theoretisch in der Modellierung berücksichtigt werden sollten. Der Vergleich der statistischen Parameter zwischen den einzelnen Szenarien hat jedoch ergeben, dass der Unterschied zwischen den Zeitpreisreihen der jeweiligen Szenarien aus Kapitel 4 relativ gering ist und daher für weitere Untersuchungen in diesem Kapitel vernachlässigt werden kann. Die statistische Parametrisierung der Strompreise für das Jahr 2030 ist in Tabelle 20 zusammengefasst.

Parameter	Wert (€/MWh)
Minimum	0,51
Maximum	129,44
Mittelwert	52,08
Volatilität*	21,67

Tabelle 20: Statistische Parameter der Strompreise im Jahr 2030.
* Die Volatilität wird als Standardabweichung der Strompreise in einem prototypischen Jahr berechnet.

7.1.3 Simulation des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems

Das ökonomische Simulationsergebnis für das Elektrolyse-H₂-Speicher-System in den einzelnen Sektoren ist in Abbildung 43, repräsentiert durch spezifische H₂-Bereitstellungskosten, zusammengefasst. Dabei werden die gesamten laufenden Betriebskosten innerhalb des prototypischen Jahres sowie die Kapitalkosten auf Annuitätenbasis (bereinigt um die Restwerte der einzelnen Anlagenkomponenten am Ende des Planungshorizontes) ins Verhältnis zur jeweiligen H₂-Nachfrage gesetzt, sodass auf diese Weise ein einheitlicher Vergleich zwischen den einzelnen Anwendungssektoren möglich wird.

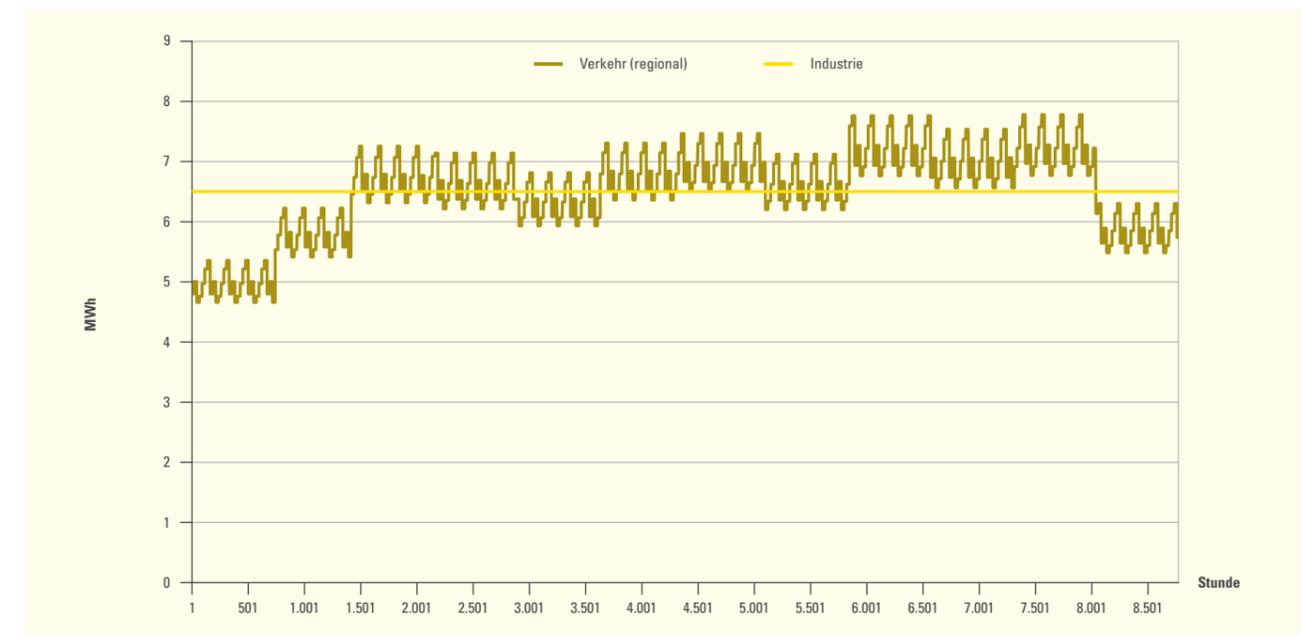
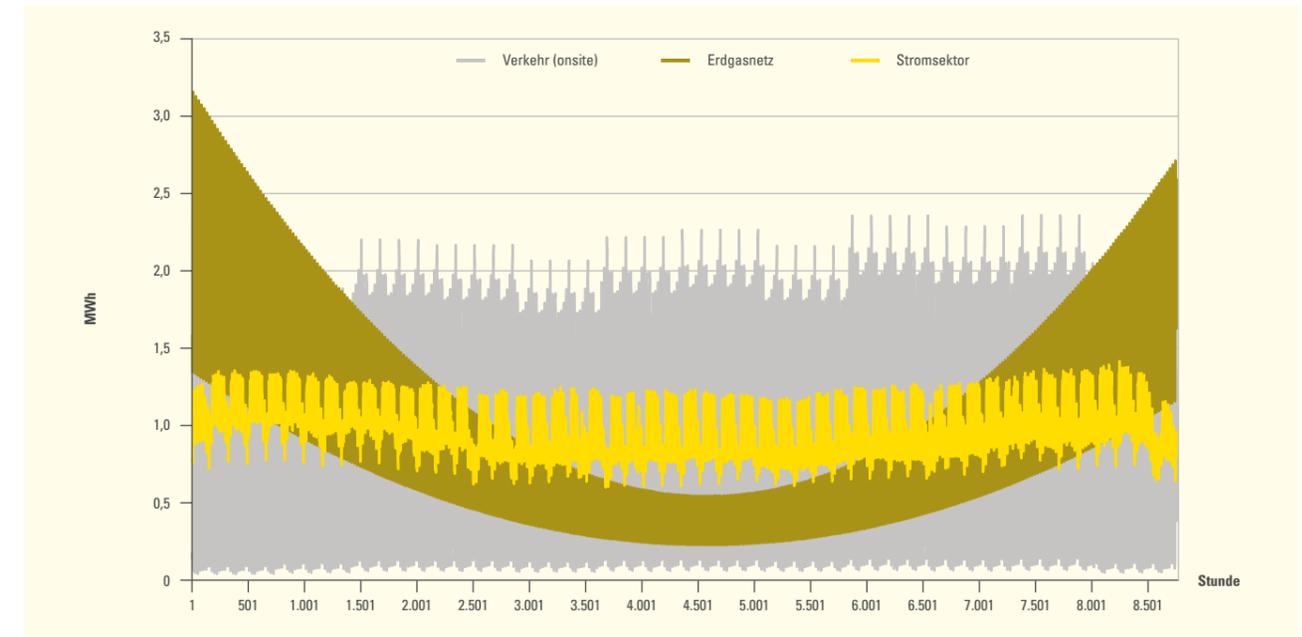


Abbildung 42: Stündliche H₂-Nachfrageprofile für unterschiedliche Märkte.

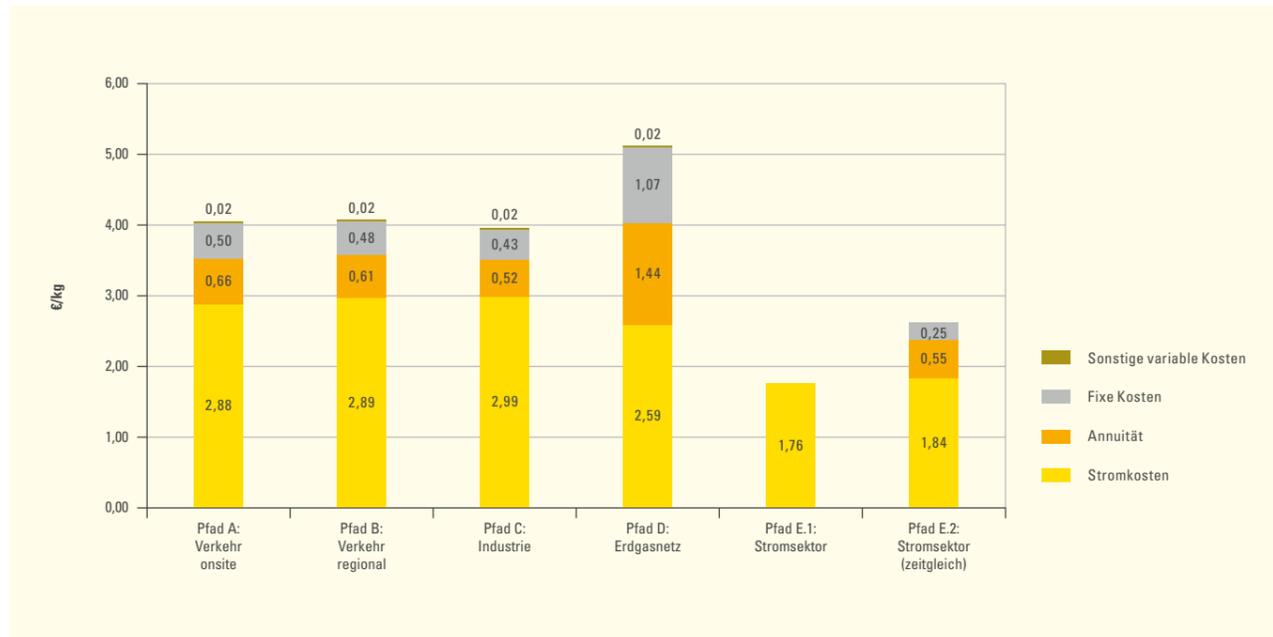


Abbildung 43: Simulationsergebnisse: spezifische H₂-Bereitstellungskosten in den einzelnen Sektoren.

Aus Abbildung 43 ist erkennbar, dass unter den zugrunde liegenden Annahmen die spezifischen H₂-Kosten je nach Anwendung zwischen ca. 2 und 5 €/kg_{H₂} liegen. Die höchsten H₂-Gestehungskosten ergeben sich für die Einspeisung in das Erdgasnetz (Pfad D), da bei dieser Anwendung durch große saisonale Unterschiede in der H₂-Nachfrage (hohe Nachfrage nach Erdgas bzw. Wasserstoff im Winter sowie geringe Nachfrage im Sommer) auch eine große installierte Elektrolyseleistung benötigt wird, was zu einer relativ schlechten Anlagennutzung führt. Dabei machen die Stromkosten einen Anteil von ca. 50 % der Gesamtkosten aus, gefolgt von den Kapitalkosten (bzw. Annuität) mit ca. 30 % sowie fixen Wartungskosten mit ca. 20 %. Im Verkehrs- und Industrie-sektor (Pfad A, B und C) ergeben sich mit ca. 4 €/kg_{H₂} ähnliche spezifische H₂-Kosten bei ähnlicher Kostenverteilung. In diesem Fall haben die Stromkosten mit über 70 % mit Abstand den größten Anteil an den Gesamtkosten, während die Kapitalkosten sowie die fixen Kosten mit ca. 15 % bzw. 10 % relativ gering sind.

Die geringsten spezifischen H₂-Kosten sind im Stromsektor zu beobachten: weniger als 2 €/kg_{H₂} bzw. ca. 53 €/MWh für Pfad E.1 sowie ca. 2,50 €/kg_{H₂} bzw. 80 €/MWh für Pfad E.2. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass im Stromsektor ein großer Anteil an elektrischer Energie ohne Zwischenspeicherung und Rückverstromung an die Konsumenten weitergeleitet werden kann. Im Fall von Pfad E.1 ohne zeitliche Kopplung der Stromnachfrage an die EE-Verfügbarkeit (d. h. ohne zeitliche Differenz zwischen Stromangebot und -nachfrage) wird sogar die gesamte Energie direkt weitergeleitet ohne den Bedarf an Rückverstromung, sodass die spezifischen Kosten gleich den Stromeinkaufskosten sind. Hier zeigt sich, dass die zugrunde gelegten Kosten der Elektrolyse sowie die angenommene Volatilität der Strompreise keine ausreichenden Anreize für reine Arbitragegeschäfte am Strommarkt liefern (d. h. Einkauf von Strom in Stunden mit niedrigen Strompreisen und Verkauf in Stunden mit hohen Preisen).

Im Fall von Pfad E.2 mit einer Restriktion bzgl. der Zeitgleichheit von EE-Strom und Nachfrage wird hingegen nur ein eher kleines Elektrolyse-H₂-Speicher-System benötigt, um die Fluktuation der erneuerbaren Stromerzeugung auszugleichen. Die entsprechende Kostendifferenz zwischen den beiden Pfaden und damit die Zusatzkosten der fluktuierenden Stromerzeugung liegen bei über 0,8 €/kg_{H₂} bzw. 26 €/MWh. Die Kostenstruktur im Rahmen der Simulation von Pfad E.2 ist vergleichbar mit der Struktur von Pfad A, B und C. In allen Anwendungssektoren spielen die sonstigen variablen Kosten (insbesondere Kosten für Wasser bei der H₂-Herstellung) mit einem Anteil von weniger als 1 % an den Gesamtkosten nur eine untergeordnete Rolle.

Basierend auf potenziellen H₂-Verkaufspreisen zeigt sich, dass unter den gesetzten Rahmenbedingungen mittelfristig ein wirtschaftlich positives Geschäftsmodell nur im Verkehrssektor entwickelt werden kann. Unter der Annahme eines H₂-Verkaufspreises als Kraftstoff von mehr als 5 €/kg_{H₂}²⁴ liegt dieser deutlich über den entsprechenden Gestehungskosten und ermöglicht damit positive Verkaufsmargen. In anderen Bereichen ist der erwartete Ver-

kaufspreis von ca. 2 €/kg_{H₂}²⁵ entweder in der gleichen Größenordnung (Pfad E.1) oder deutlich geringer (alle anderen Pfade) als die dazugehörigen H₂-Kosten, sodass in diesen Fällen keine positiven Margen erwirtschaftet werden können.

Die oben beschriebene Kostenstruktur spiegelt sich in der optimalen Auslegung der Elektrolyse sowie des H₂-Speichers, wie in Abbildung 44 und Abbildung 45 zusammengefasst, wider. Dabei ist zu beachten, dass grundsätzlich ein deutlicher Zusammenhang zwischen Strom- und Kapitalkosten der Elektrolyse besteht. Je besser die Auslastung der Elektrolyse, desto geringer sind die durchschnittlichen Kapitalkosten auf der einen Seite, aber umso höher fallen die Stromkosten bei vorgegebener H₂-Nachfrage aus, da die Anlage auch zu Stunden mit relativ hohen Strompreisen betrieben werden muss. Im Rahmen der Optimierung der Auslegung und Betriebsweise der Anlage führen hohe spezifische Investitionsausgaben für die Elektrolyse sowie geringe Strompreisvolatilität typischerweise zu einer guten Auslastung des Systems (und zu vergleichsweise geringen installierten Leistungen) und damit zu geringen Kapital-, aber hohen Stromkosten.

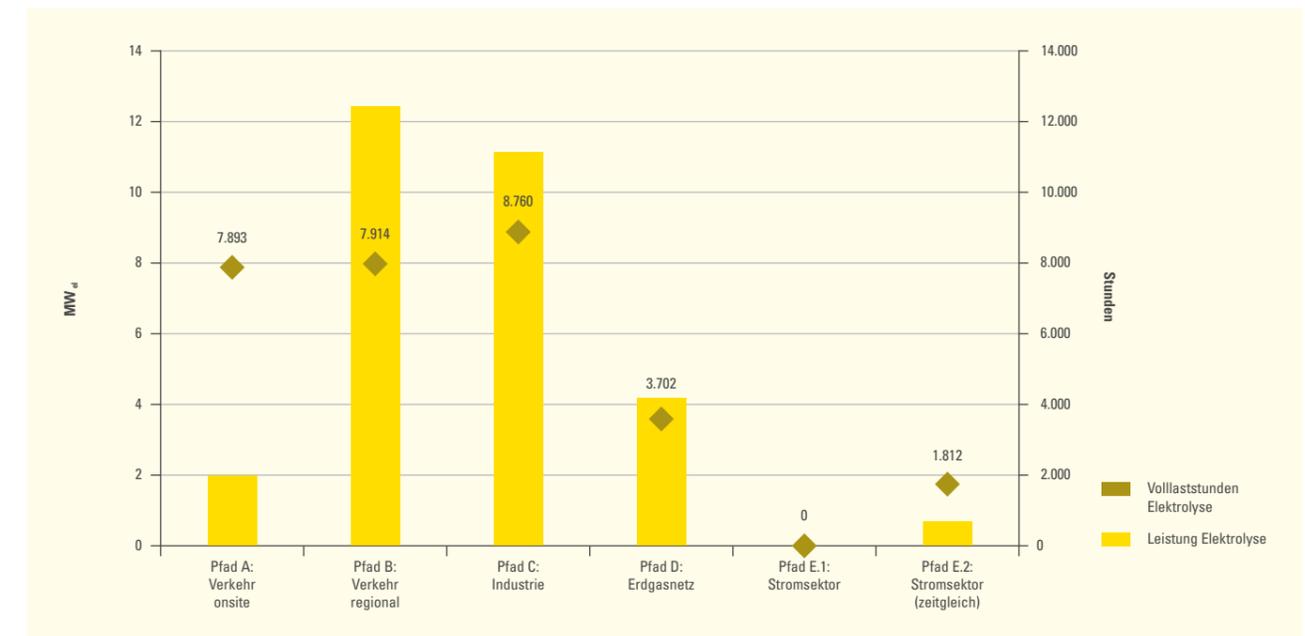


Abbildung 44: Leistung und Auslastung der Elektrolyseanlagen für die einzelnen Sektoren für die optimierten Auslegungsfälle.

²⁴ In Anlehnung an (PlanDelyKaD 2015).

²⁵ Industrie und Erdgasnetz ca. 2 €/kg_{H₂} in Anlehnung an (PlanDelyKaD 2015); Stromsektor 1,76 €/kg_{H₂} oder 53 €/MWh wie berechnet im Rahmen der Simulation von Pfad E.1.

Kapitel 7

Aus diesem Grund weisen die Pfade A und B eine relativ gute Auslastung der Elektrolyse mit fast 8.000 Betriebsstunden auf, wobei der Unterschied in der installierten Leistung und H₂-Speichergröße lediglich auf die abweichenden absoluten H₂-Nachfragemengen (310 t_{H₂}/a im Pfad A und 1.900 t_{H₂}/a im Pfad B) zurückzuführen ist. Die abweichenden relativen Nachfrageprofile auf Stundenbasis führen hingegen zu einer stark abweichenden Auslastung der beiden Speicher, die durch die Anzahl der Speicherzyklen²⁶ repräsentiert wird.

Im Industriesektor wird aufgrund der konstanten H₂-Nachfrage der Wasserstoff nicht zwischengespeichert, sondern kontinuierlich hergestellt, sodass kein Speicher erforderlich ist und die Elektrolyse durchgehend betrieben wird (d. h. mit einer Auslastung von 8.760 Betriebsstunden).²⁷ Bei der Einspeisung in das Erdgasnetz (Pfad D) wird trotz der gleichen H₂-Nachfrage wie im Pfad A eine deutlich höhere Elektrolyseleistung benötigt, um die stark variierende Nachfrage zu bedienen. Dies führt gleichzeitig zu der deutlich schlechteren Auslastung der Elektrolyse und damit auch zu höheren Kapitalkosten.

Interessanterweise sind H₂-Speicherdimensionierung und -Auslastung für Pfad B (Verkehr regional) und Pfad D (Erdgasnetz) trotz der stark unterschiedlichen Einsatznachfrageprofile ähnlich aber nicht identisch. Diese geringfügige Differenz zwischen diesen beiden Pfaden ist jedoch mit einer deutlich abweichenden Elektrolyseleistung und -auslastung verbunden.

Ein weiteres Extrem stellt der Stromsektor im Pfad E.1 dar. Da in Abwesenheit von zeitlichen Restriktionen des Strombezugs die nachgefragte Strommenge ohne Zwischenspeicherung direkt an die Konsumenten weitergeleitet werden kann, werden in diesem Fall keine Elektrolyse sowie kein H₂-Speicher benötigt. Im Fall von Pfad E.2 muss aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von EE-Strom nur ein Teil der Stromnachfrage zwischengespeichert werden, sodass nur eine geringe Elektrolyseleistung, dafür aber ein großer Speicher benötigt wird. Gleichzeitig werden die Elektrolyse und der Speicher in nur wenigen Stunden im Jahr eingesetzt, sodass die Auslastung des Systems entsprechend gering ist. Die unterschiedliche Nutzung des H₂-Speichers ist exemplarisch für Pfad B und E.2 in Abbildung 46 dargestellt. Während im Ver-

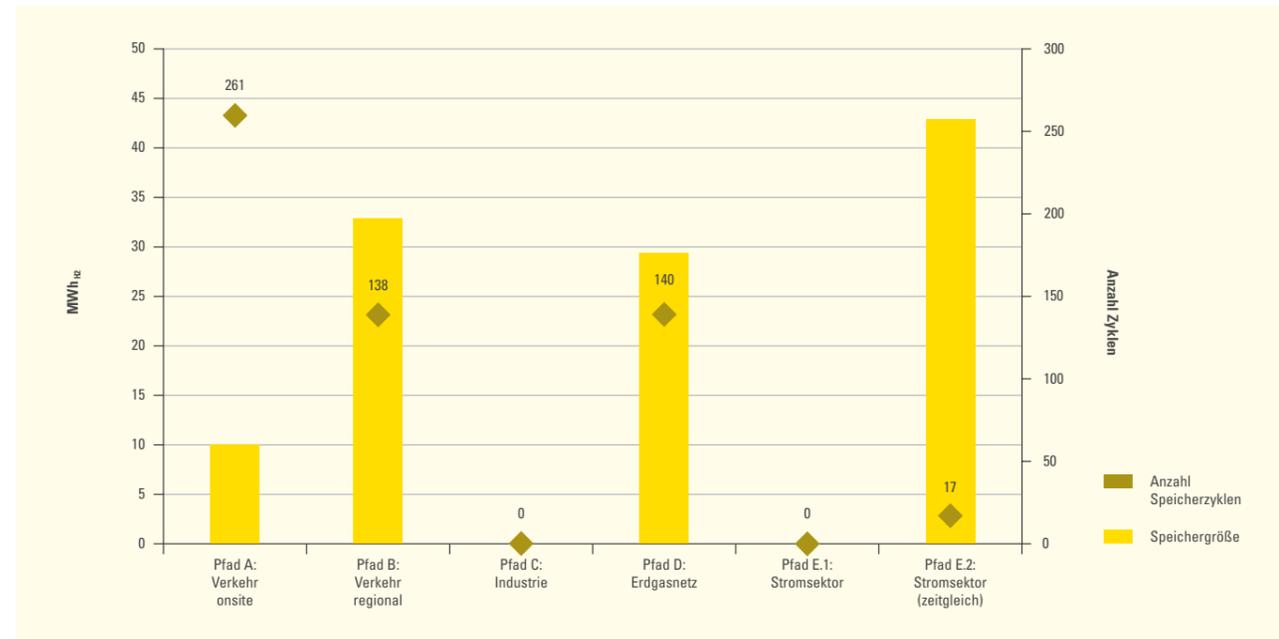


Abbildung 45: Größe und jährliche Zyklenzahl der H₂-Speicher in einzelnen Sektoren.

²⁶ Ein Speicherzyklus wird grundsätzlich als vollständige Befüllung und Entleerung des Speichers definiert. Bei der Berechnung der Zyklenzahl wird jedoch von sog. Zyklenäquivalenten ausgegangen, d. h. zur Berechnung der Zyklenzahl wird die aggregierte Veränderung des Speicherfüllstandes zwischen zwei aufeinander folgenden Stunden ins Verhältnis zur Speicherkapazität gesetzt.

²⁷ Zur Vereinfachung werden in diesem Modell keine Ausfallzeiten z. B. durch Inspektionen oder unerwartete Reparaturen simuliert. In Realität ist eine Auslastung von weniger als 8.760 Stunden im Jahr zu erwarten, was ggf. einen größeren H₂-Speicherbedarf für solche Ausfallzeiten erfordern würde.

kehrssektor (Pfad B) der Speicher mit 140 Zyklen sehr häufig, d. h. als Dreitagesspeicher beansprucht wird, erfolgt wegen der Verfügbarkeit von EE-Strom bei der Rückverstromung (Pfad E.2) die Speichernutzung mit nur 17 Zyklen eher saisonal (als 21-Tage-Speicher).

Abbildung 47 zeigt die Energiebilanz für die einzelnen Anwendungsbereiche. Wie bereits erwähnt wird ein Teil der H₂-Nachfrage in allen Sektoren ohne Zwischenspeicherung durch direkte Produktion bedient. Der mit 100 % größte Anteil der direkten Versorgung mit Wasserstoff an der gesamten Energienachfrage wird im Industriesektor im Pfad C (aufgrund der konstanten stündlichen Nachfrage) sowie im Stromsektor im Pfad E.1 (aufgrund der uneingeschränkten Verfügbarkeit von Strom) erreicht. Pfad B (Verkehr regional) sowie Pfad E.2 (Stromsektor mit Zeitgleichheit) weisen untereinander eine ähnliche Struktur der Energienutzung auf. Mehr als 90 %

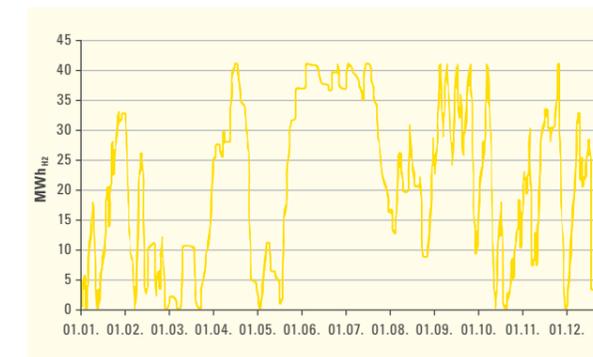


Abbildung 46: Speicherfüllstand im Pfad B (oben) sowie im Pfad E.2 (unten).

der Nachfrage wird direkt bedient (entweder in Form von Kraftstoff im Verkehr oder direkt als EE-Strom im Stromsektor), während bei nur ca. 8 % der Energienachfrage der Produktionszeitpunkt nicht mit dem Verbrauchszeitpunkt übereinstimmt und die Energie in Form von Wasserstoff zwischengespeichert wird.

In Pfad A (Verkehr onsite) und Pfad D (Erdgasnetz) ist der Anteil der direkten Energienutzung, d. h. ohne Speicherung, mit ca. 70 % bzw. 55 % aufgrund der stark fluktuierenden Nachfrageprofile etwas geringer als in den übrigen Anwendungsbereichen. Der zusätzliche Stromverbrauch aufgrund von Umwandlungsverlusten, des Stand-by-Betriebs der Elektrolyse sowie der Nutzung von Kompressoren ist grundsätzlich annähernd proportional zum Wirkungsgrad der Elektrolyse und der H₂-Nachfrage. Nur im Stromsektor (Pfad E.1 und E.2) ist der zusätzliche Stromverbrauch aufgrund der direkten Nutzung von Strom ohne Umwandlungsverluste deutlich geringer als der gesamte Energiebedarf.²⁸

Für die hier analysierten Szenarien wird basierend auf den Mengengerüsten und Energiequellen auch die resultierende CO₂-Bilanz bzw. das Treibhausgas-Emissionsreduktionspotenzial errechnet. Die ermittelten CO₂-Emissionen basieren auf dem stündlichen Stromverbrauch des gesamten Elektrolyse-Speicher-Systems sowie den dazugehörigen spezifischen Emissionen des Energiemix in Baden-Württemberg aus Kapitel 4. Für die Berechnung der Reduktionspotenziale werden folgende Vergleichsprozesse herangezogen.

- **Pfad A und B (Verkehr onsite und regional):** Differenz zu einem Golf (Diesel) mit spezifischen Emissionen des Dieseldieselskraftstoffs i.H.v. 315 g_{CO₂}/kWh Diesel (Well-to-Wheel, d. h. inkl. der CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Diesel) und unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Energieverbräuche pro gefahrenem Kilometer von Dieselfahrzeugen (0,329 kWh/km) und Brennstoffzellenfahrzeugen (0,150 kWh/km).²⁹ Die Referenzemissionen des Dieselfahrzeugs betragen somit 691 g_{CO₂}/kWh_{H₂} = 315 * 0,329 / 0,150.
- **Pfad C (Industrie):** H₂-Produktion mittels Dampfreformierung von Erdgas mit einem Wirkungsgrad von 76 % und Erdgasemissionen wie im Pfad D. Die Referenzemissionen betragen somit 326 g_{CO₂}/kWh_{H₂} = 248 / 76 %.

²⁸ Die spezifischen CO₂-Emissionen der elektrolytischen H₂-Herstellung (in g_{CO₂}/kWh_{H₂}) in diesem Kapitel beziehen sich auf den Wasserstoffoutput der Anlage und unterscheiden sich somit von den Werten in Kapitel 5.2 (Abbildung 32), die sich auf den Strommix der Elektrolyse beziehen (d. h. auf den Energieinput ohne Verluste der Elektrolyse). Die Auswirkung der unterschiedlichen Annahmen (Strommix und Wirkungsgrad der Elektrolyse sowie der spezifische Verbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge) auf die spezifischen CO₂-Emissionen wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse im Kapitel 5.3 näher betrachtet.

²⁹ Die Verbrauchswerte für das Diesel- und das Brennstoffzellenfahrzeug (Prognose für 2030) wurden (JEC 2013) entnommen.

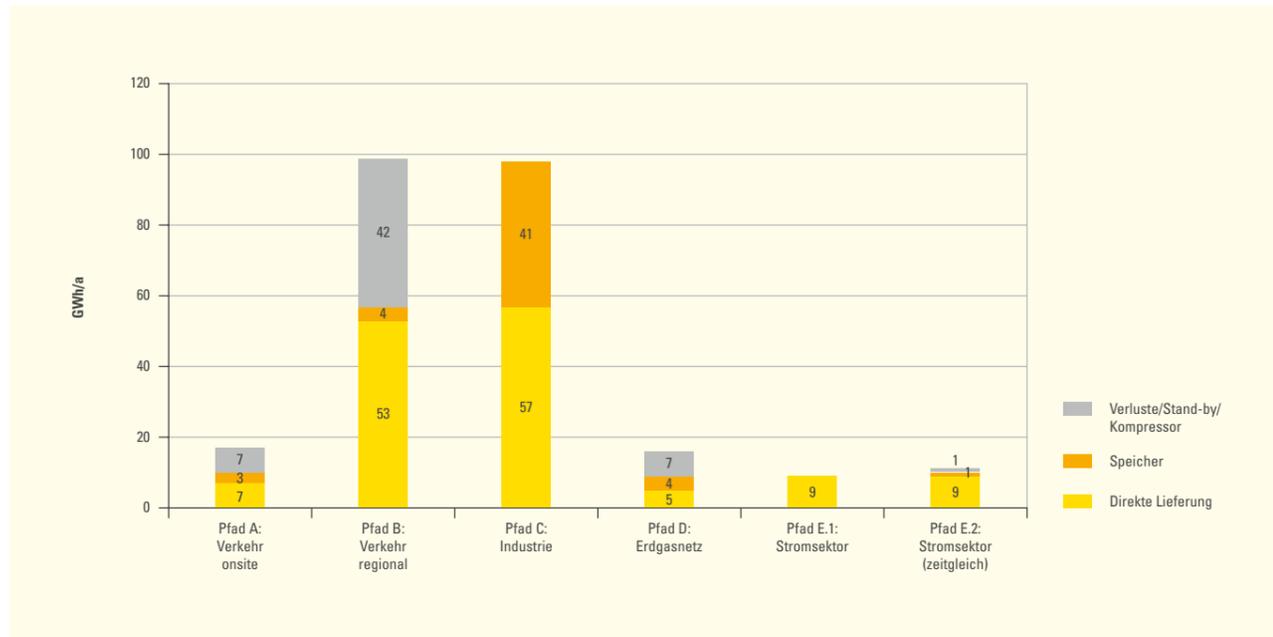


Abbildung 47: Energiebilanz Wasserstoffbereitstellung für die einzelnen Sektoren (direkte Lieferung = ohne H₂-Speicherung).

- **Pfad D (Erdgasnetz):** typische Emissionen aus der direkten vollständigen Verbrennung von Erdgas, also i.H.v. 248 g_{CO2}/kWh.³⁰
- **Pfad E.2 (Stromsektor mit Zeitgleichheit):** Als Referenz gelten die Emissionen im Pfad E.1 (177 g_{CO2}/kWh), da hier der Strom direkt an die Konsumenten weitergegeben wird und die ermittelten Werte den spezifischen Emissionen des Energiemix von Baden-Württemberg entsprechen.

lastung der Elektrolyse verursacht. Je schlechter die Auslastung, desto geringer die Emissionen, da der Strompreis gut mit der Einspeisung von erneuerbaren Energien korreliert. Die größten Reduktionspotenziale können dabei im Verkehrssektor mit über 400 g_{CO2}/kWh erreicht werden. Dies ist vor allem auf den deutlich besseren Wirkungsgrad der Brennstoffzelle gegenüber dem Dieselmotor und damit den geringeren Energieaufwand für die gleiche Fahrtstrecke zurückzuführen. Im Gegensatz dazu fällt das Reduktionspotenzial im Verkehrssektor deutlich auf lediglich ca. 40 g_{CO2}/kWh, wenn als Referenz nicht das Dieselfahrzeug, sondern der Wasserstoff aus der Dampfreformierung herangezogen wird. In diesem Zusammenhang kommen mehrere Effekte zum Tragen: hohe Auslastung und damit CO₂-Intensität des zugrunde liegenden Strommix für die Elektrolyse sowie guter Wirkungsgrad der Dampfreformierung. Ähnlich verhält es sich mit den Reduktionspotenzialen im Industriesektor (25 g_{CO2}/kWh) sowie Erdgasnetz (39 g_{CO2}/kWh).

Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind zur Veranschaulichung in Abbildung 48 zusammengefasst. Dabei zeigt sich, dass für die Pfade A bis D vergleichbare spezifische CO₂-Emissionen zwischen 209 und 301 g_{CO2}/kWh erreicht werden.

Die nur geringfügig unterschiedlichen CO₂-Emissionen der einzelnen Pfade werden vor allem durch die unterschiedliche Aus-

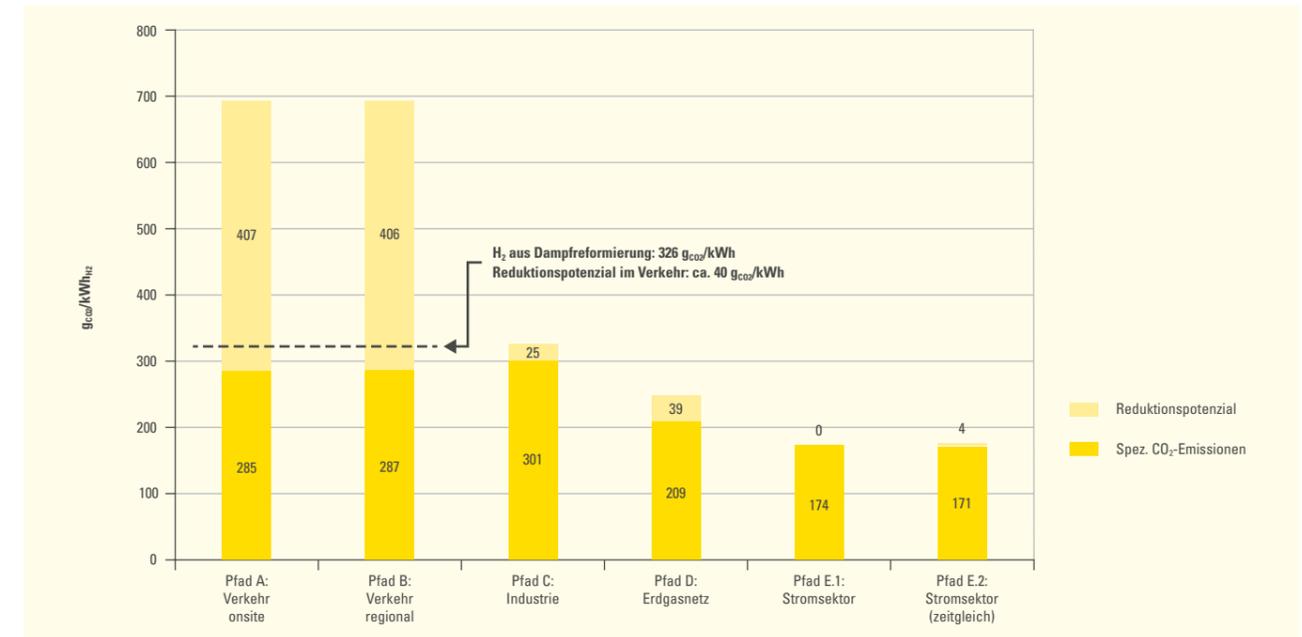


Abbildung 48: Spezifische CO₂-Emissionen in den einzelnen Sektoren auf Basis des Strommix in Baden-Württemberg im Jahr 2030.

Im Fall von Pfad E.2 (Stromsektor mit Zeitgleichheit) sind die Reduktionspotenziale mit 4 g_{CO2}/kWh ebenfalls gering, da hier das Elektrolyse-H₂-Speicher-System nur in wenigen Stunden und für geringe Energiemengen zum Einsatz kommt. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Zusammenhang zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse der gleiche Strommix für den Pfad E.2 wie für alle anderen Anwendungen herangezogen wurde. Würde man hingegen aufgrund der Restriktionen bzgl. der Verfügbarkeit von EE-Strom für diesen Pfad die ausschließliche Nutzung CO₂-freien Stroms unterstellen, so wäre das Reduktionspotenzial mit 171 g_{CO2}/kWh deutlich größer. Dieser Vorteil würde sich zum Teil in den höheren Kosten durch zusätzliche Investitionen in Elektrolyse und H₂-Speicher widerspiegeln. Grundsätzlich ist dabei jedoch zu hinterfragen, inwieweit in der Realität EE-Strom tatsächlich auch zu gleichen Strommarktpreisen verfügbar ist und damit das gesamte CO₂-Reduktionspotenzial auch wirklich ausgeschöpft werden kann.

7.1.4 Szenarioanalyse

Im Rahmen der abschließenden Szenarioanalyse wird der Einfluss ausgewählter Parametervariationen auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems untersucht. Die Analyse wird für den Pfad B (Verkehr regional) im Jahr 2030 als Referenz durchgeführt. Dafür wird folgende Fallunterscheidung vorgenommen (siehe auch Tabelle 21).

- **Worst Case (Fall 1 und 2):** Im Fall 1 werden die vollen aktuellen Stromnebenkosten i.H.v. 104 €/MWh berücksichtigt (EEG-Umlage: 61,70 €/MWh; Stromsteuer: 20,50 €/MWh; Netznutzungsentgelte: 19,00 €/MWh; sonstige Abgaben: 2,66 €/MWh), während im Fall 2 bei Stromnebenkosten i.H.v. 27 €/MWh keine EEG-Umlage sowie reduzierte Netznutzungsentgelte i.H.v. 3,80 €/MWh angesetzt werden.

³⁰ Nach (JEC 2014): 50 g_{CO2}/kWh für die Bereitstellung von Erdgas sowie 198 g_{CO2}/kWh für die Verbrennung von Erdgas.

Kapitel 7

- **Best Case (Fall 3 und 4):** Im Fall 3 werden die spezifischen Investitionsausgaben der Elektrolyse halbiert und die Volatilität der Strompreise verdoppelt, während im Fall 4 die spezifischen Investitionsausgaben der Elektrolyse auf ca. 33 % des ursprünglichen Wertes fallen und die Volatilität der Strompreise verdreifacht wird. Die Veränderung der Volatilität erfolgt grundsätzlich dadurch, dass die hohen Strompreise proportional zum Mittelwert noch weiter verteuert und die günstigen Strompreise noch weiter reduziert werden.
- **Green Case (Fall 5 und 6):** Die techno-ökonomischen Parameter wurden im Vergleich zum Referenzszenario belassen, die H₂-Produktion ist jedoch direkt an eine EE-Erzeugung in der Region Freiburg gekoppelt. Im Fall 5 beträgt die EE-Verfügbarkeit mit 228 GWh/a das Vierfache der H₂-Nachfrage (57 GWh_{H2}/a), während im Fall 6 die EE-Verfügbarkeit mit 114 GWh/a das Doppelte der H₂-Nachfrage ausmacht. Der zugrunde gelegte Strompreis bleibt für beide Fälle unverändert.

Die in Abbildung 49 dargestellten Ergebnisse veranschaulichen, dass die aktuellen Stromnebenkosten im Worst Case einen großen Einfluss auf die spezifischen H₂-Kosten haben, die im Fall 1 auf 10 €/kg_{H2} und im Fall 2 auf mehr als 5,50 €/kg_{H2} ansteigen.

Ausschlaggebend ist hier die Verdreifachung der Stromeinkaufspreise im Fall 1 bzw. eine Erhöhung der Stromeinkaufspreise um 50 %

Merkmal	Einheit	Referenz: Pfad B (Verkehr regional)	Worst Case		Best Case		Green Case	
			1	2	3	4	5	6
Spez. Investition- nen Elektrolyse	€/kW _{el}	932	932	932	466	308	932	932
Volatilität der Strompreise	€/MWh	22	22	22	40	53	22	22
Stromneben- kosten	€/MWh	0	104	27	0	0	0	0
EE-Verfügbarkeit	GWh	Max.	Max.	Max.	Max.	Max.	228	114

Tabelle 21: Parametervariationen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse.

im Fall 2 gegenüber dem Referenzfall, sodass eine entsprechende Veränderung der spezifischen Stromkosten zu beobachten ist. Interessanterweise führt dies jedoch nicht zu einer abweichenden Auslegung sowie Betriebsweise des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems, sodass alle anderen spezifischen Kosten unverändert bleiben. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Stromnebenkosten gleichmäßig auf alle Stunden im Jahr verteilt werden und damit die Volatilität der Strompreise erhalten bleibt.

Im Best Case (Fall 3 und 4) können durch sinkende Elektrolysekosten und zunehmende Strompreisvolatilität die spezifischen H₂-Kosten auf ca. 3,20 €/kg_{H2} im Fall 3 bzw. auf weniger als 3 €/kg_{H2} im Fall 4 gesenkt werden. Dabei wird eine immer größere Anlage ausgelegt mit höherer Elektrolyseleistung und größerem H₂-Speicher, die jedoch immer seltener betrieben wird (d. h. die Auslastung der Anlage geht zurück). Auf diese Weise steigen zwar die Kapitalkosten um 8 % bzw. 16 % leicht an, dafür gehen aber die Stromkosten um 26 % bzw. 37 % überproportional zurück. Zusammen mit leicht fallenden fixen Kosten kann damit insgesamt eine Reduktion der spezifischen H₂-Kosten erzielt werden.

Wie erwartet führt im Green Case (Fall 5 und 6) eine direkte Kopplung der H₂-Produktion an die EE-Stromerzeugung zu höheren spezifischen H₂-Kosten. Je enger das EE-Profil (d. h. die EE-Verfügbarkeit), desto größer ist die benötigte Elektrolyseleistung und H₂-Speichergröße, womit die Anlagenauslastung bei gleichbleibender H₂-Nachfrage sinkt. Daher steigen die Kapitalkosten sowie die fixen Kosten zusammen um ca. 0,6 €/kg_{H2} im Fall 5 bzw. 3,5 €/kg_{H2} im Fall 6 stark an. Die höhere Elektrolyseleistung kann zwar grundsätzlich zur Optimierung des Stromeinkaufs und damit zur Senkung der Stromkosten genutzt werden, der Rückgang der spezifischen Stromkosten kann jedoch den rapiden Anstieg der Kapitalkosten nicht abfedern. Außerdem wird weniger Energie direkt in Wasserstoff umgewandelt und zeitgleich an die Konsumenten weitergeleitet, sodass die Bedeutung des H₂-Speichers für die vorgegebene H₂-Versorgung deutlich zunimmt. Der Anstieg der spezifischen H₂-Kosten um 0,4 €/kg_{H2} auf 4,4 €/kg_{H2} im Fall 5 bzw. um 3,3 €/kg_{H2} auf 7,3 €/kg_{H2} im Fall 6 kann dabei aus der Sicht der einzelnen Marktakteure als zusätzliche Kostenposition zur Integration des erneuerbaren Stroms in das Energiesystem verstanden werden (in diesem Fall durch Nutzung des Stroms für die Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr).

7.2 SYNERGIEEFFEKTE ZWISCHEN DEN ANWENDUNGSSEKTOREN IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Ergänzend zu den bereits berücksichtigten Anwendungsfällen wird in diesem Kapitel untersucht, welche Synergien sich durch eine gleichzeitige Versorgung mehrerer Marktsegmente mit Wasserstoffherstellungsanlagen grundsätzlich ergeben können. Daher werden die Nutzungspfade aus dem vorhergehenden Kapitel so miteinander verknüpft, dass die ökonomischen Synergieeffekte aus einer kombinierten Anlagennutzung mit dem jeweils separaten Anlagenbetrieb, d. h. getrennt für beide Nutzungen, verglichen werden können. Dabei liegt der Fokus auf der H₂-Produktion für den Verkehr, d. h. folgende zusätzliche Pfade werden definiert und untersucht.

- **Pfad F (Verkehr regional + Industrie):**
Kombination aus Pfad B und C
- **Pfad G (Verkehr regional + Erdgasnetz):**
Kombination aus Pfad B und D
- **Pfad H (Verkehr regional + Stromsektor):**
Kombination aus Pfad B und E
- **Pfad I (alle Sektoren):**
Kombination aus Pfad B, C, D und E

Wie in Abbildung 50 dargestellt, sind die spezifischen H₂-Kosten aus der synergetischen Nutzung des Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems sowohl in Bezug auf ihre absolute Höhe (ca. 4 €/kg_{H2}) als auch auf ihre Zusammensetzung vergleichbar (75 % Stromkosten, 15 % Kapitalkosten, 10 % fixe Wartungskosten sowie weniger als 1 % sonstige variable Kosten).

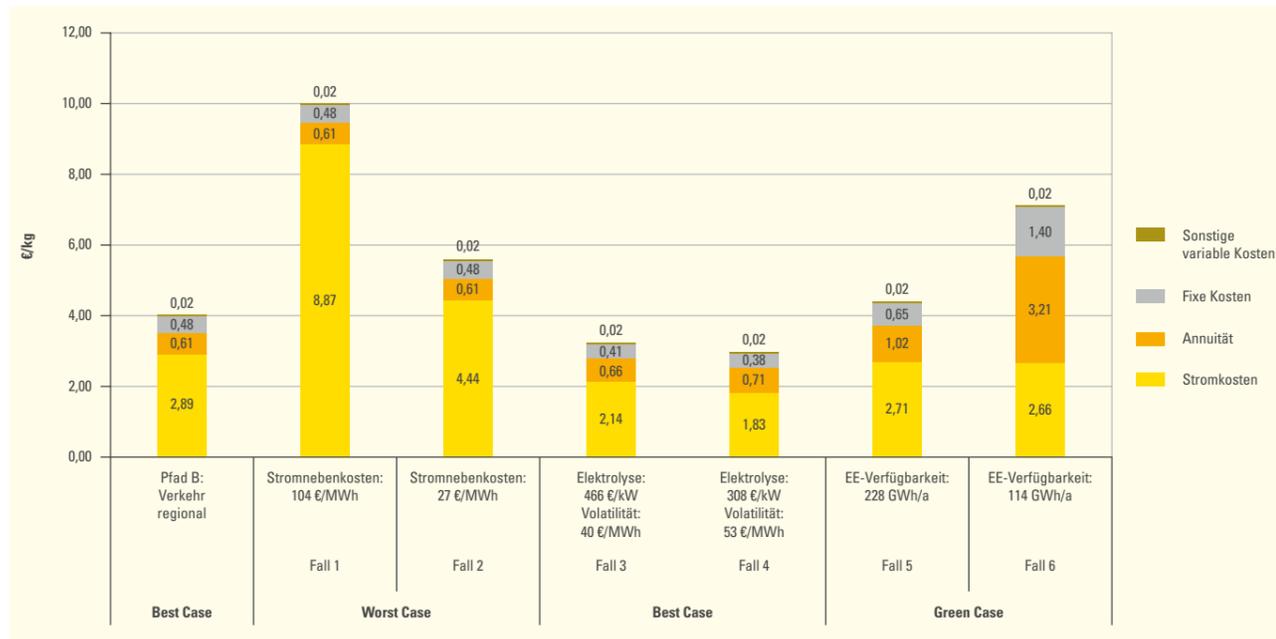


Abbildung 49: Spezifische H₂-Kosten im Rahmen der Szenarioanalyse.

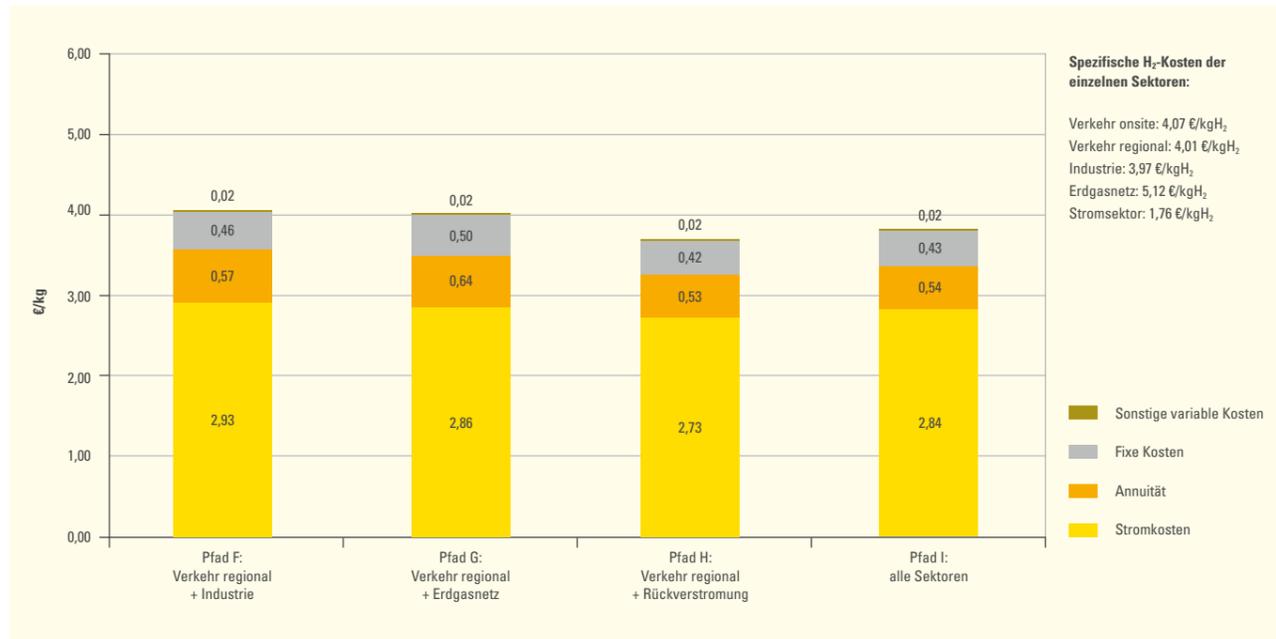


Abbildung 50: Spezifische H₂-Kosten bei synergetischer Anlagennutzung.

Zum einen ist dies auf vergleichbare Kosten der Pfade B und C (Verkehr regional und Industrie) sowie auf die relative Gewichtung dieser beiden Pfade mit einer jährlichen H₂-Nachfrage von jeweils 57 GWh_{H₂}/a gegenüber den übrigen Pfaden mit nur 9 GWh_{H₂}/a zurückzuführen. Zum anderen kann jedoch bei Pfad G (Verkehr regional + Erdgasnetz) sowie Pfad I (alle Sektoren) festgestellt werden, dass die spezifischen H₂-Kosten aus der synergetischen Nutzung etwas geringer sind als der gewichtete Kostendurchschnitt der entsprechenden Pfade ohne synergetische Nutzung. Dieser Effekt tritt vor allem bei der Kombination von Pfad B (Verkehr regional) und Pfad D (Erdgasnetz) auf, da in diesem Fall die große Elektrolysekapazität, die im Erdgassektor zur Abdeckung der Nachfragespitzen in den Wintermonaten benötigt wird, im Verkehr überproportional genutzt werden kann. Auf diese Weise können die Auslastung des gesamten Systems gesteigert und die H₂-Kosten gesenkt werden. Dieser Effekt kommt jedoch im Fall von Pfad F (Verkehr regional + Industrie) aufgrund der bereits sehr hohen Anlagenauslastung

im Industriesektor bzw. im Fall von Pfad H (Verkehr regional + Stromsektor) wegen der direkten Energienutzung im Stromsektor nur abgeschwächt bzw. gar nicht zum Tragen.

Im nächsten Schritt werden die berechneten Synergien prototypischer Anlagen aus der Sicht der Marktakteure auf den gesamten Wasserstoffbedarf hochgerechnet, um so die Gesamtsynergien für Baden-Württemberg abzuschätzen (siehe Abbildung 51). Die gesamten Synergieeffekte basieren dabei auf den jeweiligen sektoralen H₂-Bedarfen aus Kapitel 3: 1.128 GWh_{H₂} im Verkehr, mind. 533 GWh_{H₂} im Industriesektor und 409 GWh_{H₂} im Erdgasnetz.

Die größten Synergieeffekte³¹ werden dabei mit insgesamt über 85 Mio. € bei Pfad G (Verkehr regional + Erdgasnetz) und Pfad I (alle Sektoren) erzielt. Dies entspricht in etwa einer Verbesserung des Kapitalwerts aus Investitionsausgaben und laufenden Betriebskosten (NPV) durch die synergetische Nutzung der An-

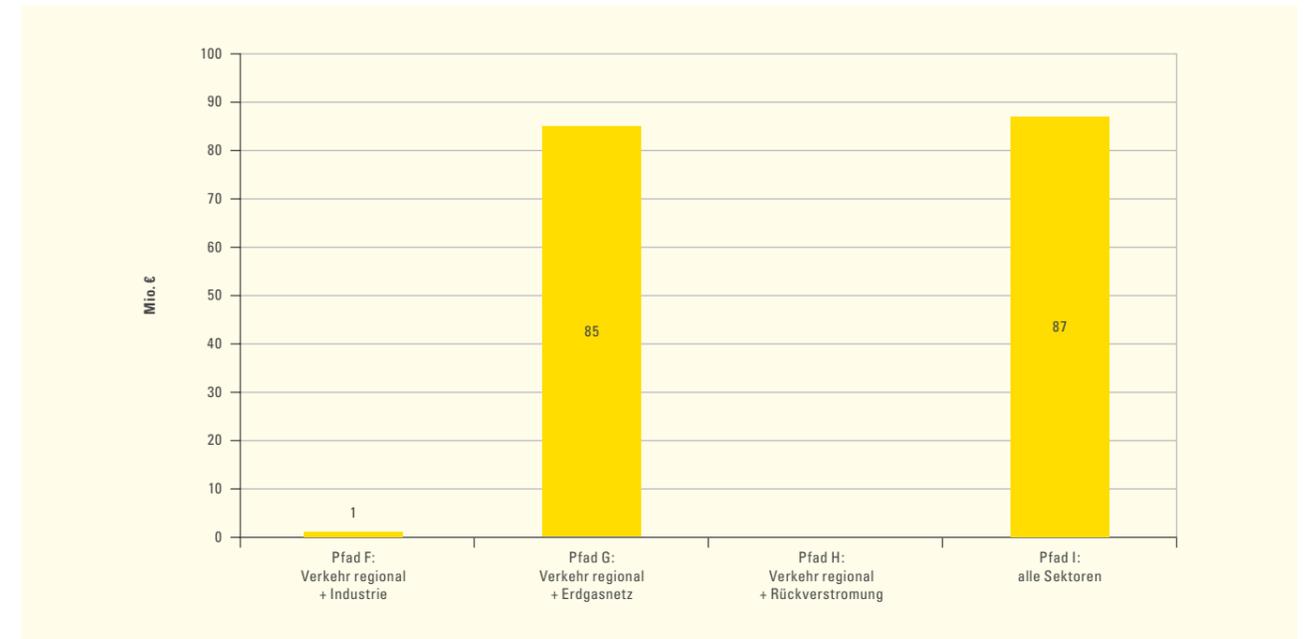


Abbildung 51: Gesamte Synergieeffekte in Baden-Württemberg.

lage um ca. 5 % gegenüber dem aggregierten Kapitalwert ohne synergetische Nutzung. Dies ist wiederum auf die verbesserte Auslastung der Elektrolysekapazitäten zurückzuführen, die für den Erdgassektor besonders groß dimensioniert sein müssen. Bei den Pfaden F (Verkehr regional + Industrie) und H (Verkehr regional + Stromsektor) sind hingegen kaum bzw. keine Synergien aus der Sicht der Marktakteure in Baden-Württemberg zu erwarten.

7.3 DISTRIBUTIONSINFRASTRUKTUR FÜR WASSERSTOFF IM VERKEHRSEKTOR

In diesem Kapitel wird ein weiteres Modul des von der LBST entwickelten Modells H₂INVEST eingesetzt, mit dem eine vereinfachte Analyse der H₂-Distributionsinfrastruktur durchgeführt wird. Auch hier liegt der Fokus auf der Nutzung des Wasserstoffs im Verkehr, da in den übrigen Bereichen der Wasserstoff grundsätzlich direkt vor Ort benötigt und verbraucht wird. Aus diesem Grund

beschränkt sich die Infrastrukturanalyse auf die Pfade A und B für das Basisszenario ohne Wasserstoffnachfrage für das Jahr 2030 aus Kapitel 4. Im ersten Schritt werden die geographische Verteilung der H₂-Nachfrage sowie die Auswahl von geeigneten Standorten für H₂-Tankstellen durchgeführt. Im zweiten Schritt erfolgt die Optimierung der H₂-Produktion und -Distribution. Das Ergebnis ist die Entwicklung einer optimalen H₂-Infrastruktur für den Verkehrssektor sowohl im Hinblick auf ihre Dimensionierung als auch auf ihre geographische Verteilung über Baden-Württemberg.

7.3.1 GEOGRAPHISCHE VERTEILUNG DER H₂-NACHFRAGE

Die folgende Analyse basiert auf den Überlegungen in (e-mobil BW 2013) zum Aufbau eines H₂-Tankstellen-Startnetzes in Baden-Württemberg mit 70 Tankstellenstandorten im Jahr 2020 und den von H₂ Mobility veröffentlichten Planungen zu einem deutschlandweiten Wasserstofftankstellennetz mit 1.000 Standorten im Jahr 2030. Entsprechend dem Pkw-Bestandsverhältnis von Baden-

³¹ Die hochgerechneten Synergieeffekte werden als Differenz zwischen dem Kapitalwert aus Investitionsausgaben und laufenden Betriebskosten (NPV) des synergetischen Pfades und dem aggregierten NPV aus den zugrunde liegenden Pfaden ohne synergetische Nutzung berechnet.

Kapitel 7

Württemberg zur gesamten Bundesrepublik wird davon ausgegangen, dass 13,7 % (d. h. 137) der 1.000 für ganz Deutschland geplanten H₂-Tankstellen in Baden-Württemberg errichtet werden. Die im Jahr 2030 bestehende Brennstoffzellenfahrzeugflotte sowie die dazugehörigen Verbrauchswerte und Jahresfahrleistungen werden aus Kapitel 3.1 übernommen (ambitionierte Abschätzung). Zusammen mit weiteren ökonomischen und strukturellen Daten werden diese an das LBST-Modell H₂INVEST übergeben, um eine optimierte Tankstellenverteilung auf Bundeslandebene zu ermitteln. Die Führungsgröße der Optimierung ist dabei die Minimierung der durchschnittlichen Entfernung zwischen Kunde und Tankstelle (Methodik siehe (Bünger, U.; Stiller, C. 2009)). Das Ergebnis der Optimierung ist die geographische Verteilung der Tankstellenstandorte sowie die jeweilige Wasserstoffnachfrage am Standort. Auf dieser Basis lässt sich die im Jahr 2030 benötigte Tankstellengröße für jeden der 137 Standorte festlegen. Die verwendeten Tankstellengrößen und die dazugehörigen Investitionsausgaben für die spätere Modellierung sind in Tabelle 22 dargestellt.

Ferner werden für alle Tankstellentypen ein Stromverbrauch von 0,091 kWh_{el}/kWh_{H₂}, eine Lebensdauer von 15 Jahren sowie fixe Wartungskosten von 1 % der Investitionsausgaben pro Jahr unterstellt.

Die Zuordnung der Tankstellengrößen zu den einzelnen Standorten erfolgt nach dem Prinzip, die Tankstellengröße im Verhältnis zur H₂-Nachfrage geringfügig zu überdimensionieren. Für jeden Tankstellenstandort lässt sich dann die tatsächliche Tankstellenauslastung ermitteln. Die Tankstellenauslastung schwankt im Betrachtungsjahr 2030 je nach Standort zwischen gut 40 % und knapp 100 % der Kapazität. Die durchschnittliche Auslastung des H₂-Tankstellennetzes beläuft sich auf etwa 65 %. Die Auslastung der einzelnen Tankstellen verbessert sich im Laufe der Jahre mit der Zunahme der Wasserstofffahrzeuge im Markt auf bis zu 100 %.

Tankstellengröße	Einheit	Small	Medium	Large	XLarge
Kapazität	kg/Tag	212	420	1.000	2.000
Investitionsausgaben	Mio. €	0,4	0,7	1,2	2,4

Tabelle 22: Tankstellengrößen.

Übertrifft die Wasserstoffnachfrage an einem Standort die Kapazität der vorhandenen Tankstelle, muss diese erweitert werden. Ein zusätzlicher Tankstellenstandort in der Nähe eines bereits vorhandenen Standortes reduziert die Auslastung und kann somit einen benötigten Ausbau vermeiden oder verzögern. Die Struktur des Tankstellennetzes in Baden-Württemberg im Jahr 2030 ist in Abbildung 52 dargestellt.

Zusätzlich zur Optimierung des Tankstellennetzes für Pkw und Nutzfahrzeuge wurden auf Basis von Expertengesprächen mögliche Einsatzorte für Brennstoffzellenbusse und -züge bestimmt und entsprechende Betankungsstandorte festgelegt.

Kreise mit der größten Anzahl an Kraftomnibussen und gleichzeitig mögliche Einsatzorte für Nahverkehrsbusse mit Brennstoffzellen im Jahr 2030 sind

- Stuttgart
- Karlsruhe
- Ortenaukreis (Offenburg)
- Freiburg
- Heidelberg
- Ulm

Mögliche Einsatzorte und Betankungsstandorte für brennstoffzellenbetriebene Nahverkehrstriebzüge im Jahr 2030 sind

- Offenburg
- Tübingen
- Villingen
- Gammertingen

Die zusammengeführten Ergebnisse bezüglich der H₂-Betankungsinfrastruktur sind in Abbildung 53 dargestellt.

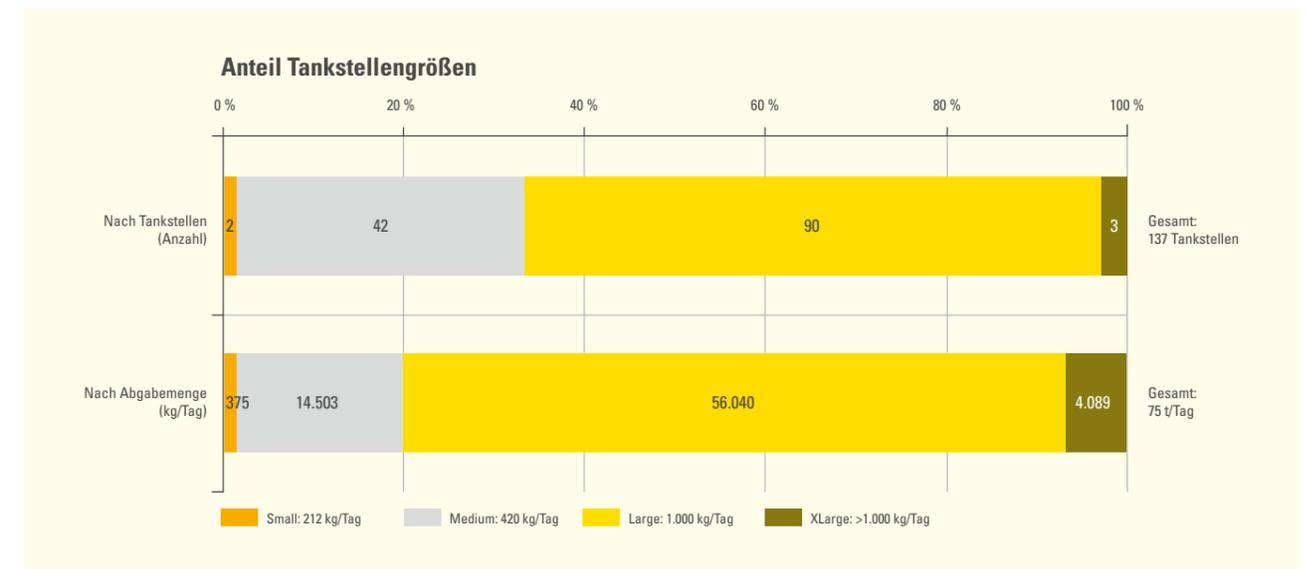


Abbildung 52: Struktur des H₂-Tankstellennetzes in Baden-Württemberg im Jahr 2030.

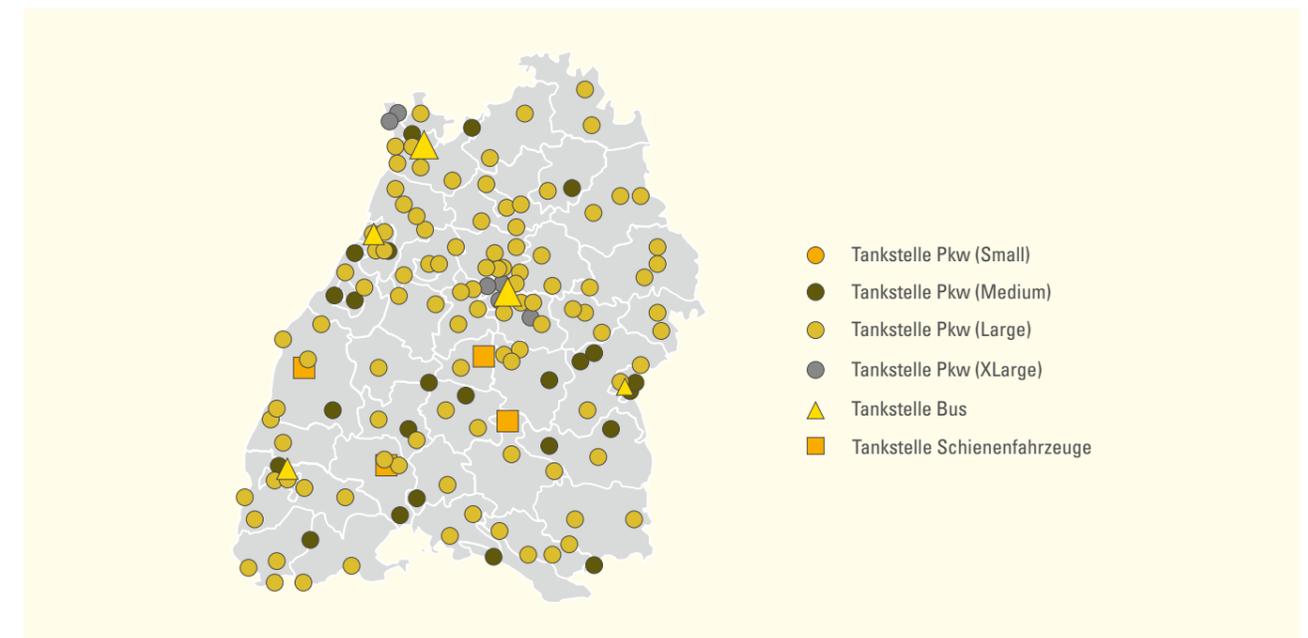


Abbildung 53: Mögliche Verteilung der H₂-Betankungsinfrastruktur für Pkw, Nutzfahrzeuge, Nahverkehrsbusse und Schienenfahrzeuge in Baden-Württemberg 2030.

Kapitel 7

7.3.2 OPTIMALE DISTRIBUTIONSINFRASTRUKTUR IM VERKEHR FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG

Die geographische Verteilung der H₂-Nachfrage sowie die Auswahl von geeigneten Standorten für H₂-Tankstellen fließen anschließend als Inputparameter in die Optimierung der Distributionsinfrastruktur ein. Dabei werden zunächst alle Tankstellenstandorte sowie regionale Produktionsstandorte als einzelne Netzknoten interpretiert, an denen potenziell Wasserstoff produziert sowie verbraucht werden kann. Die potenziellen Technologien zur Wasserstoffverteilung umfassen Lkw mit Sattelaufliegern für Druckwasserstoff (CGH₂) sowie kurze lokale Rohrleitungsabschnitte. Je nach Annahmen zu den einzelnen Verteilungsoptionen ist grundsätzlich auch ein Austausch von Wasserstoff zwischen den einzelnen Netzknoten möglich. Eine wichtige Nebenbedingung ist dabei, dass sich in jedem Knoten der H₂-Input (d. h. Produktion und Anlieferung von einem anderen Knoten) und der H₂-Output (d. h. Verbrauch von Wasserstoff an einer Tankstel-

le sowie der Abtransport zu einem weiteren Netzknoten) zu jedem Zeitpunkt die Waage halten.

Das zugrunde gelegte mathematische Problem ist als ein gemischt-ganzzahliges Modell formuliert, bei dem der Residualgewinn (d. h. Nettogewinn nach Steuern abzüglich der jährlichen Kapitalkosten) maximiert wird. Basierend auf Eingangsdaten zur elektrolytischen H₂-Herstellung wird mithilfe des Modells die ökonomisch optimale Wasserstoffproduktion und -verteilung in geographischer Auflösung ermittelt.

Die techno-ökonomischen Parameter zum Elektrolyse-H₂-Speicher-System stimmen grundsätzlich mit den Werten aus Kapitel 7.1 überein. Ergänzend dazu wird angenommen, dass die Elektrolyse an der Tankstelle vor Ort (onsite) nur in diskreten Schritten von 1 MW_{el} bis zu einer Größe von 10 MW_{el} ausgebaut werden kann. Darüber hinaus werden anhand der geographischen Verteilung der H₂-Nachfrage neun Standorte für eine regionale H₂-

Parameter	Einheit	Niederdruck	Hochdruck
Maximaler Druck	MPa	20	52,5
Trailerkapazität (netto)	MWh _{H₂}	9	30
	kg _{H₂}	402	891
Transportkapazität (netto)	GWh _{H₂} * km/a	700	1.550
Investitionsausgaben	Mio. €	0,6	0,95
Lebensdauer	a	20	20
Variable Kosten (Fahrer, Diesel, Reifen, Versicherung etc.)	€/km	1,5–2,5*	1,5–2,5*
Fixe Kosten	€/a	29.000	27.500

Tabelle 23: Techno-ökonomische Inputparameter Lkw-Transport. * Abhängig von der tatsächlichen Entfernung zwischen den betroffenen Netzknoten.

Parameter	Einheit	Niederdruck	Hochdruck
Kompressorleistung	MW	11	24
Investitionsausgaben	Mio. €	2,9	5,2
Lebensdauer	a	15	15
Strombedarf	kWh _{el} /kWh _{H₂}	0,04	0,06

Tabelle 24: Techno-ökonomische Inputparameter für die Trailerbefüllung.

Produktion in den Regionen Karlsruhe, Stuttgart Nord, Stuttgart Süd, Freiburg, Ulm, Mannheim, Schwäbisch-Hall, Ravensburg und Tübingen definiert. Für diese Standorte wird eine Kapazitätsgrenze für die Elektrolyse von 100 MW_{el} festgelegt, die in diskreten Schritten von 25 MW_{el} erreicht werden kann. Auf der Basis der optimalen Anlagenauslegung aus Kapitel 7.1 wird außerdem vor Ort an der Tankstelle eine H₂-Speicherkapazität von 1,5 Tagen vorgesehen (basierend auf 261 Zyklenäquivalenten für Pfad A) sowie eine H₂-Speicherkapazität von drei Tagen an regionalen Produktionsstandorten (basierend auf 138 Zyklenäquivalenten für Pfad B).

Für die lokalen Rohrleitungsabschnitte bis zu 5 km mit einer Gesamtkapazität von 263 GWh/a (bzw. 10.000 Nm³/h, was in etwa einem Rohrlängendurchmesser von 125 mm entsprechen würde) werden spezifische Investitionsausgaben von 200 €/m unterstellt. Die Lebensdauer wird auf 30 Jahre und die fixen Wartungskosten werden auf 2 % der ursprünglichen Investition pro Jahr gesetzt.

Für den H₂-Transport mit Lkw stehen grundsätzlich zwei Technologien zur Auswahl: CGH₂-Trailer bei Niederdruck mit Typ-2-Tank sowie bei Hochdruck mit Typ-4-Tank. Die dazugehörigen techno-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 23 zusammengefasst. Die techno-ökonomischen Parameter für die Befüllung der Trailer, die auch als Konditionierungsschritt im Rahmen der H₂-Wertschöpfungskette verstanden wird, sind aus Tabelle 24 ersichtlich.

Abbildung 54 zeigt die Ergebnisse der Modellierung der Distributionsinfrastruktur für die Pfade A (Verkehr onsite) und B (Verkehr regional) sowie eine Kombination beider Pfade.

Wie erwartet wird bei Pfad A der gesamte Wasserstoff direkt an der Tankstelle hergestellt, während bei Pfad B die H₂-Herstellung an acht regionalen Produktionsstandorten³² mit einer Verteilung zu den Tankstellen mit Hilfe von Lkw erfolgt. Bei der Kombination der beiden Pfade werden zwar die meisten Tankstellen weiterhin vor Ort versorgt, für manche Standorte wird jedoch der Wasserstoff zusätzlich auch mit Lkw von einem zentralen Standort angeliefert. Dadurch kann die Auslastung der Produktionsanlagen gesteigert werden, die in dem Modell nur in diskreten Schritten erweitert werden können. Dabei werden grundsätzlich nur CGH₂-Trailer mit Niederdruck (Typ 2 bei 20 MPa) eingesetzt, und zwar mit 54 Trailern im Pfad B und acht Trailern im kombinierten Fall.

Für alle drei Fälle werden zudem an geeigneten Standorten kurze Rohrleitungsabschnitte zwischen benachbarten Tankstellen mit einer durchschnittlichen Länge pro Rohrleitungssegment von knapp 3 km vorgesehen, um auf diese Weise die Auslastung der Elektrolyse zu maximieren. Insgesamt werden im Fall von Pfad A acht Segmente mit einer Gesamtlänge von 21 km, im Fall von Pfad B 13 Segmente mit 37 km und im kombinierten Fall neun Segmente mit 25 km errichtet.

³² Als Ergebnis der Simulation werden zur kostenoptimalen Versorgung der Tankstellen nur acht Standorte benötigt. Das heißt, dass an einem Standort keine Elektrolyseanlage gebaut wird.

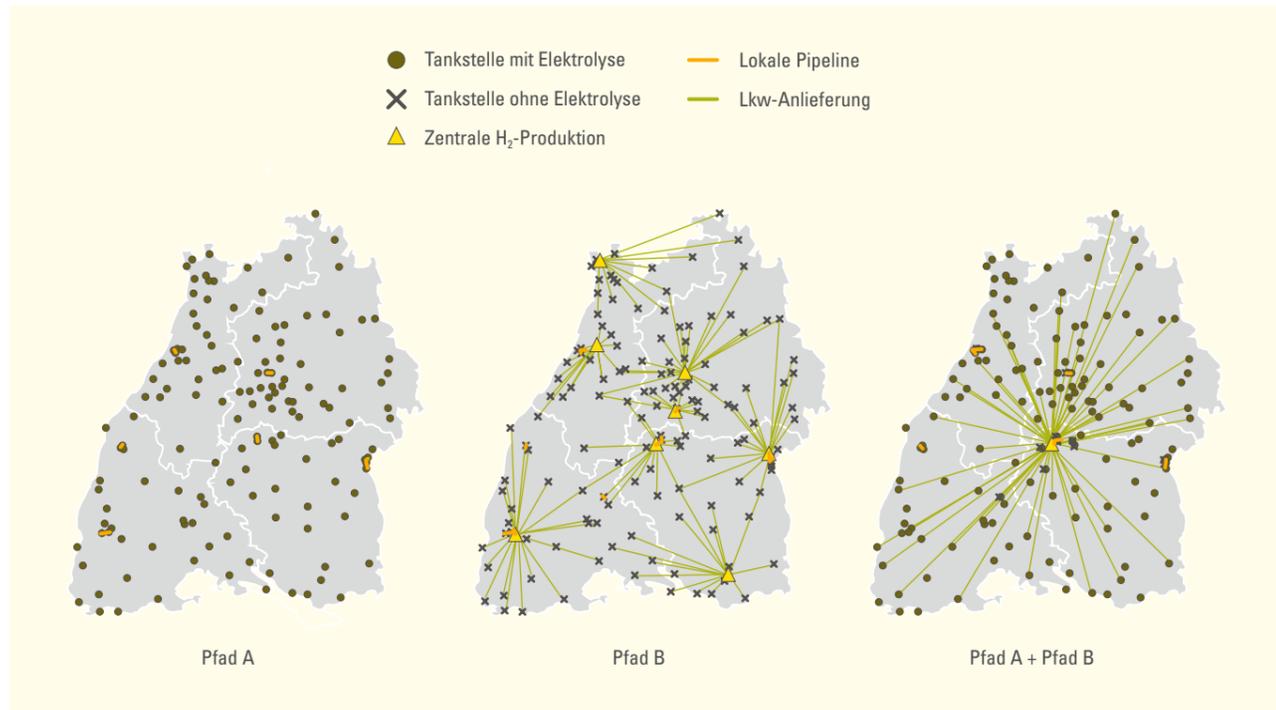


Abbildung 54: Geographische Verteilung der Distributionsinfrastruktur im Verkehrssektor in Baden-Württemberg.

Die Ergebnisse der Regionalisierung der H₂-Verteilinfrastruktur spiegeln sich in der Verteilung der Elektrolysekapazitäten und der Wasserstoffproduktion in Abbildung 55 wider. Im Fall von Pfad A beträgt die installierte Gesamtleistung der Elektrolyse 305 MW_{el} (nur onsite), im Fall von Pfad B 250 MW_{el} (nur regional) und im kombinierten Fall 256 MW_{el}, wobei ca. 90 % der Elektrolyseleistung direkt an der Tankstelle und rund 10 % am zentralen Produktionsstandort errichtet werden.

Entsprechend verteilt sich auch die gesamte H₂-Produktion, d. h. 100 % an der Tankstelle für Pfad A (onsite), 100 % an regionalen Standorten für Pfad B (regional) sowie 90 % vor Ort und 10 % zentral für eine Kombination aus Pfad A und B. Bis auf die zentrale Elektrolyse im kombinierten Fall ist die Auslastung der Produktionsanlagen zwischen 71 und 87 % (bzw. ca. 6.200–7.600 Volllaststunden)

den) etwas geringer als der entsprechende Zahlenwert aus Kapitel 7.1 von fast 8.000 h (bzw. über 90 %). Dies ist auf den diskreten Zubau der Elektrolyse in vordefinierten Stufen zurückzuführen. Diese modellierungstechnische Abweichung ist auch die Ursache für die unterschiedliche Gesamtkapazität der Elektrolyse für die einzelnen Fälle.

Aus diesem Grund liegen die spezifischen H₂-Produktionskosten mit über 4 €/kg_{H₂} bei allen Pfaden geringfügig über den spezifischen H₂-Kosten aus Kapitel 7.1 (Abbildung 56). Insgesamt sind die spezifischen Kosten mit 5,30 €/kg_{H₂} bei der direkten H₂-Herstellung an der Tankstelle niedriger als bei der zentralen H₂-Produktion mit Lkw-Verteilung (fast 6 €/kg_{H₂}). Die spezifischen H₂-Kosten können außerdem durch eine Kombination der beiden Versorgungsoptionen auf ca. 5,20 €/kg_{H₂} weiter gesenkt werden.

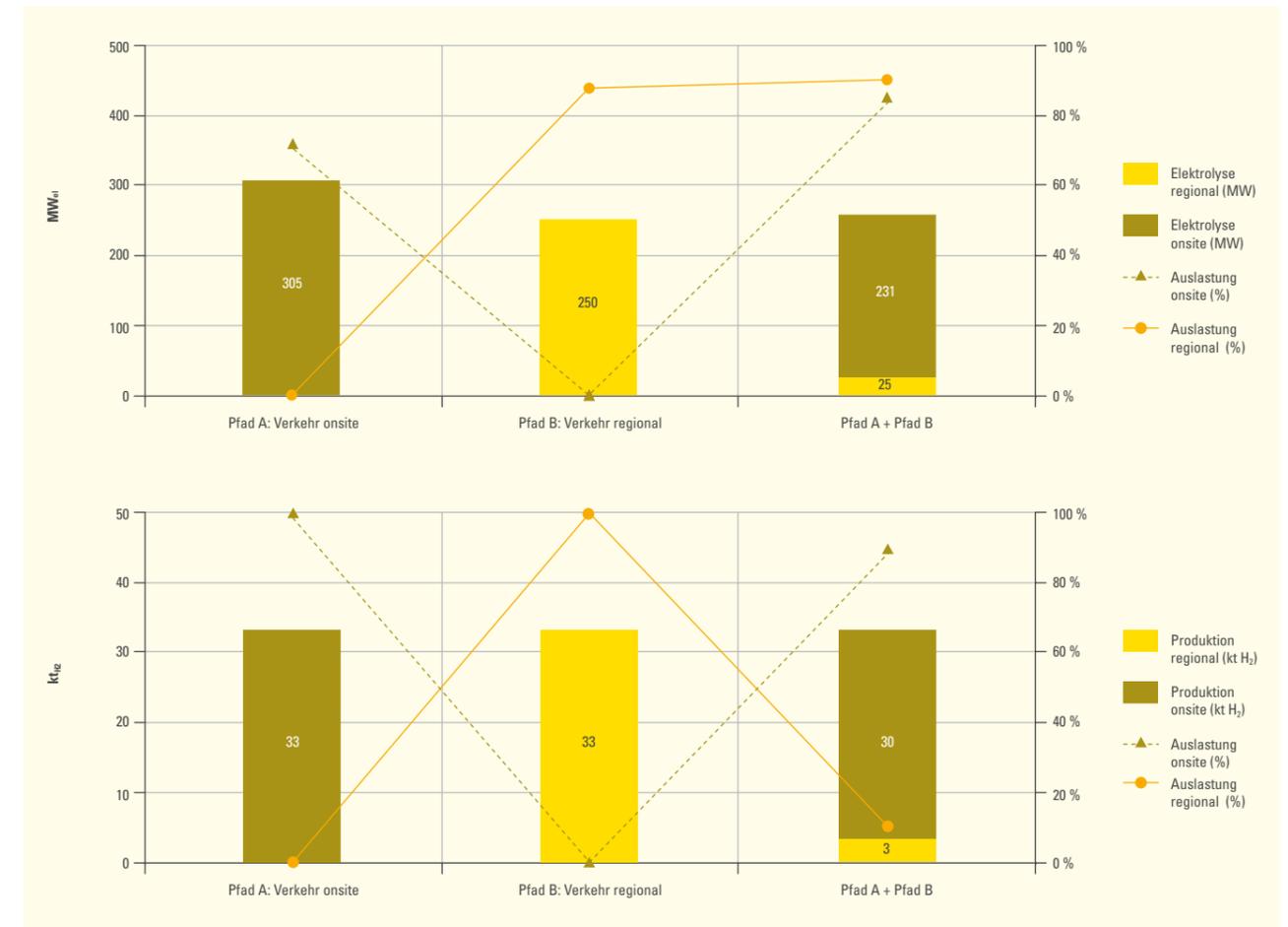


Abbildung 55: Leistung der Elektrolyse (oben) und Wasserstoffproduktion (unten) im Verkehrssektor in Baden-Württemberg.

Die Analyse der Kostenbeiträge einzelner Wertschöpfungsschritte zeigt, dass auf die Tankstellen dabei ca. 0,8 €/kg_{H₂} (oder 15 % der Gesamtkosten) entfallen und die Kosten der Konditionierung und des Transports für Pfad B zusammen ca. 1 €/kg_{H₂} (ca. 10 % an den Gesamtkosten) betragen. In den anderen Fällen spielen die Konditionierungs- und Transportkosten (Rohrleitungen in Pfad A sowie

Rohrleitungen und Lkw-Anlieferung im kombinierten Fall) nur eine untergeordnete Rolle. Der Produktionskostenanteil an den Gesamtkosten dominiert in allen betrachteten Fällen und beträgt zwischen 70 und 80 %. Ähnlich verhält es sich mit den Kapitalkosten, die mit 70 % den weitaus größeren Anteil an den Gesamtkosten als die laufenden Betriebskosten haben.

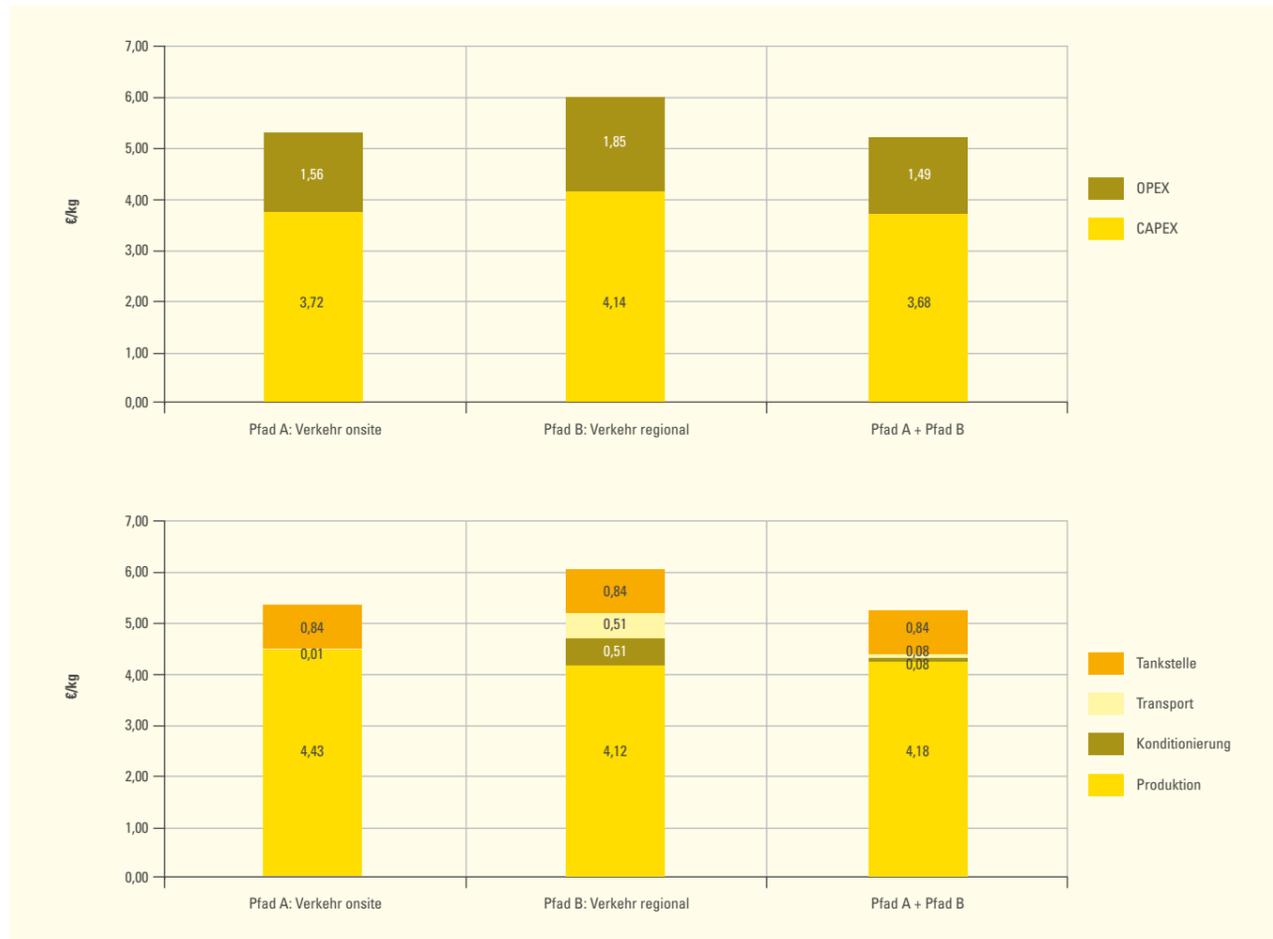


Abbildung 56: Spezifische H₂-Gestehungskosten von Wasserstoff an Tankstellen in Baden-Württemberg nach Kostenarten (oben) und entlang der Wertschöpfungskette (unten).

7.4 CO₂-EMISSIONSMINDERUNG DURCH DEN EINSATZ VON WASSERSTOFF IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Im Folgenden soll abschließend untersucht werden, ob durch die Realisierung des Wasserstoffesatzes im Verkehrssektor in der langfristigen Betrachtung die CO₂-Emissionen der Mobilität deutlich gesenkt werden können. Aus den in dieser Studie ermittelten H₂-Fahrzeugzahlen für 2030 (Kapitel 3.1) und den spezifischen Emissionen der Brennstoffzellenfahrzeuge (Kapitel 6.2) können

die zu erwartenden Emissionsminderungen im Verkehrssektor berechnet werden.

Die CO₂-Emissionen im Stromsektor, die durch den Stromeinsatz für die H₂-Erzeugung entstehen, müssen dabei den Emissionsminderungen durch den Ersatz von Benzin- und Dieselfahrzeugen im Verkehrssektor gegenübergestellt werden. Dabei sind für die konventionellen Antriebe sowohl die direkten Emissionen der Fahrzeuge (TTW = Tank to Wheel), als auch die Emissionen in den

Vorketten zur Bereitstellung der Kraftstoffe zu berücksichtigen, um die gesamten Emissionsminderungspotenziale zu ermitteln (WtW = Well to Wheel, d. h. vom Bohrloch bis zur Nutzung der Energie über das Rad). Die CO₂-Emissionen der Wasserstoffinfrastruktur ergeben sich dabei aus der CO₂-Intensität der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Effizienzverluste, die durch die Umwandlung und Bereitstellung des Wasserstoffs entstehen.

Abbildung 57 zeigt für das in dieser Studie untersuchte ambitionierte Szenario der Wasserstoffnutzung im Verkehr die Emissionsminderungspotenziale im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen mit Benzin- bzw. Dieselantrieb. Unterstellt man einen deutschen Strommix zur Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen, zeigen sich, ausgehend von den spezifischen Emissionen der unterschiedlichen Fahrzeugkonzepte, bei allen Verkehrsträgern erhebliche Minderungen der absoluten CO₂-Emissionen, auch bei Berücksichtigung der entstandenen CO₂-Emissionen im Stromsektor für die Wasserstoffherzeugung. Im Verkehrssektor können im ambitionierten Szenario insgesamt 355 kt_{CO2} durch die Reduktion der Anzahl an Benzin- und Dieselfahrzeugen eingespart werden. Davon werden 296 kt_{CO2} (83 %) durch direkte Emissionen der Fahrzeuge und 59 kt_{CO2} in der Vorkette eingespart (17 %). Dem gegen-

über stehen Mehremissionen im Stromsektor in Höhe von 164 kt_{CO2} durch die Wasserstoffherzeugung für die Brennstoffzellenfahrzeuge. Zusammengenommen belaufen sich die prognostizierten Emissionsminderungen dann auf 191 kt_{CO2}.

Die größten Minderungspotenziale können im Pkw-Segment erreicht werden (Abbildung 58). Hier ist von einer Minderung von insgesamt etwa 140 kt_{CO2} im Jahr 2030 auszugehen. Dies entspricht rund 73 % der gesamten Emissionsminderungspotenziale. Lkw und Busse können trotz der geringen Anzahl aufgrund der hohen Tankstellenauslastung und hohen spezifischen Emissionen 7,3 % (leichte und schwere Nutzfahrzeuge) bzw. rund 13,1 % (Busse) zu den Emissionsminderungen beitragen. Auf den Schienenverkehr mit rund 53 Schienenfahrzeugen entfallen ca. 6,3 %.

Tabelle 25 stellt zusammenfassend die zu erwartenden Emissionsminderungen im Jahr 2030 dar. Dabei werden die Emissionsminderungen durch die Substitution konventioneller Fahrzeuge mit Wasserstofffahrzeugen den verursachten Emissionen im Stromsektor nochmals in absoluten Zahlen gegenübergestellt. Die ausgewiesenen Emissionsminderungen beziehen sich dabei auf eine Flotte an vergleichbaren Benzin- und Dieselfahrzeugen im Jahr 2030.

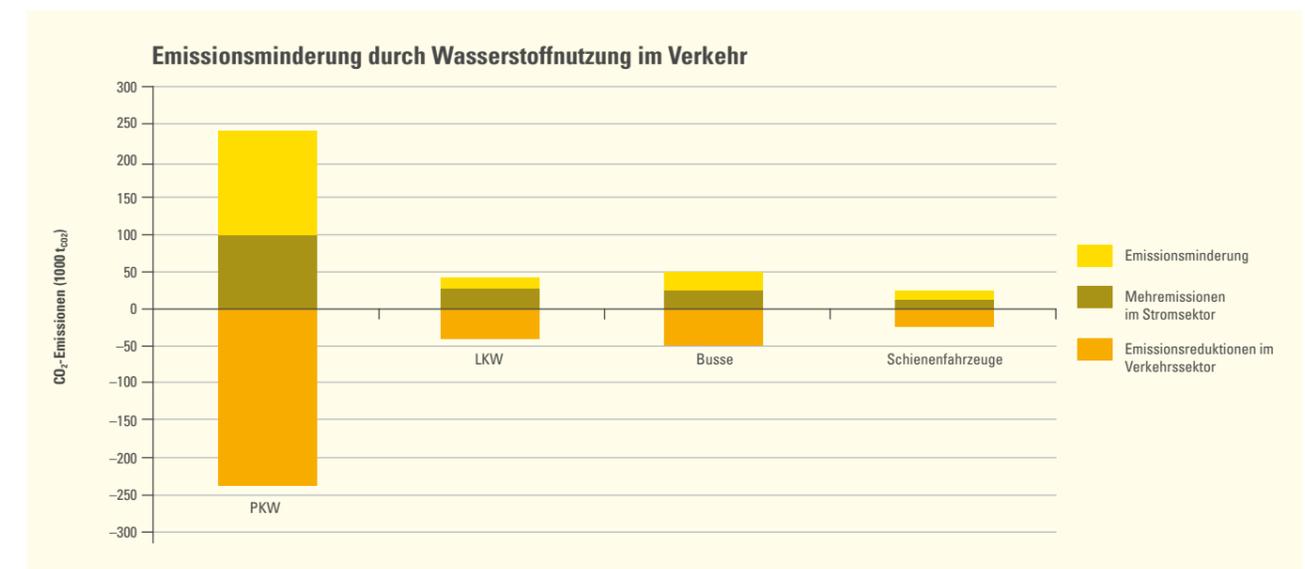
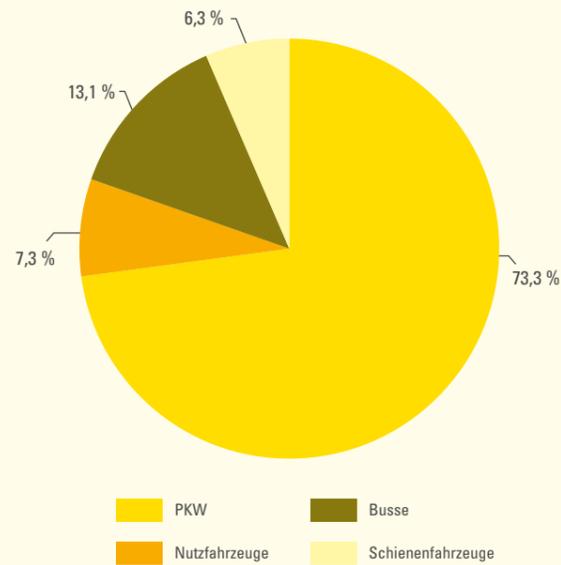


Abbildung 57: Sektorübergreifende CO₂-Emissionsminderungen im Jahr 2030 (gelb) durch Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor.

Beitrag zur Emissionsminderung im Verkehrssektor im Jahr 2030



Da die Anzahl der Wasserstofffahrzeuge mit einem Anteil von 2,3 % im Jahr 2030 noch vergleichsweise gering ist, beläuft sich der Anteil der CO₂-Einsparungen durch die Wasserstoffnutzung im Verkehr auf nur rund 1,4 % der projizierten Gesamtemissionen des Verkehrs im Jahr 2030. Unterstellt man statt eines deutschen Strommix den Strommix in Baden-Württemberg, fallen die Emissionen etwas höher aus. Die Emissionsminderungen im Jahr 2030 belaufen sich unter dieser Annahme auf rund 154 kt_{CO2}.

In der folgenden Dekade von 2030 bis 2040 und mit langfristiger Perspektive bis 2050 führt die zunehmende Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor zu deutlich stärkeren Minderungspotenzialen für die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen. Dabei wirken sich gleich zwei Effekte auf die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor aus:

- Die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge wächst nach 2030 im Vergleich zu den Vorjahreszeiträumen überproportional.
- Gleichzeitig steigt der Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung und die spezifischen Emissionen im Stromsektor sinken.

Dadurch erfüllt der Einsatz von Wasserstoff im Verkehr schließlich einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Verkehrs-

Abbildung 58: Anteile der Verkehrsträger an den CO₂-Minderungen im Verkehr durch den Ersatz von Benzin- und Dieselfahrzeugen durch FCEV in Baden-Württemberg im Jahr 2030.

Emissionen (kt _{CO2})	Pkw	Nutzfahrzeuge	Busse	Schienenfahrzeuge	Gesamt
Verkehrssektor: Emissionseinsparungen durch Ersatz von Benzin- und Dieselfahrzeugen inkl. Vorketten (WTW)	-240	-41	-49	-25	-355
Stromsektor: Mehremissionen der Stromerzeugung für die Elektrolyseure durch den H ₂ -Bedarf im Verkehr	100	27	24	13	164
Emissionsminderungen gesamt	-140	-14	-25	-12	-191

Tabelle 25: Gegenüberstellung der CO₂-Emissionsreduktion im Verkehr mit den zusätzlichen Emissionen im Stromsektor bei Substitution von konventionellen Fahrzeugen durch Wasserstofffahrzeuge in Baden-Württemberg im Jahr 2030 (ambitioniertes Szenario). Es wird der deutsche Strommix für die Ermittlung der spezifischen Emissionen zugrunde gelegt.

sektors komplementär zur Nutzung von begrenzt verfügbaren Biokraftstoffen und des direkten Stromeinsatzes in batterieelektrischen oder netzgebundenen Antrieben. Da die Möglichkeiten des direkten Einsatzes von Wasserstoff im Verkehr begrenzt sind, wird eine weitergehende Synthese von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Strom für eine ambitionierte langfristige Strategie zur Dekarbonisierung, insbesondere mit Blick auf den Luftverkehr und den Langstrecken-Güterverkehr auf der Straße, erforderlich sein. Auch hierfür stellt Wasserstoff aus erneuerbarem Strom die Basis dar.

7.5 VOLKSWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Basierend auf den Ergebnissen aus den vorhergehenden Kapiteln wird das gesamte Investitionsvolumen in die neuen Strukturen, d. h. prototypische H₂-Anlagen sowie H₂-Distributionsinfrastruktur, ermittelt. Die Wasserstoffnutzungstechnologien, also z. B. Brennstoffzellenantriebssysteme für Straßen- und Schienenfahrzeuge, wurden hier nicht mit berücksichtigt. Folglich wurden hier die Kapazitäten für prototypische Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme hochgerechnet und mit dem spezifischen Investitionsbedarf bewertet. Als Ergebnis können daraus die theoretische Marktgröße

und das Wertschöpfungspotenzial für mögliche Anlagenhersteller und Infrastrukturbetreiber aus dem Bereich der PtG-Anlagen sowie der H₂-Distributionsinfrastruktur grob abgeschätzt werden.

Die so ermittelten Ausgaben müssen zwar für den Aufbau der Anlagen von den einzelnen Investoren aufgebracht werden, sie stellen aber gleichzeitig ein Potenzial für die Wertschöpfung dar, wenn diese Anlagen in Deutschland bzw. in Baden-Württemberg hergestellt werden. An dieser Stelle ist es jedoch wichtig, auf die Beschränkungen der vorliegenden Untersuchung hinzuweisen. Einerseits ist es fraglich, inwieweit die Anlagen tatsächlich in Deutschland bzw. in Baden-Württemberg produziert und zu den angenommenen Preisen verkauft werden können, andererseits aber berücksichtigt diese Analyse keine weiteren positiven volkswirtschaftlichen Effekte wie Arbeitsplatzeffekte, zusätzliche Steuereinnahmen oder die Vermeidung von externen Klimakosten.

Wie in Abbildung 59 dargestellt beläuft sich das gesamte Wertschöpfungspotenzial auf über 680 Mio. €, wenn man eine Wasserstoffinfrastruktur in den relevanten Sektoren Mobilität, Wasserstoff nachfragende Industrie und Erdgasindustrie aufbauen würde. Dieses ist jedoch nur eine theoretische Zahl, die die tatsächliche

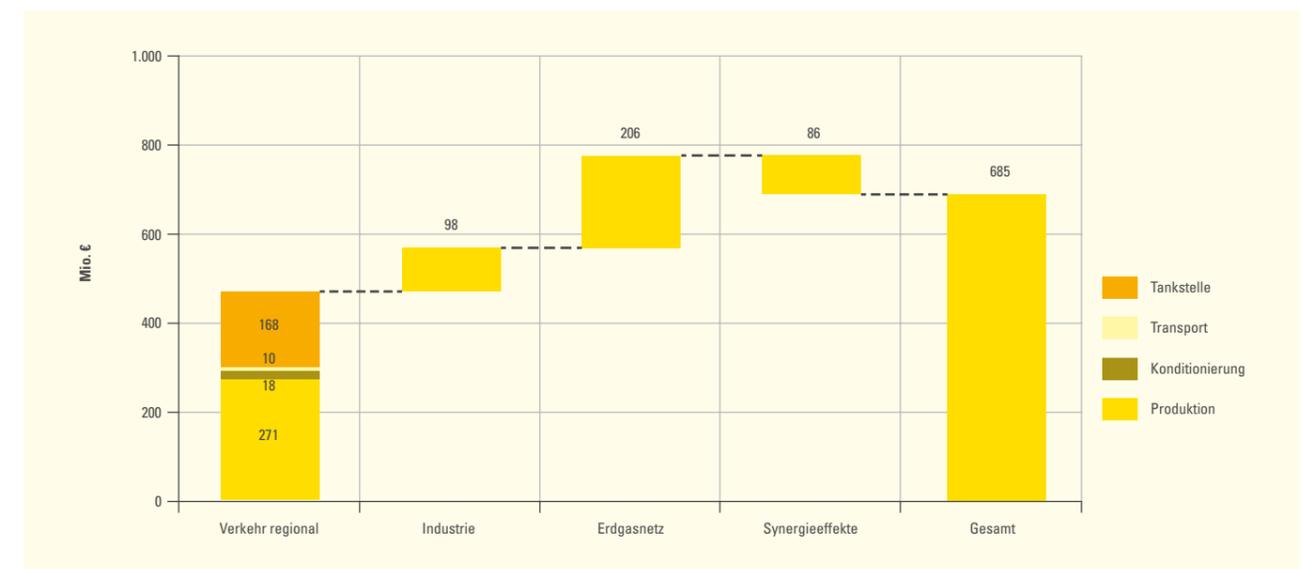


Abbildung 59: Investitionsvolumen in H₂-Infrastrukturtechnologien in Baden-Württemberg.

Kapitel 7

Umsetzung bis 2030 nicht berücksichtigt. Wie an anderen Stellen im Bericht ausgeführt, erwarten die Autoren der Studie bis 2030 einen Wasserstoffinfrastrukturaufbau nur für die Mobilität.

Der größte Beitrag des Wertschöpfungspotenzials wird dabei vom Verkehrssektor mit über 460 Mio. € geleistet, gefolgt vom Erdgassektor (über 200 Mio. €) sowie vom Industriesektor (fast 100 Mio. €). Auf der einen Seite ist in diesem Zusammenhang die Marktgröße aus dem Industriebedarf durch hohe Auslastung der Anlagen (d. h. geringe Elektrolyseleistung sowie keine H₂-Speicher) eher konservativ abgeschätzt. Auf der anderen Seite wird das Potenzial im Erdgasnetz durch ein insgesamt ungünstiges Nachfrageprofil beeinflusst und voraussichtlich überschätzt. Der größte Anteil am gesamten Potenzial entfällt auf die Produktion von Wasserstoff, d. h. auf die Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme. Bereinigt um potenzielle Synergieeffekte von bis zu 86 Mio. € macht die H₂-Produktion mit fast 490 Mio. € ca. 70 % der gesamten Marktgröße aus. Die H₂-Tankstellen sind mit knapp 170 Mio. € für 25 % des Wertschöpfungspotenzials verantwortlich, während die Konditionierung und der Transport mit lediglich ca. 10 Mio. € und weniger als 5 % nur eine untergeordnete Rolle spielen.

7.6 FAZIT UND HANDLUNGSBEDARF

Die ökonomische Bewertung der Geschäftsmodelle für prototypische Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme in den ausgewählten Anwendungssektoren zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen mittelfristig die spezifischen H₂-Kosten für Wasserstoffproduktion und -speicherung in Baden-Württemberg zwischen ca. 2 und 5 €/kg_{H₂} liegen. Die niedrigsten Kosten sind mit 2–3 €/kg_{H₂} für den Stromsektor (d. h. zur Deckung einer vorgegeben Stromnachfrage in einem prototypischen Netzknoten) zu erwarten und zwar aufgrund der direkten Wasserstoffnutzung. Die höchsten H₂-Kosten von ca. 5 €/kg_{H₂} werden dagegen für den Erdgassektor (Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz zur Substitution von Erdgas) aufgrund der hohen Variabilität der Nachfrage erwartet.

Für die weiteren Anwendungssektoren Verkehr und Industrie wurden H₂-Bereitstellungskosten von ca. 4 €/kg_{H₂} berechnet. Ein aus betriebswirtschaftlicher Sicht positives Geschäftsmodell kann aller Voraussicht nach mittelfristig, d. h. bis 2030, lediglich im Verkehr erreicht werden, da nur in diesem Anwendungssektor

der potenzielle H₂-Verkaufspreis ausreichend hoch für positive Verkaufsmargen ist.³³ Diese Chance sollte genutzt werden, damit sich der Maschinenbau in Baden-Württemberg als Technologieführer für geeignete Anlagen auf den Weltmärkten behaupten kann, durch Innovationen die Anlagen- und Betriebskosten für die Wasserstoffherzeugung aus regenerativen Quellen weiter sinken und bei steigenden Preisen für fossile Rohstoffe wirtschaftliche Alternativen gegeben sind.

Aus den Analysen geht klar hervor, dass die optimale Auslegung und Betriebsweise eines Elektrolyse-H₂-Speicher-Systems einem Kompromiss zwischen den Kapital- und Stromkosten folgt, die die wesentlichen Bestandteile der Gesamtkosten ausmachen. Das bedeutet, dass bei vorgegebener H₂-Nachfrage fallende Investitionsausgaben für die Elektrolyse sowie steigende Volatilität der Strompreise zur größeren Auslegung der Anlage führen, die dann an wenigen Stunden mit besonders niedrigen Strompreisen betrieben werden kann.

In der vorliegenden Untersuchung stellt sich jedoch heraus, dass unter den zugrunde gelegten Annahmen bzgl. der Elektrolyse- und Stromkosten grundsätzlich ein begrenzter Zubau an Elektrolyse- und Speicherkapazität, dafür aber mit einer sehr hohen Auslastung (d. h. mit ca. 8.000 Volllaststunden im Jahr) betriebswirtschaftlich optimal ist. Eine Ausnahme stellen dabei die Einspeisung in das Erdgasnetz sowie der Stromsektor bei einer direkten Kopplung der H₂-Produktion an die variable Verfügbarkeit des erneuerbaren Stroms dar. Aufgrund der ungünstigen H₂-Nachfrage bzw. der Stromprofile muss in diesen Fällen durch technische Restriktionen eine größere Anlage mit einer schlechteren Auslastung gebaut und betrieben werden. Die Investitions- und Betriebskosten solcher Anlagen müssen durch Innovationen baldmöglichst ihre Wirtschaftlichkeit erreichen. Derzeit fördert das Land zwei Power-to-Gas-Projekte, bei denen sich Spezialisten des ZSW, DLR, FhG ISE und DVGW dieser Aufgabe stellen.

Weitere Szenarioanalysen machen deutlich, dass sich die spezifischen H₂-Kosten durch die Berücksichtigung der aktuellen Stromnebenkosten (volle EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte etc.) bis auf 10 €/kg_{H₂} erhöhen können und vor dem Hintergrund aktuell niedriger Rohstoffpreise der fossilen Energieträger die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyse-H₂-Speicher-

Systems erschweren. Durch die Kopplung der Produktion an ein enges Profil der EE-Stromerzeugung steigen die H₂-Kosten mindestens um 2 €/kg_{H₂} im Stromsektor und 3 €/kg_{H₂} im Verkehrssektor. Gleichzeitig können aber auch gewisse Synergien zwischen den einzelnen Sektoren erzielt werden, sodass durch die Kombination der H₂-Produktion aus den einzelnen Sektoren die spezifischen H₂-Kosten gesenkt werden können. Dies trifft vor allem auf den Verkehrs- und den Erdgassektor zu, da hier die hohe Elektrolyseleistung aus dem Erdgassektor durch zusätzliche Nachfrage im Verkehr besser ausgelastet werden kann.

Als Ergebnis der Simulation von Einzelsystemen können in Bezug auf die spezifischen CO₂-Emissionen in allen Sektoren aufgrund der zugrunde gelegten CO₂-Intensität des Energiemix in Baden-Württemberg vergleichbare Emissionen von 200–300 g_{CO₂}/kWh_{H₂} dargestellt werden. Die größten CO₂-Reduktionspotenziale können vor allem im Verkehrssektor erzielt werden, da hier für die gleiche Fahrleistung der hohe Wirkungsgrad der Brennstoffzellenfahrzeuge besonders stark zum Tragen kommt. Für ganz Baden-Württemberg können insgesamt im Verkehr mehr als 200.000 t_{CO₂} pro Jahr an Einsparungen erreicht werden, was allerdings nur 1,4 % der Gesamtemissionen in diesem Sektor ausmacht. Im Vergleich zum Wasserstoff aus der Dampfreformierung auf Basis fossiler Energieträger sind die mit Wasserstoff aus Elektrolyse zwar vorhanden, aber aufgrund des guten Wirkungsgrades der Dampfreformierung beschränkt. Allerdings dreht sich das Bild, sofern der Wasserstoff ausschließlich aus regenerativem Strom hergestellt wird. Daher werden perspektivisch über das Jahr 2030 hinaus mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung sowie mit der steigenden Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge deutlich höhere Minderungspotenziale erwartet.

Aus der Gesamtschau für Baden-Württemberg ergibt sich, dass sich die spezifischen H₂-Kosten durch den Ausbau einer Distributionsinfrastruktur im Verkehr um ca. 1–2 €/kg_{H₂} erhöhen, wobei ca. 0,8 €/kg_{H₂} auf die Tankstelle entfallen. Damit können an der Tankstelle unter Berücksichtigung der Infrastrukturkosten grundsätzlich positive Margen erzielt werden. Der Infrastrukturausbau würde dabei in Baden-Württemberg im Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von ca. 250–300 MW_{el} erfordern. Die Analysen legen auch den Schluss nahe, dass unter den getroffenen

Annahmen eine Onsite-H₂-Produktion an der Tankstelle geringfügig günstiger ist als eine regionale Produktion mit anschließender H₂-Verteilung per Lkw.

Das betriebswirtschaftliche Ergebnis kann jedoch durch die Kombination der beiden Varianten weiter verbessert werden, da in einem solchen Fall die jeweiligen Stärken der beiden Optionen ausgespielt werden und die Auslastung der Produktionsanlagen gesteigert werden kann.

Eine grobe Abschätzung der Wertschöpfungstiefe in Bezug auf die Anlagentechnik zur H₂-Produktion und -Verteilung in Baden-Württemberg auf Basis der Investitionsvolumina ergibt eine potenzielle Marktgröße für den betroffenen Anlagenbau von ca. 680 Mio. € für alle Anwendungssektoren, wobei darin bereits mögliche Synergieeffekte von bis zu 86 Mio. € berücksichtigt sind. Allerdings ist dieser Wert mit relativ großen Unsicherheiten behaftet, da er grundsätzlich von den Annahmen bzgl. der spezifischen Investitionsausgaben für die Elektrolyse abhängt, die in Zukunft noch starken Schwankungen unterliegen können. Außerdem ist es einerseits unklar, inwieweit die Industrie aus Baden-Württemberg den gesamten Markt bedienen kann. Andererseits bleiben bei dieser Abschätzung weitere volkswirtschaftliche Effekte wie Arbeitsplatzeffekte oder vermiedene externe Klimakosten unberücksichtigt. Die Studie beschränkt sich auf die Potenziale in Baden-Württemberg. Da die politischen Rahmenvorgaben für die regenerative Stromerzeugung und -umwandlung in Europa und der Welt ebenso stark divergieren wie zukünftige Märkte für Brennstoffzellenfahrzeuge, kann beim Anlagenbau von einem größeren Marktvolumen ausgegangen werden.

³³ Laut (PlanDelyKaD 2015) kann der maximale H₂-Verkaufspreis im Verkehrssektor für ein Elektrolyse-Speicher-System bei über 5 €/kg_{H₂} liegen, um eine Kostenparität pro gefahrenem Kilometer mit konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen zu gewährleisten.

AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Im Rahmen der für diese Studie durchgeführten Simulationen und Analysen wurden die nachfolgenden Einsichten gesammelt und Handlungsempfehlungen abgeleitet. Weitere Details finden sich in den einzelnen Kapiteln bzw. in deren jeweiligen Schlussfolgerungen.

Ein Vergleich der **Entwicklungsperspektiven unterschiedlicher Wasserstoffenergiemärkte** zeigt, dass bis 2030 zunächst der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für die Anwendung im Straßen- und Schienenverkehr im Vordergrund steht, was industrielle oder politische Maßnahmen maßgeblich bestimmen sollte.

Dazu sollte ein **Implementierungsplan** entwickelt werden, der gleichzeitig auch die Schnittstellen zum gesamten Energiemarkt berücksichtigt. Besonderes Augenmerk gilt dabei dem **Ausbau der erneuerbaren Energien** im Zusammenhang mit der Versorgung des Verkehrssektors mit emissionsfreier Energie, kurzfristig für Pkw, Stadtbusse und den Schienenverkehr, mittel- und langfristig auch für Nutzfahrzeuge und andere Verkehrssektoren. Wichtig für den **Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur** ist weiterhin die gezielte Verknüpfung mit dem Erdgassektor, um so durch Synergieeffekte Kosten zu reduzieren.

Unterstützend ist es sinnvoll, vertiefende techno-ökonomische Untersuchungen zum Vergleich der Nutzung von Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeugen gegenüber der direkten Nutzung von Strom in batterieelektrischen Antriebssystemen durchzuführen. Dazu gehört auch eine genaue Analyse der für eine breite Markteinführung jeweils erforderlichen Betankungs- bzw. Ladeinfrastrukturen sowie effektiver Maßnahmen für deren weitgehend flexibilisierte und systemdienliche Nutzung. Treiber und Hemmnisse einer Marktintegration können damit besser verstanden und politische Interventionen frühzeitig und zielgerichtet geplant werden.

Der erwartete **Fokus auf die Mobilität bis zum Jahr 2030** bedeutet jedoch nicht, dass andere Bedarfssektoren bis dahin grundsätzlich keine Rolle spielen werden. Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wird viele Jahre der Vorbereitung und Planung erfordern und in langfristiger Begleitung der Einführung erneuerbarer Energien stattfinden. Kurzfristige Planungen müssen mit Augenmaß sowie Weitblick auf die langfristigen Ziele

der Energiewende und die Potenziale auch in der Bereitstellung industrieller Rohstoffe und im Wärmemarkt durchgeführt werden. **Projekte mit Pilotcharakter**, in denen gewerbliche, wissenschaftliche und öffentliche Akteure diese neue Infrastruktur planen, entwickeln und gemeinsam im Betrieb testen, sollten daher bereits heute gefördert werden. Beispiele für relevante Projektthemen sind die Zumischung von Wasserstoff zum Erdgasnetz, der Betrieb von reinen Wasserstoffteilnetzen, die Nutzung erneuerbaren Wasserstoffs in Raffinerieprozessen oder die Einbindung großer Wasserstofftankstellen mit Eigenerzeugung und Wasserstoffspeicher als stabilisierendes Element im Stromnetz.

Ein wichtiger und neuer Aspekt, der auch in der Bundespolitik bisher erst in Ansätzen adressiert wurde, ist dabei die Begleitung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch einen intensiven Diskurs zur **Kopplung zwischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektor sowie der Industrie**. Wasserstoff gehört hier zu den Schlüsselementen.

Die vorliegende Untersuchung zeigt, dass ein Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur bis 2030 aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung zunächst für den Verkehrssektor erfolgen sollte. Dabei würde eine weitgehende Befreiung der strombasierten Wasserstoffherzeugung von Stromnebenkosten (EEG-Umlage, Netznutzungsentgelte etc.) den Aufbau solcher Anlagen gezielt fördern. Es sollte gewährleistet sein, dass die **Wasserstoffherzeugung zunehmend über erneuerbare Energien** erfolgen kann und die resultierende erhöhte Stromnachfrage nicht zu zusätzlichen CO₂-Emissionen führt. Hierzu muss der konsequente Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Baden-Württemberg im Einklang mit Bundes- und europäischer Ebene fortgeführt werden. Dabei sollte sichergestellt werden, dass der Jahresstrombedarf für die Wasserstoffherzeugung zumindest bilanziell mit zusätzlichen erneuerbaren Energien abgedeckt werden kann.

Die Analysen in dieser Studie haben gezeigt, dass die Wasserstoffherzeugung in Baden-Württemberg unter der Maßgabe der Kostenoptimierung aus volkswirtschaftlicher Perspektive in einem signifikanten Maße auch durch außerhalb Baden-Württembergs erzeugten Strom erfolgen kann. Deshalb ist eine **konsequente Umsetzung der geplanten Netzausbaumaßnahmen** und dabei insbesondere der drei geplanten Nord-Süd-HGÜ-Leitungen

ein wesentliches Element, das nicht nur die Energiewende insgesamt, sondern auch speziell die Implementierung einer strombasierten Wasserstoffherzeugung wesentlich unterstützt.

Spezielle Anreize für die Nutzung der H₂-Produktion als flexible Last zur **besseren Integration der fluktuierenden Stromerzeugung** in das Energiesystem können dadurch geschaffen werden, dass einerseits die Mehrkosten aus der Herstellung des „grünen“ Wasserstoffs durch Fördermaßnahmen oder durch entsprechende Marktmechanismen gedämpft werden. Die Elektrolyseprozesse in der Wasserstoffumwandlung eignen sich sehr gut, um die Versorgungssicherheit im Stromsystem zu erhöhen, indem in Spitzenlastzeiten die Last durch den Netzbetreiber abgesenkt werden kann. Dadurch können mehr erneuerbare Energien in den Markt integriert und die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems erhöht werden. Hierfür muss regulatorisch sichergestellt werden, dass solche Systemdienstleistungen durch Elektrolyseure sinnvoll erbracht werden dürfen und entsprechend finanziell honoriert werden.

In einem zukünftigen von erneuerbarem Strom dominierten Energiesystem wird ein breites Spektrum an Technologien und Lösungen zum Einsatz kommen, um den Übergang vom fossilen in das erneuerbare Energiezeitalter verlässlich und wirtschaftlich zu gestalten. Wasserstoff kann aufgrund seiner breiten Anwendungsmöglichkeiten in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle einnehmen. Dazu bedarf es der Entwicklung einer schlüssigen politischen Strategie und begleitender Fördermaßnahmen mit hoher Kontinuität. Die Ergebnisse dieser Studie sollen Baden-Württemberg dabei helfen, diese Optionen rechtzeitig vorzubereiten.



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Vorgehensweise Mengenabschätzung Wasserstoff im Verkehr. _____	12	Abbildung 26:	Jahresdauerlinien der residualen Lasten (Gesamtlast minus erneuerbare Stromerzeugung) in den Regierungsbezirken Baden-Württembergs für die Stunden des Jahres 2030. _____	62
Abbildung 2:	Gesamtfahrzeugbestand in Baden-Württemberg im Jahr 2014. _____	13	Abbildung 27:	Summierte Abregelungen der fluktuierenden, erneuerbaren Stromerzeugung (Strommengen in TWh pro Jahr) in den Szenarien für Deutschland und Baden-Württemberg im Jahr 2030. _____	63
Abbildung 3:	Ausblick auf Fahrzeugbestände wasserstoffbetriebener Straßenfahrzeuge bezogen auf Baden-Württemberg für das Eckjahr 2020. _____	14	Abbildung 28:	Residuale Last (gesamte Last abzüglich Einspeisung aus Wind und PV) und der Einsatz von Elektrolyseuren in Baden-Württemberg beispielhaft in einer Woche des Jahres 2030 (ambitioniertes Basisszenario). _____	65
Abbildung 4:	Ausblick auf Fahrzeugbestände wasserstoffbetriebener Straßenfahrzeuge bezogen auf Baden-Württemberg für das Eckjahr 2030. _____	15	Abbildung 29:	Berechnete Korrelation unterschiedlicher Stromerzeuger mit dem Betrieb der Elektrolyseure im ambitionierten Szenario in Baden-Württemberg im Jahr 2030. _____	66
Abbildung 5:	Brennstoffzellenhybridbusse der aktuellen Generation. Oben: Solaris Urbino 18,75 Electric. Unten: Daimler Citaro FuelCELL-Hybrid. _____	18	Abbildung 30:	Erwartete Entwicklung der spezifischen Emissionen von Benzin- und Dieselfahrzeugen (eigene Berechnungen nach Kraftfahrzeugbundesamt und (DLR/IWES/IfNE 2012)). _____	68
Abbildung 6:	In Europa im Jahr 2015 eingesetzte Brennstoffzellenhybridbusse (FCH JU 2015). _____	19	Abbildung 31:	Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung und spezifische EE-Anteile der Elektrolyse im Basis-, ambitionierten und Flexibilitätsszenario. _____	69
Abbildung 7:	Designbild des Coradia LINT54, Basis für den zukünftigen brennstoffzellenbetriebenen Hybridtriebzug (Alstom). _____	23	Abbildung 32:	Aus den Modellierungen resultierende spezifische CO ₂ -Emissionen der Wasserstoffversorgung in Baden-Württemberg im Jahr 2030 für das Basisszenario. _____	70
Abbildung 8:	Brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge in Baden-Württemberg in der ambitionierten Abschätzung 2020 und 2030. _____	34	Abbildung 33:	Aus technischen Annahmen resultierende Unterschiede bei den potenziellen CO ₂ -Einsparungen der Wasserstoff-Pkw im Vergleich zur Benzin- und Diesel-Flotte im Jahr 2030. _____	71
Abbildung 9:	Endenergieverbrauch für Wasserstoff im Verkehr in Baden-Württemberg 2020 und 2030 in der ambitionierten Abschätzung. _____	34	Abbildung 34:	Residuale Spitzenlast in Baden-Württemberg im Jahr 2025 nach (DLR/IER 2015). _____	76
Abbildung 10:	Reifegradbewertung Technology Readiness Level (TRL) nach (EC 2014, PTJ oJ, BMBF 2013). _____	35	Abbildung 35:	Abschätzung des Beitrags der Elektrolyseure zur gesicherten Leistung in der Stromversorgung in Baden-Württemberg im Jahr 2030. _____	77
Abbildung 11:	Technischer Reifegrad der untersuchten Brennstoffzellenfahrzeuge heute und erwartete Entwicklung bis 2030. _____	36	Abbildung 36:	Abschätzung des maximalen Beitrags der Elektrolyseure zur gesicherten Leistung in der Stromversorgung in Baden-Württemberg im Jahr 2030 mit Ausblick bis 2040. _____	77
Abbildung 12:	Eingesetzte Grundstoffe zur Wasserstoffproduktion weltweit (Gesamtproduktion 2008 ca. 44,5 Mio. Tonnen), basierend auf (Schlag, 2009). _____	42	Abbildung 37:	Differenz der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030 nach Technologien zwischen Basisszenario und Szenario Flex- mit geringerem Netzausbau. _____	79
Abbildung 13:	Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Baden-Württemberg (basierend auf (GasNEP 2014)). _____	43	Abbildung 38:	Verhältnis von EE-Einspeisung zur Last in regionaler Auflösung in Baden-Württemberg im Jahr 2030. _____	81
Abbildung 14:	Vereinfachtes Anlagenschema einer PtH ₂ -Anlage mit PEM-Elektrolyse und einer PtCH ₄ -Anlage mit katalytischer Methanisierung (eigene Darstellung). _____	44	Abbildung 39:	Regelleistungsprodukte und Anforderungen an die Aktivierung. _____	84
Abbildung 15:	Verteilung des Wasserstoffabsatzpotenzials via Erdgasnetz im Jahr 2025. _____	46	Abbildung 40:	Technische Abgrenzung des Elektrolyse-H ₂ -Speicher-Systems. _____	89
Abbildung 16:	Verteilung des Aufkommens erneuerbaren Kohlendioxids aus Biomasse- und Biogasverstromungsanlagen. _____	47	Abbildung 41:	Übersicht über die Vorgehensweise im Rahmen der ökonomischen Bewertung der Geschäftsmodelle für ein prototypisches Elektrolyse-H ₂ -Speicher-System. _____	90
Abbildung 17:	Stromproduktion und spezifische CO ₂ -Emissionen in Baden-Württemberg entsprechend dem IEKK. _____	49	Abbildung 42:	Stündliche H ₂ -Nachfrageprofile für unterschiedliche Märkte. _____	93
Abbildung 18:	Szenario (Basisfall) der installierten Kraftwerksleistungen in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2030. _____	52	Abbildung 43:	Simulationsergebnisse: spezifische H ₂ -Bereitstellungskosten in den einzelnen Sektoren. _____	94
Abbildung 19:	Szenario (Basisfall) der installierten Kraftwerksleistungen in den vier Regierungsbezirken Baden-Württembergs bis zum Jahr 2030. _____	52	Abbildung 44:	Leistung und Auslastung der Elektrolyseanlagen für die einzelnen Sektoren für die optimierten Auslegungsfälle. _____	95
Abbildung 20:	Szenario (Basisfall) der stündlichen Stromlast und Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg beispielhaft für die ersten drei Wochen des Jahres 2030. _____	54	Abbildung 45:	Größe und jährliche Zyklenzahl der H ₂ -Speicher in einzelnen Sektoren. _____	96
Abbildung 21:	Szenario (Basisfall) der stündlichen Stromlast und Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg beispielhaft für drei Wochen im April des Jahres 2030. _____	55	Abbildung 46:	Speicherfüllstand im Pfad B (oben) sowie im Pfad E.2 (unten). _____	97
Abbildung 22:	Berechnete Stromerzeugung aus allen Energien in den Szenarien für Baden-Württemberg für das Jahr 2030. _____	58	Abbildung 47:	Energiebilanz Wasserstoffbereitstellung für die einzelnen Sektoren (direkte Lieferung = ohne H ₂ -Speicherung). _____	98
Abbildung 23:	Berechnete Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken in den Szenarien für Baden-Württemberg für das Jahr 2030. _____	58			
Abbildung 24:	Strommix Deutschland, Jahresstrommengen nach Technologien (Abbildung) und resultierender Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland und BW (Tabelle). _____	59			
Abbildung 25:	Berechnete stündliche Lastdeckung einschließlich des Exports/Imports und Einsatzes von Elektrolyseuren im ambitionierten Szenario (H ₂ Amb Base) in Baden-Württemberg beispielhaft für eine Woche im März des Jahres 2030. _____	61			

Kapitel 7

Abbildung 48:	Spezifische CO ₂ -Emissionen in den einzelnen Sektoren auf Basis des Strommix in Baden-Württemberg im Jahr 2030. _____	99	Tabelle 1:	Übersicht der Auswertungsergebnisse verschiedener Studien bezogen auf Baden-Württemberg. _____	14
Abbildung 49:	Spezifische H ₂ -Kosten im Rahmen der Szenarioanalyse. _____	100	Tabelle 2:	Auszug aktueller brennstoffzellenbetriebener Pkw. _____	17
Abbildung 50:	Spezifische H ₂ -Kosten bei synergetischer Anlagennutzung. _____	102	Tabelle 3:	Stadtbusse mit Brennstoffzellenantrieb (Kleinserien/Testbetrieb). _____	20
Abbildung 51:	Gesamte Synergieeffekte in Baden-Württemberg. _____	103	Tabelle 4:	Übersicht von Nutzfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb. _____	22
Abbildung 52:	Struktur des H ₂ -Tankstellennetzes in Baden-Württemberg im Jahr 2030. _____	105	Tabelle 5:	Schienenfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb: bekannte Erprobungsträger und Fahrzeuge im Testbetrieb weltweit sowie Triebzug in Entwicklung (Alstom). _____	23
Abbildung 53:	Mögliche Verteilung der H ₂ -Betankungsinfrastruktur für Pkw, Nutzfahrzeuge, Nahverkehrsbusse und Schienenfahrzeuge in Baden-Württemberg 2030. _____	105	Tabelle 6:	Angesetzte spezifische Verbräuche und Jahresfahrleistungen der Bestandsflotte. _____	25
Abbildung 54:	Geographische Verteilung der Distributionsinfrastruktur im Verkehrssektor in Baden-Württemberg. _____	108	Tabelle 7:	Szenariobeschreibung und Abschätzung des BZ-Pkw-Bestands sowie des Wasserstoffbedarfs. _____	27
Abbildung 55:	Leistung der Elektrolyse (oben) und Wasserstoffproduktion (unten) im Verkehrssektor in Baden-Württemberg. _____	109	Tabelle 8:	Szenariobeschreibung und Abschätzung des Bestands an Brennstoffzellenhybridbussen sowie des Wasserstoffbedarfs. _____	29
Abbildung 56:	Spezifische H ₂ -Gestehungskosten von Wasserstoff an Tankstellen in Baden-Württemberg nach Kostenarten (oben) und entlang der Wertschöpfungskette (unten). _____	110	Tabelle 9:	Szenariobeschreibung und Abschätzung des BZ-Lkw-Bestands sowie des Wasserstoffbedarfs. _____	31
Abbildung 57:	Sektorübergreifende CO ₂ -Emissionsminderungen im Jahr 2030 (gelb) durch Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor. _____	111	Tabelle 10:	Szenariobeschreibung und Abschätzung des Bestands an Brennstoffzellenhybrid-Triebzügen sowie des Wasserstoffbedarfs. _____	33
Abbildung 58:	Anteile der Verkehrsträger an den CO ₂ -Minderungen im Verkehr durch den Ersatz von Benzin- und Dieselfahrzeugen durch FCEV in Baden-Württemberg im Jahr 2030. _____	112	Tabelle 11:	Kriterien für die Auswahl eines PtG-Standorts mit Einspeisung ins Erdgasnetz. _____	45
Abbildung 59:	Investitionsvolumen in H ₂ -Infrastrukturtechnologien in Baden-Württemberg. _____	113	Tabelle 12:	Szenario (Basisfall) der Kraftwerksleistungen 2030 in GW. _____	51
			Tabelle 13:	Analyse exemplarischer standardisierter Wetterjahre: Wetterdaten von 2006 repräsentieren ein durchschnittliches, Wetterdaten von 2010 ein eher unterdurchschnittliches Wetterjahr. _____	53
			Tabelle 14:	Definition der Szenariovarianten für das Stromversorgungssystem. _____	56
			Tabelle 15:	Spezifische CO ₂ -Emissionen des Strommix 2030 in Baden-Württemberg und Deutschland. _____	60
			Tabelle 16:	Wasserstoffbedarf und genutzte EE- und Überschussstrommengen in Baden-Württemberg im ambitionierten Szenario im Jahr 2030. _____	64
			Tabelle 17:	Entwicklung der spezifischen CO ₂ -Emissionen der Wasserstoffmobilität, Studienergebnisse 2030 und Ausblick auf 2040 und 2050. _____	73
			Tabelle 18:	Leistungsgradienten und technische Mindestleistung in Abhängigkeit von der installierten Nennleistung P _N . _____	85
			Tabelle 19:	Techno-ökonomische Inputparameter einzelner Anlagenkomponenten. _____	91
			Tabelle 20:	Statistische Parameter der Strompreise im Jahr 2030. _____	92
			Tabelle 21:	Parametervariationen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse. _____	100
			Tabelle 22:	Tankstellengrößen. _____	104
			Tabelle 23:	Techno-ökonomische Inputparameter Lkw-Transport. _____	106
			Tabelle 24:	Techno-ökonomische Inputparameter für die Trailerbefüllung. _____	107
			Tabelle 25:	Gegenüberstellung der CO ₂ -Emissionsreduktion im Verkehr mit den zusätzlichen Emissionen im Stromsektor bei Substitution von konventionellen Fahrzeugen durch Wasserstofffahrzeuge in Baden-Württemberg im Jahr 2030. _____	112

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BAT	Batterie	KEP	Kurier-Express-Paket-Dienst
BEV	Battery Electric Vehicle	LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur	Lkw	Lastkraftwagen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
BW	Baden-Württemberg	MID	Mobilität in Deutschland
BZ	Brennstoffzelle	NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
BZH	Brennstoffzellenhybrid	NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
CADC	Common Artemis Driving Cycle	NPV	Net Present Value
CEP	Clean Energy Partnership	NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
CRRC	China Railway Rolling Stock Corporation Limited	OEM	Original Equipment Manufacturer (Erstausrüster)
DF	Dunkelflaute (Name eines der in dieser Studie untersuchten Strommarkt-Szenarien)	Pkw	Personenkraftwagen
DSK	Doppelschichtkondensator	PtG	Power-to-Gas
DSM	Demand Side Management (= Steuerung von Stromverbrauchern)	PtH ₂	Power-to-Hydrogen
EE	Erneuerbare Energien	PtCH ₄	Power-to-Methane-Gas
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	REEV	Range Extended Electric Vehicle
FC	Fuel Cell	SNF	Schweres Nutzfahrzeug
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle	SPNV	Schienenpersonennahverkehr
FCHEV	Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle	SWEG	Südwestdeutsche Verkehrs-Aktiengesellschaft
FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking	TCO	Total Cost of Ownership
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk	Tfz	Triebfahrzeug
H ₂	Wasserstoff	TRL	Technology Readiness Level
H ₂ O	Wasser	TTW	Tank to Wheel (Effizienz des Fahrzeugs „vom Tank bis zum Rad“)
ICE-DICI	Internal Combustion Engine – Direct Injection Compressed Ignition	WHVC	World Harmonized Vehicle Cycle
IEKK	Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden Württemberg	WLTP	World Harmonized Light Duty Vehicles Test Procedure
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt	WTW	Well to Wheel (gesamte Prozesskette „vom Bohrloch bis zum Rad“)
		zGG	Zulässiges Gesamtgewicht

LITERATURVERZEICHNIS

- 1 AbLaV 2012
Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, 2012, <http://www.gesetze-im-internet.de/ablav/index.html>, abgerufen am 11. November 2015
- 2 ALSTOM 2015a
Alstom, Brennstoffzellenbetriebener Hybridtriebzug Bethy, Präsentation vor der NIP-Vollversammlung am 01.06.2015 in Berlin, http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/DOWNLOAD/NIP-Vollversammlung_2015/Session_2/Verkehr2/Sprotte_BZbetriebenerHybridtriebzug.pdf, abgerufen am 17. August 2015
- 3 ALSTOM 2015b
Alstom, Pressemeldung 19.03.2015: Absichtserklärung über Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeugen für die Hermann-Hesse-Bahn unterzeichnet, <http://www.alstom.com/de/press-centre/2015/3/absichtserklärung-über-nutzung-von-brennstoffzellen-fahrzeugen-für-die-hermann-hesse-bahn-unterzeichnet/>, abgerufen am 18. August 2015
- 4 AW 2015
Automobilwoche, Strom, Wasserstoff, Hybrid: Busse mit alternativen Antrieben sind im Kommen, 29.07.2015, <http://www.automobilwoche.de/article/20150729/AGENTUR-MELDUNGEN/307299997/1075/strom-wasserstoff-hybrid-busse-mit-alternativen-antrieben-sind-im-kommen>, abgerufen am 25. August 2015
- 5 Ballard 2015
Ballard, Pressemeldung 28.09.2015: Ballard Inks \$6M Deal in China For First Global Deployment of Fuel Cell-Powered Trams, <http://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/news09281501.aspx>, abgerufen am 30. September 2015
- 6 Bauer et al. 2015
Bauer, W.; Rothfuss, F.; Dungs, J.; Herrmann, F.; Caclio, A.; Schmidt, S.; Brand, M.; Klausmann, F.; Borrmann, D.: Strukturstudie BW^e mobil 2015, Elektromobilität in Baden-Württemberg, 3. geänderte Auflage im Juni 2015, im Auftrag von e-mobil BW, 2015
- 7 Bertuccioli et al. 2014
Bertuccioli, L.; Chan, A.; Hart, D.; Lehner, F.; Madden, B.; Standen, E.: Study on development of water electrolysis in the EU, 7. November 2014
- 8 BMBF 2013
Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), Horizont 2020, Das Rahmenprogramm für Forschung und Innovation, Präsentation vom 13.12.2013, http://www.nks-lebenswissenschaften.de/131214_H2020_PO.pdf, abgerufen am 28. August 2015
- 9 BNetzA 2011
Bundesnetzagentur: Monitoring-Bericht 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 11. November 2015
- 10 Bonhoff 2012
Bonhoff, K.: Preparing for a hydrogen infrastructure in Germany, http://www.theicct.org/sites/default/files/Klaus%20Bonhoff_H2Mobility.pdf, abgerufen am 1. September 2015
- 11 Brokate et al. 2013
Brokate, J.; Özdemir, E. D.; Kugler, U.: Der Pkw-Markt bis 2040: Was das Auto von morgen antreibt, Szenario-Analyse im Auftrag des Mineralölwirtschaftsverbandes, erstellt vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Fahrzeugkonzepte, 2013
- 12 Bünger, Stiller 2009
Bünger, U.; Stiller, C.: „The Hydrogen Infrastructure Venture Support Tool“, München-Ottobrunn, Februar 2009 (www.h2invest.com)
- 13 Bünger et al. 2011
Bünger, U.; Michalski, J.; Raksha, T.; Weindorf, W.: EE zu H₂ – Integration von erneuerbaren Energien und H₂-Elektrolyse in Deutschland und Baden-Württemberg. Studie der LBST für die Energie Baden Württemberg (EnBW), Dezember 2011
- 14 Bünger et al. 2015
Bünger, U.; Michalski, J.; Crotogino, F.; Kruck, O.: Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications. Compendium of Hydrogen Energy Volume 4: Hydrogen Use, Safety and the Hydrogen Economy, Hrsg. Ball, M.: Basile, A.; Veziroglu, T.N.: Woodhead Publishing, Cambridge 2015
- 15 CHIC 2014
CHIC Project, 2014, CHIC at European Electric Vehicle Congress, <http://chic-project.eu/newsevents/news/eu-news/chic-at-european-electric-vehicle-congress>, abgerufen am 18. August 2015
- 16 CHIC 2015
CHIC Project, 2015, TEN-T Days declaration: 30 European cities commit to deploy hundreds of fuel cell electric buses, <http://chic-project.eu/newsevents/news/ten-t-days-declaration-30-european-cities-commit-to-deploy-hundreds-of-fuel-cell-electric-buses>, abgerufen am 20. August 2015
- 17 Daimler 2013
Mehr Schub für die Brennstoffzellentechnologie: strategische Kooperation der Daimler AG und Renault-Nissan Allianz trifft Abkommen mit Ford, <http://www.daimler.com/dccom/0-5-7171-49-1569731-1-0-0-0-0-8-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0.html>, abgerufen am 21. Juli 2015
- 18 Daimler 2015
Schub für Wasserstoff-Antrieb: Daimler baut nächsten Mercedes GLC ab 2017 mit Brennstoffzelle, 28. November 2015, in <http://www.automobilwoche.de/article/20151128/NACHRICHTEN/151129951/daimler-baut-nachsten-mercedes-glc-ab-2017-mit-brennstoffzelle#VlxhlfkveUI>, abgerufen am 11. Dezember 2015
- 19 den Boer et al. 2013
den Boer, E. (CE Delft); Aarnink, S. (CE Delft); Kleiner, F. (DLR); Pagenkopf, J. (DLR): Zero emissions trucks, An overview of state-of-the-art technologies and their potential, Delft, CE Delft, 2013
- 20 dena 2012
dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030. Deutsche Energieagentur (dena), 2012
- 21 dena 2014
dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Deutsche Energieagentur (dena), 2014
- 22 DLR & Infas 2008
Mobilität in Deutschland, Verkehrserhebung, 2008
- 23 DLR/IER 2015
Borggreve, F.; Pregger, T.; Gils, H. C. et al.: Kurzstudie Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 – unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten. DLR Institut für Technische Thermodynamik und IER Universität Stuttgart, im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Februar 2015
- 24 DLR/IWES/IfNE 2010
Nitsch, J.; et al.: Leitstudie 2010. Zwischenbericht zum Projekt „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“. DLR/FhG IWES/IfNE im Auftrag des BMU, FKZ 03MAP146, 2010
- 25 DLR/IWES/IfNE 2012
Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Luca de Tena, D.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schinn, R.; Page, C.; Hahn, H.; Wickert, M.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht DLR/FhG IWES/IfNE im Auftrag des BMU FKZ 03MAP146, März 2012
- 26 DLR/FhG ISE/IfHT 2012
Pregger, T.; Luca de Tena, D.; O’Sullivan, M.; Roloff, N.; Schmid, S.; Propfe, B.; Hülsebusch, D.; Wille-Hausmann, B.; Schwunk, S.; Wittwer, C.; Pollok, T.; Krahl, S.; Moormann, A.: Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen. Projektbericht, gefördert durch das BMWi, Juli 2012, <http://elib.dlr.de/77130/1/BMWi0328005A-C.pdf>
- 27 DLR 2014
Scholz, Y.; Gils, H.C.; Pregger, T.; Heide, D.; Cebulla, F.; Cao, K.K.; Hess, D.; Borggreve, F.: Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. Projektbericht, gefördert durch das BMWi, Juni 2014, http://elib.dlr.de/93240/1/BMWi_Lastausgleich_Schlussbericht_Juni%202014.pdf

- 28 DLR 2015a
DLR.de, Elektrisches Fliegen: Flughafen Stuttgart fördert DLR-Forschung mit 180.000 €, http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10176/372_read-15106/#/gallery/20745, abgerufen am 18. November 2015
- 29 DLR 2015b
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Raumfahrtantriebe: „H₂orizon – Handout“, September 2015
- 30 EC 2013
Trends to 2050 – Reference Scenario 2013. European Commission, Directorate-General (DG) for Energy, DG for Climate Action and DG for Mobility and Transport, <http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf>
- 31 EC 2014
Technology readiness levels (TRL), Annex G of the Horizon 2020 – Work Programme 2014–2015, Commission Decision C(2014)4995, http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf, abgerufen am 28. August 2015
- 32 ECL 2012
E-City-Logistik, Referenzhandbuch, KEP-Dienstleistungen und Filialbelieferung mit E-Fahrzeugen in der Modellregion Elektromobilität Berlin/Potsdam, unveröffentlichter Bericht, 2012
- 33 EK 2014
Eisenbahn-Kurier, Eisenbahn-Kurier-Aspekte 36, 3. Quartal 2014, Eisenbahnfahrzeuge 2014, DB-Lokomotiven und Triebwagen
- 34 e-mobil BW 2013
e-mobil BW: „Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität – Entwicklungsstand und Forschungsbedarf“, Stuttgart, März 2013
- 35 e-mobil BW 2014
e-mobil BW: „Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende – Entwicklungsstand und Perspektiven“, Stuttgart, Juni 2014
- 36 Energiekonzept 2010
„Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.“ BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin, 28. September 2010
- 37 ENTSO-E 2014
European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Ten-Year Network Development Plan 2014. <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>
- 38 EnWG 2005
Energiewirtschaftsgesetz 2005, http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html, abgerufen am 11. November 2015
- 39 FAZ 2015
FAZ.net: Brennstoffzellen-Antrieb. Wasserstoff ist der neue Sprit, 17.11.2015, http://www.faz.net/aktuell/technik-motor/auto-verkehr/wasserstoff-autos-von-toyota-honda-mit-brennstoffzellen-13912571-p2.html?printPageArticle=true#pageIndex_2, abgerufen am 18. November 2015
- 40 FCH JU 2014
Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking, 2014, Letter of Understanding On the Development and Market Introduction of Fuel Cell Buses, <http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Content-letter%20of%20understanding.compressed.pdf>, abgerufen am 20. August 2015
- 41 FCH JU 2015
Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking, 2015, Call for Tenders N° FCH/OP/Contract 145, Tender Specifications, Management of a Joint Procurement Strategy for Fuel Cell Buses, <http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/BUS%20Joint%20procurement%20strategy%20%28ID%202669702%29%20%28ID%202731681%29.pdf>, abgerufen am 19. August 2015
- 42 GasNEP 2014
Die Ferngasnetzbetreiber: „Netzentwicklungsplan Gas 2014“, Berlin, 28. Januar 2015
- 43 Gils 2014
Gils, H.C.: Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. Energy, 67(0): 1–18, 2014
- 44 Gils 2016
Gils, H.C.: Economic potential for future demand response in Germany – Modeling approach and case study. Applied Energy, 162: 401-415, 2016
- 45 Hamacher 2014
Hamacher, T.: Wasserstoff als strategischer Sekundärenergieträger, in: Töpler, J.; Lehmann, J. (Hrsg.): Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014
- 46 HAN 2015
Handelsblatt, Autohersteller will elektrischen Bus in Serie bringen, 24.04.2015, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/daimler-autohersteller-will-elektrischen-bus-in-serie-bringen/11685142.html>, abgerufen am 27. August 2015
- 47 Hill et al. 2011
Hill, N.; Finnegan, S.; Norris, J.; Brannigan, C.; Wynn, D.; Baker, H.; Skinner, I.: Reduction and Testing of Greenhouse Gas (GHG) Emissions from Heavy Duty Vehicles – LOT1: Strategy, Prepared by AEA and Ricardo for European Commission – DG Climate Action, DG ENV. 070307/2009/548572/SER/C3, 22. Februar 2011
- 48 Hill et al. 2012
Hill, N.; Varma, A.; Harries, J.; Norris, J.; Duncan, K.: A review of the efficiency and cost assumptions for road transport vehicles to 2050, AEA/R/ED57444, AEA, 2012
- 49 HIT 2014
Weeda, M.; de Wilde, H.; Wurster, R.; Bünger, U.; Schaap, G.; Wallmark, C.; Mulder, F.: Towards a comprehensive hydrogen infrastructure for fuel cell electric cars in view of EU GHG reduction targets. Public communication from the HIT project, funded by the European Commission, 2014
- 50 Honda 2015
FCV Concept, Zero Emissions, Infinite Possibilities, <http://automobiles.honda.com/honda-fcv/>, abgerufen am 2. Oktober 2015
- 51 Hoffrichter 2013
Hoffrichter, A.: Hydrogen as an Energy Carrier for Railway Traction, Dissertation, University of Birmingham, April 2013
- 52 Hua et al. 2014
Hua, T.; Ahluwalia, R.; Eudy, L.; Singer, G.; Jermer, B.; Asselin-Miller, N.; Wessel, S.; Patterson, T.; Marcinkoski, J.: Status of hydrogen fuel cell electric buses worldwide, in: Journal of Power Sources 269 (2014), S. 975–993
- 53 Hyer 2015
European Association for Hydrogen and fuel cells and Electromobility in European Regions (Hyer), Symbio FCell delivers first 5 Kangoo ZE electric utilities with fuel cell range-extenders in La Manche, abgerufen am 23. Juli 2015
- 54 HySOL 2014
hySOLUTIONS GmbH, Wasserstoff im ÖPNV in Hamburg, Informationsworkshop „Wasserstoffbusse“, Präsentation, 15.05.2014
- 55 Hyundai 2014
Hyundai ix35 Fuel Cell, <http://www.hyundai-presselounge.de/index.phtml?FOLDERID=1153>, abgerufen am 25. September 2014
- 56 Hyundai 2015
Der Hyundai ix35 Fuel Cell, <http://www.hyundai.de/Modelle/Alle-Modelle/ix35-Fuel-Cell.html>, abgerufen am 1. Oktober 2015
- 57 IEA 2015
Internationale Energieagentur (IEA): Technology Roadmap, Hydrogen and Fuel Cells, <https://www.iea.org/publications/free-publications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>, abgerufen am 3. September 2015
- 58 IEKK 2014
Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). Beschlussfassung: 15. Juli 2014. Landesregierung Baden-Württemberg
- 59 IFEU 2003
IFEU, 2003, Energy savings by light-weighting – Final report, IFEU Institut Heidelberg
- 60 ITP 2006
ITP Intraplan Consult GmbH, 2006, Standardisierte Bewertung von Verkehrswegeinvestitionen des öffentlichen Personennahverkehrs und Folgekostenrechnung – Anhang 1 – Datenvorgaben, Kosten- und Wertansätze, im Auftrag des BMVBS, Stand 2006
- 61 Jauslin Stebler 2013
Jauslin Stebler AG, Muttenz, Schweiz: Erdgas-Röhrenspeicher Urdorf; 2013; <http://www.jauslinstebler.ch/VGA/VEM/projekte/erdgas-roehrenspeicher-urdorf.html>

- 62 JEC 2013
Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. Tank-to-Wheels Report Version 4.0. Edited by A. Huss, H. Maas and H. Hass. Ispra (VA), Italy: Joint Research Centre, EUCAR, CONCAWE collaboration. Report EUR 26027 EN, July 2013. url: http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/report_2013/ttw_report_v4_july_2013_final.pdf
- 63 JEC 2014
Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context: WELL-TO-TANK Appendix 2 – Version 4a; JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration; Report EUR 26237 EN, April 2014. url: <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>
- 64 JRC 2011
Joint Research Center (JRC), Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, TTW Appendix 1, Vehicle retail price estimation, Europäische Kommission, 2011
- 65 Karius 2015
Karius, A.: Brennstoffzellen-BMW: Mehr als 500 Kilometer Reichweite, <http://www.automobil-produktion.de/2015/07/brennstoffzellen-bmw-mehr-als-500-kilometer-reichweite/>, Automobil Produktion, abgerufen am 3. September 2015
- 66 KBA 2014a
Kraftfahrt-Bundesamt, Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahrzeuganhängern, 1. Januar 2014, FZ 15
- 67 KBA 2014b
Kraftfahrt-Bundesamt, Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, 1. Januar 2014, FZ 13
- 68 KBA 2015
Kraftfahrtbundesamt (KBA), http://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/2013/verkehr_in_kilometern_node.html;jsessionid=902632415FD28522B037B6DDEE2151071.live1043, abgerufen am 19. August 2015
- 69 Klauenberg 2014
Klauenberg, J.: Zukunft innerstädtischer Lieferverkehre, Elektro-Mobilität im Wirtschaftsverkehr, Elektro-Lastenräder im Kurierdienst, 42.14 Städtebau und Verkehr, 20. Mai 2014
- 70 Krieg 2012
Krieg, D., Forschungszentrum (FZ) Jülich: Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff; 2012
- 71 LBST 2015
Bünger, U.; Schmidt, P.: LBST-Analyse (unveröffentlicht), April 2015
- 72 Motoring 2015
Hyundai locks in hydrogen future, <http://www.motoring.com.au/news/2015/hyundai/hyundai-locks-in-hydrogen-future-54046>, abgerufen am 28. September 2015
- 73 McKinsey 2010
Ein Portfolio von Antriebssystemen für Europa: Eine faktenbasierte Analyse 2010, im Auftrag verschiedener Unternehmen und Organisationen durchgeführt, analytisch unterstützt durch McKinsey und ins Deutsche übersetzt durch die Nationale Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), McKinsey & Company 2010
- 74 McKinsey 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, <http://www.fch.europa.eu/news/fch-ju-launches-its-study-urban-buses-alternatives-powertrains-europe>, abgerufen am 21. September 2015
- 75 Mohrdieck et al. 2014
Mohrdieck, C.; Venturi, M.; Breitrück, K. und Schulze, H.: Mobile Anwendungen, in: Töpler, J.; Lehmann, J. (Hrsg.): Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014
- 76 MVI 2014
Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg, Pressemeldung 24.09.2014: Minister Hermann unterzeichnet Absichtserklärung mit Alstom über Einsatz von Brennstoffzellen-Schienenfahrzeugen, <https://mvi.baden-wuerttemberg.de/de/ministerium/presse/pressemitteilung/pid/alstom-unterzeichnet-erste-absichtserklaerungen-ueber-den-einsatzvon-neuen-emissionsfreien-schienen/>, abgerufen am 18. August 2015
- 77 Navigant 2014
Navigant Research: „Shifting Its Fleet, Toyota Strives for ZEV Mandates“, Juni 2014, <https://www.navigantresearch.com/blog/shifting-its-fleet-toyota-strives-for-zev-mandates>
- 78 NEP 2014
Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. November 2014, http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf, abgerufen am 11. Oktober 2015
- 79 Next 2015
www.next-kraftwerke.de, abgerufen am 11. November 2015
- 80 Pagenkopf, Kaimer 2014
Pagenkopf, J.; Kaimer, S. (2014), Potentials of Alternative Propulsion Systems for Railway Vehicles: A Techno-Economic Evaluation. Ninth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), 25.–27. März 2014, Monte-Carlo, Monaco
- 81 PlanDelyKaD 2015
Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff – Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, KBB Underground Technologies GmbH, Februar 2015
- 82 PTJ oJ
Projektträger Jülich (PTJ), Definition des Technologischen Reifegrades (in Anlehnung an die TRL-Definition der NASA), https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/_items/item_5502/definition_des_technologischen_reifegrades.pdf, abgerufen am 28. August 2015
- 83 RG 2015
Railway Gazette, CSR unveils hydrogen fuel cell tram, 23.03.2015, <http://www.railwaygazette.com/news/news/asia/single-view/view/csr-unveils-hydrogen-fuel-cell-tram.html>, abgerufen am 27. August 2015
- 84 Schiller, Friedrich 2014
Schiller, G.; Friedrich, A.: Wasserstoff und Brennstoffzellen, BWK Bd. 66 (2014) Nr. 4, 2014
- 85 Scholz 2012
Scholz, Y.: Renewable energy based electricity supply at low costs – Development of the REMix model and application for Europe. Dissertation an der Universität Stuttgart, DLR Institut für Technische Thermodynamik, 2012
- 86 Schott et al. 2012
Schott, B.; Püttner, A.; Bickel, P.; Salzer, J.; B, A.; Schlumberger, G.; Brellochs, J.; Steiert, S.; Huck, C.: Energieträger der Zukunft, Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg, im Auftrag von e-mobil BW, 2012
- 87 Schlag 2009
Schlag, S.: The Future of Hydrogen. Vortrag von SRI Consulting, 2009 Platinum Seminar Series, Zürich, 2009
- 88 SLA BW 2013
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: „Verkehr in Baden-Württemberg 2012“, Artikel-Nr. 3568 12001
- 89 SLA BW 2014
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: „Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern am 1. Januar 2014“, aus Statistische Berichte Baden-Württemberg, Artikel-Nr. 3563 14001
- 90 SLA BW 2014a
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Bestand an Kraftfahrzeugen in Baden-Württemberg seit 1950, <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1503.asp>, abgerufen am 2. September 2015

- 91 SLA BW 2014b
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Bestand an Nutzfahrzeugen und Kraftomnibussen in Baden-Württemberg seit 2000 nach Emissionsgruppen, <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/v5a02.asp>, abgerufen am 2. September 2015
- 92 SLA BW 2015
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: „Strom- und Gasverbrauch“ Stand April 2015, <https://www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1001.asp> abgerufen am 9. Juli 2015
- 93 Smolinka et al. 2013
Smolinka, T.; Voglstätter, C.; Sicha, E.: Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität, Entwicklungsstand und Forschungsbedarf, im Auftrag von e-mobil BW, 2013
- 94 Solberg 2015
Solberg, P.: Toyota Magazin, Die Zukunft hat begonnen, Fahrbericht Mirai, <http://www.toyota-magazin.de/>, abgerufen am 2. Oktober 2015
- 95 Süddeutsche 2015
Süddeutsche Zeitung online: Toyota Mirai im Fahrbericht. Den anderen voraus – schon wieder, <http://www.sueddeutsche.de/auto/toyota-mirai-im-fahrbericht-den-anderen-voraus-schon-wieder-1.2702825>, abgerufen am 4. November 2015
- 96 SWP 2015
Südwest Presse online: Erste E-Busse für Hall, 12.08.2015, http://www.swp.de/schwaebisch_hall/lokales/schwaebisch_hall/art1188139,3375091#, abgerufen am 27. August 2015
- 97 Symbio 2015
Symbio FCell, <http://www.symbiofcell.com/en/>, abgerufen am 27. August 2015
- 98 Toyota 2015
Erster Toyota Mirai ausgeliefert, Akio Toyoda übergibt Brennstoffzellenfahrzeug an japanischen Premierminister, <https://www.toyota.de/news/details-2015-06.json>, abgerufen am 17. August 2015
- 99 Toyota 2015a
Toyota Mirai ist verbrauchsärmstes Serien-Brennstoffzellenfahrzeug, <https://www.toyota.de/news/details-2015-43.json>, abgerufen am 20. August 2015
- 100 Umweltbundesamt 2014
Umweltbundesamt: Umweltzonen weiterentwickeln, 13.11.2014, <http://www.umweltbundesamt.de/themen/umweltzonen-weiterentwickeln>, abgerufen am 17. September 2015
- 101 WELT 2013
DIE WELT, Wasserstoff-Antrieb, Hyundai bringt das Brennstoffzellen-Auto in Serie, <http://www.welt.de/motor/article116910490/Hyundai-bringt-das-Brennstoffzellen-Auto-in-Serie.html>, abgerufen am 21. Juli 2015
- 102 WELT 2015a
DIE WELT, Das ist das erste Flugzeug mit Brennstoffzellen, <http://www.welt.de/wissenschaft/article148903004/Das-ist-das-erste-Flugzeug-mit-Brennstoffzellen.html>, abgerufen am 18. November 2015
- 103 WELT 2015b
DIE WELT, Europastart in drei Märkten, Toyota Mirai, <http://www.welt.de/motor/news/article138141831/Toyota-Mirai.html>, abgerufen am 21. Juli 2015
- 104 Wermuth et al. 2012
Wermuth, M.; Neef, C.; Wirth, R.; Hanitz, I.; Löhner, H.; Hautzinger, H.; Stock, W.; Pfeiffer, M.; Fuchs, M.; Lenz, B.; Ehrler, V.; Schneider, S.; Heinzmann, H.-J.: Erhebung zum motorisierten Wirtschaftsverkehr in Deutschland 2009/2010 („Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KID 2010)“, <http://daten.clearingstelle-verkehr.de/240/9/KiD2010-Schlussbericht.pdf>, abgerufen am 10. August 2015

Publikationen der e-mobil BW



Das Schaufenster Baden-Württemberg elektrisiert – Ergebnisse. Erkenntnisse. Ausblick.

Die Broschüre präsentiert alle Projekte des baden-württembergischen Schaufensters Elektromobilität LivingLab BW[®] mobil und weitere damit verbundene Aktivitäten. Anhand von neun zentralen Themenfeldern für die Mobilität der Zukunft werden Ergebnisse und Erkenntnisse sowie die beteiligten Projektpartner vorgestellt.



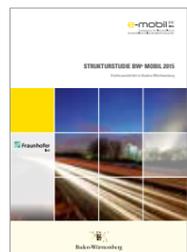
Automatisiert. Vernetzt. Elektrisch. Potenziale innovativer Mobilitätslösungen für Baden-Württemberg

Die Studie gibt einen umfassenden Überblick zum aktuellen Stand bei Technologie, laufenden Forschungsaktivitäten, Auswirkungen auf das Straßenverkehrssystem und rechtlichen Rahmenbedingungen im Bereich automatisiertes und vernetztes Fahren. Sie zeigt wesentliche Handlungsfelder und Forschungsbedarfe auf.



Elektromobilität weltweit – Baden-Württemberg im internationalen Vergleich

Die Studie gibt einen Überblick über die Entwicklung nachhaltiger Mobilitäts-technologien an maßgeblichen Technologie- und Forschungsstandorten in Europa, Nordamerika und Asien und vergleicht diese mit der Entwicklung am Standort Baden-Württemberg. Dabei werden Chancen und Risiken des Technologiewandels für baden-württembergische Akteure identifiziert und Handlungsempfehlungen formuliert.



Strukturstudie BW[®] mobil 2015 – Elektromobilität in Baden-Württemberg

Die Studie gibt einen umfassenden, gegenüber den beiden vorherigen Ausgaben aktualisierten Überblick über bedeutende Themenfelder der Elektromobilität. Dazu zählen technische Komponenten und Systeme, Wertschöpfungs- und Beschäftigungsentwicklungen mit besonderem Fokus auf Baden-Württemberg sowie Einschätzungen und Erfahrungen seitens Wirtschaft, Politik und Anwendern.



Entwicklung der Beschäftigung im After Sales – Effekte aus der Elektromobilität

Die Studie befasst sich mit den Auswirkungen der Elektrifizierung auf das After Sales, und zwar insbesondere im Hinblick auf die zu erwartenden Beschäftigungseffekte. Mit Hilfe von drei Referenzszenarien werden unterschiedliche quantitative und qualitative Auswirkungen im Kraftfahrzeuggewerbe und in der Teileindustrie erforscht. Zudem werden verschiedene Anpassungsstrategien aufgezeigt.



Elektromobilität in Kommunen – Auf dem Weg in eine nachhaltige Zukunft

Modellkommunen zeigen, wie es geht: Engagiert, ideenreich und mit großer Durchsetzungskraft haben die drei Modellkommunen der e-mobil BW – Ludwigsburg, Offenburg und Schwäbisch Gmünd – in den letzten vier Jahren an nachhaltigen Mobilitätslösungen für „ihre“ Stadt gearbeitet. Die Broschüre stellt ihre Best-Practice-Beispiele und Erfolgsgeschichten vor.



Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende – Entwicklungsstand und Perspektiven

Ziel der Studie ist die Darstellung der mit Wasserstoff, Brennstoffzellen und Energiespeicherung verbundenen Entwicklungen und Entwicklungspläne im Gesamtkontext der Energiewende. Im Fokus stehen mobile und stationäre Anwendungen sowie Energieproduktion und -speicherung. Aus der vergleichenden Analyse aktueller Studien werden grundlegende Handlungsempfehlungen erarbeitet.



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 Bildungslandschaft 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.



Systemanalyse BW[®] mobil 2013 – IKT- und Energieinfrastruktur für innovative Mobilitätslösungen in Baden-Württemberg

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



Neue Wege für Kommunen – Elektromobilität als Baustein zukunftsfähiger kommunaler Entwicklung in Baden-Württemberg

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.



Publikationen der e-mobil BW



Spanende Bearbeitung von Leichtbauwerkstoffen – Einführung und Überblick

Die Potenzialanalyse 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 – Forschungskompetenz 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 elf außeruniversitäre Forschungsinstitute, 28 Universitätsinstitute und 13 Hochschulen für angewandte Forschung, deren Aktivitäten und Kompetenzen für die Entwicklung und Herstellung leichter Strukturen erforderlich sind.



LivingLab BW[®] mobil – Projektübersicht

Die Broschüre stellt alle Projekte des baden-württembergischen Schaufensters Elektromobilität LivingLab BW[®] mobil im Detail vor.



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.



Imagebroschüre e-mobil BW GmbH Starten wir jetzt in die elektromobile Zukunft

Die Imagebroschüre der Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg e-mobil BW GmbH informiert kurz und kompakt über die Tätigkeitsbereiche der Innovationsagentur.

🇬🇧 Auch als englische Version verfügbar.



Infolyer – Cluster Brennstoffzelle BW

Der Flyer informiert kurz und kompakt über die Vision, Ziele und Zielgruppen des Clusters Brennstoffzelle BW.

🇬🇧 Der Infolyer ist zweisprachig (deutsch/englisch).



Infolyer – Cluster Brennstoffzelle BW

Auf einen Blick: Im Infolyer erhalten Sie einen schnellen Überblick über die Ziele und Leistungen sowie die Vision und Partner des Clusters Brennstoffzelle BW.

🇬🇧 Der Infolyer ist zweisprachig (deutsch/englisch).



Infolyer – Schaufenster Elektromobilität LivingLab BW[®] mobil

Nachhaltige Mobilität erfahrbar machen: Der Infolyer informiert kurz und auf den Punkt über das baden-württembergische Schaufenster Elektromobilität LivingLab BW[®] mobil.



Infolyer – e-mobil BW GmbH Starten wir jetzt in die elektromobile Zukunft

Auf einen Blick: In dem Infolyer finden Sie kurz und kompakt die Ziele und Leistungen der e-mobil BW – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg GmbH.

🇬🇧 Der Infolyer ist zweisprachig (deutsch/englisch).



Infolyer – Cluster Elektromobilität Süd-West

Der Spitzencluster auf einen Blick: Im Infolyer erhalten Sie einen schnellen Überblick über die Ziele und Leistungen sowie die Vision und Partner des Clusters Elektromobilität Süd-West.

🇬🇧 Der Infolyer ist zweisprachig (deutsch/englisch).



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)
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg

Autoren

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH:
Dr. Uwe Albrecht, Dr. Ulrich Bünger, Jan Michalski, Werner Weindorf, Jan Zerhusen
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Institut für Technische Thermodynamik:
Frieder Borggreffe, Dr. Hans Christian Gils, Dr. Thomas Pregger
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Institut für Fahrzeugkonzepte:
Florian Kleiner, Johannes Pagenkopf, Dr. Stephan Schmid

Redaktion und Koordination der Studie

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

Layout/Satz/Illustration

markentrieb
Die Kraft für Marketing und Vertrieb

Fotos

Umschlag: Daniel Rohr, www.danielrohr.ch
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

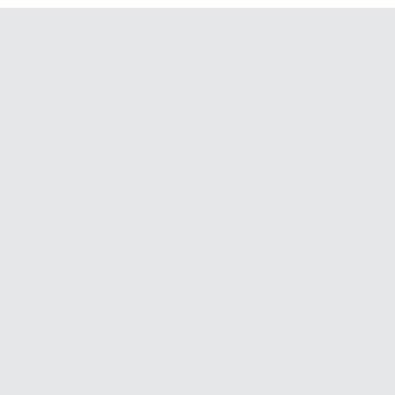
Februar 2016

© 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

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Autoren. 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

