



Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende

Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff:
Zwei Seiten der gleichen Medaille

Impressum

Herausgeber Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Vernetzte Energiesysteme
Carl-von-Ossietzky-Straße 15
26129 Oldenburg

Telefon: +49 441 99906 318
E-Mail: nadine.jacobs@dlr.de

beteiligte Institute Institut für Vernetzte Energiesysteme
Institut für Verkehrsforschung
Institut für Verbrennungstechnik
Institut für Technische Thermodynamik
Institut für Fahrzeugkonzepte
Institut für Maritime Energiesysteme
Institut für Solarforschung
Institut für CO₂-arme Industrieprozesse

Autoren Prof. Dr. Carsten Agert
Dr. Urte Brand
Özcan Deniz, M.Sc.
Dr. Alexander Dyck
Dipl.-Geoökol. Simone Ehrenberger
Dr. Hans Christian Gils
Juan Camilo Gomez Trillos, M.Sc.
Dipl.-Chem. Nadine Jacobs
Tobias Junne, M.Sc.
Prof. Dr. Josef Kallo
Dr. Michael Kröner
Dr. Peter Kutne
Dr. Tom Lorenz
Dr. Tobias Naegler
Matthias Oswald, M.Sc.
Johannes Pagenkopf, M.Sc.
Dr. Thomas Pregger
Prof. Dr. Uwe Riedel
Dr. Sonja Simon
Felix Steck, M.Sc.
Dr. Thomas Vogt
Dipl.-Ing. (FH) Marco Zobel

Redaktion Heinke Meinen

Veröffentlichung 1. Auflage
September 2020

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Die vorliegende Veröffentlichung „Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille“ ist der zweite Teil der DLR-Studie „Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Im ersten Teil „Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung“ wurden bereits die Schwerpunkte „Wasserstoff-erzeugung“, „Transport und Speicherung“ sowie „Potenziale, Skalierbarkeit und Perspektiven“ vertiefend dargestellt.

Kapitel 1 Einleitung.....	5
Kapitel 2 Wasserstoff-Einsatzfelder.....	8
2.1 Verkehr.....	8
2.1.1 Individualverkehr.....	8
2.1.2 Öffentlicher Personennahverkehr.....	9
2.1.3 Schwerlastverkehr.....	10
2.1.4 Schienenverkehr.....	10
2.1.5 Maritime Anwendungen.....	11
2.1.6 Luftfahrt.....	12
2.2 Strom.....	13
2.2.1 Brennstoffzellen.....	13
2.2.2 Verbrennungsmotoren.....	13
2.2.3 Gasturbinen.....	14
2.3 Wärme.....	15
2.3.1 Direkte Verbrennung.....	15
2.3.2 Kraft-Wärme-Kopplung.....	16
2.4 Industrie.....	16
2.4.1 Stahlproduktion.....	17
2.4.2 Ammoniak und Harnstoff.....	18
2.4.3 Synthetische Kraftstoffe.....	19

Inhaltsverzeichnis

Kapitel 3 Wasserstoff als Schlüssel zur Sektorenkopplung.....	21
3.1 Sektorenkopplung.....	21
3.2 Wasserstoff-Infrastrukturen im sektorengesetzten Energiesystem.....	25
Kapitel 4 Technische Sicherheit und Infrastruktur.....	27
4.1 Netzinfrastruktur.....	27
4.2 Industrielle Anwendungen.....	29
4.3 Tankstellen und Fahrzeuge.....	29
4.4 Gebäude.....	31
Kapitel 5 Verfügbarkeit kritischer Materialien und umweltrelevante Implikationen.....	32
5.1 Bedarf an kritischen Materialien von Wasserstofftechnologien.....	32
5.2 Indirekte Luftschadstoffemissionen der Wasserstoffnutzung im Verkehr.....	34
5.3 Umweltwirkungen von Wasserstoff-Emissionen.....	35
5.4 Umweltwirkungen im Lebenszyklus von wasserstoff- betriebenen Fahrzeugen.....	36
Kapitel 6 Fazit und Empfehlungen.....	39
Literaturverzeichnis.....	42

Kapitel 1 Einleitung

Um das Ausmaß des anthropogenen Klimawandels zu minimieren, benötigen wir einen fundamentalen Wandel in der Energieversorgung. Ein Kernaspekt zur Gestaltung dieser Transformation ist die Identifizierung nachhaltig nutzbarer Energieträger für ein postfossiles Wirtschaftssystem. Vor diesem Hintergrund gilt Wasserstoff als Schlüsselbaustein der Energiewende. Über welches immense Potenzial Wasserstoff verfügt, wie er effizient und nachhaltig hergestellt sowie genutzt und ökonomisch vorteilhaft in den Markt eingeführt werden kann, dokumentiert das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in der zweiteiligen Studie „Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende“. Der erste Teil hat sich mit den Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung befasst. Im Fokus standen dabei zunächst die Erzeugung von sogenanntem grünen Wasserstoff. Zur einfachen Unterscheidung des jeweiligen Herstellungspfades werden dem Wasserstoff derzeit folgende Bezeichnungen zugeordnet:

- Grauer Wasserstoff steht für Wasserstoff, der durch die Verwendung fossiler Energieträger (zum Beispiel Erdgas) erzeugt wurde.
- Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff, bei dessen Herstellung jedoch das freigesetzte CO₂ abgetrennt und sicher gespeichert wurde (engl. Carbon Capture and Storage, CCS).
- Türkiser Wasserstoff entsteht bei der thermischen Spaltung von Methan, wobei sich fester Kohlenstoff anstatt gasförmigem CO₂ bildet.
- Grüner Wasserstoff wird nahezu CO₂-neutral aus Biomasse oder CO₂-frei durch Wasserspaltung aus regenerativen Energiequellen hergestellt.

Darauf aufbauend wurden die Potenziale sowie die Skalierbarkeit zur Nutzung der verschiedenen Formen erneuerbarer Energie analysiert. Wasserstoff kann demnach als Speicher für Erneuerbare Energie der Schlüssel sowohl zu einer klimaneutralen als auch zu einer dekarbonisierten Energiewirtschaft der Zukunft sein.

Der vorliegende zweite Teil „Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille“ knüpft an diesem Punkt an. Er befasst sich detailliert mit möglichen Nutzungspfaden von Wasserstoff in den Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme sowie mit dem systemisch wichtigen Aspekt der Rückverstromung. Am Beispiel aktueller Forschungsarbeiten im DLR wird dargestellt, welche Potenziale sich durch die Kopplung der verschiedenen Energieverbrauchssektoren bei der Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff ergeben. Diese Synergien ebnen den Weg zu einer effizienteren und flexibleren Nutzung von erneuerbarer Energie. Neben den technologischen Einsatzmöglichkeiten spielen darüber hinaus die Infrastruktur sowie dazugehörige Sicherheitsaspekte bei der Nutzung von Wasserstoff eine gewichtige Rolle. Weiterhin wird im DLR auf dem Gebiet der Energiesystemanalyse an der Einschätzung der Auswirkungen großskaliger Wasserstoffinfrastrukturen auf das bestehende und zukünftige Energiesystem geforscht. Dies beinhaltet auch die Fragestellungen, ob ein klimaneutrales Energiesystem aus heutiger Sicht überhaupt ohne Wasserstoff denkbar ist, bzw. wie groß der Wasserstoffbedarf und das -angebot in solchen Zielszenarien ausfällt. Zudem werden Umwelteinwirkungen untersucht und Lebenszyklusanalysen erstellt.

Im Bereich des Verkehrswesens steht der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff, mit Ausnahme der Raumfahrt, derzeit noch am Anfang der Entwicklung. Anfang 2020 waren in Deutschland weniger als 1000 Brennstoffzellenfahrzeuge zugelassen.^[1] Demgegenüber standen auf Seiten der Betankungs-Infrastruktur knapp 80 mehrheitlich von der Interessensgemeinschaft H2Mobility betriebene Tankstellen. Die meisten dieser Stationen wurden durch Bundes- oder EU-Förderung bezuschusst, um das „Henne-Ei-Problem“ zwischen

Kraftstoffbereitstellung und H₂-Bedarf der Fahrzeug zu durchbrechen. Die bestehenden Tankstellen sind fast ausschließlich für Pkw konzipiert. In einigen kommunalen Verkehrsbetrieben – zum Beispiel in Hamburg, Wuppertal und Köln – wurde und wird in Pilotprojekten zudem der Einsatz von Brennstoffzellenbussen im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) getestet. Neuere Studien deuten darauf hin, dass das Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV) im Vergleich zum batterieelektrischen Fahrzeug (BEV) erst ab etwa 250 Kilometer Reichweiterefordernis eine bessere Klimabilanz aufweist.^[2] Diese werden allerdings äußerst kontrovers diskutiert und es gibt ebenso Studien, die batterie-elektrische Fahrzeuge als die bessere Option im Straßenverkehr mit den geringsten volkswirtschaftlichen Gesamtkosten sehen.^[3]

Im Individualverkehr liegen die Vorteile des FCEV auf Grund der kurzen Betankungszeiten und der hohen erzielbaren Reichweite im Vergleich zum BEV auf langen Strecken. Dies trifft in der Regel nicht auf die Alltagsmobilität zu, sondern auf Fahrzeuge wie Taxen oder im ÖPNV, die ihrem Einsatzzweck entsprechend dauerhaft im Betrieb oder auf eine hohe Energiedichte des Energiespeichers angewiesen sind. Dieser Grundsatz lässt sich auf sämtliche Bereiche des Schwerlast- und Schienenverkehrs, des ÖPNV sowie auf maritime Anwendungen und die Luftfahrt übertragen. Das DLR forscht auf allen diesen Gebieten am Einsatz der H₂-Brennstoffzellentechnologie, sowohl im Bereich der Fahrzeugkonzepte und der Auslegung der Systeme als auch im Bereich der Betankungsinfrastruktur und deren sinnvoller Einbindung in bestehende Energiesysteme. Beispielhaft seien hier der weltweit erste Brennstoffzellenantriebszug Coradia iLINT des Herstellers ALSTOM (entwickelt mit Unterstützung des DLR-Instituts für Fahrzeugkonzepte) und das Wasserstoffflugzeug HY4 genannt, zu dessen Entwicklung das DLR-Institut für Technische Thermodynamik maßgeblich beigetragen hat.^[4] Das sich in Gründung befindende DLR-Institut für Maritime Energiesysteme in Geesthacht wird sich zukünftig intensiv mit Aspekten zum Einsatz von Wasserstoff in der Schifffahrt und der dafür erforderlichen Versorgungs-Infrastruktur befassen.

Da Wasserstoff perspektivisch für die Bereitstellung saisonal gespeicherter Energie für Strom und Wärme eingesetzt werden soll, forscht das DLR bereits heute an Konzepten zur effizienten Rückverstromung und Wärmeerzeugung aus Wasserstoff. Die Rückverstromung kann einerseits dezentral durch Brennstoffzellen geschehen, andererseits werden Verbrennungskraftmaschinen sowie Wasserstoff nutzende Gasturbinen untersucht.^[5, 6] Ob sich eine dezentrale oder eine zentrale Nutzung anbietet, hängt davon ab, ob die bei den Umwandlungsprozessen entstehende Wärme sinnvoll in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen genutzt werden kann. Wenn große Wärmebedarfe, speziell für Hochtemperaturwärme, gegeben sind, kann die Erzeugung ebenso durch direkte Verbrennung geschehen (siehe Kap. 2.3).

Im Bereich der Industrie zeichnen sich bereits vielfältige Möglichkeiten für den Einsatz von grünem Wasserstoff zur Minderung der Treibhausgas-(THG-)Emissionen ab. Bei der Stahlherstellung wird derzeit zur Wärmeerzeugung wie auch als Reduktionsmittel Koks eingesetzt. Die Wärmeerzeugung lässt sich durch Wasserstoff mittels direkter Verbrennung vergleichsweise einfach umstellen. Aufbauend auf den Direktreduktionsverfahren werden aber auch Konzepte zur chemischen Umwandlung von Eisenerz mittels Wasserstoff zu reinem Eisen entwickelt, um damit die Verwendung von fossilem Koks ersetzen zu können.^[7, 8] Darüber hinaus ist Wasserstoff ein essentieller Bestandteil bei der Ammoniaksynthese (NH₃). Zurzeit werden hierfür große Mengen grauen Wasserstoffs verwendet, der durch grünen Wasserstoff ersetzt werden kann. Ammoniak ist einer der wichtigsten Ausgangsstoffe (Edukte) in der chemischen Industrie, aus dem in weiteren Verfahrensschritten zum Beispiel Harnstoff, Salpetersäure, Dünger und Kunststoffe hergestellt werden.

Ein ebenso großer Abnehmer für Wasserstoff ist die petrochemische Branche. Hier wird Wasserstoff bereits zur Herstellung und Veredelung kohlenwasserstoffbasierter Kraftstoffe genutzt. Speziell durch den Einsatz von grünem Wasserstoff lassen sich erneuerbare synthetische Kraftstoffe durch die Reaktion mit Kohlenstoffdioxid ohne den Einsatz fossiler Ressourcen erzeugen. Somit lassen sich klimaneutrale Kraftstoffe herstellen und zum Beispiel in der internationalen Luft- und Schifffahrt verwenden – also genau in Bereichen, in denen derzeit die höchsten Energie- und Leistungsdichten erforderlich sind, sich bislang jedoch keine Alternativen durch direkte Wasserstoffnutzung anbieten. Da alle Synthesepfade für die synthetischen Kraftstoffe mit der Herstellung von grünem Wasserstoff beginnen, ist die Veredelung immer energieintensiver als die direkte Nutzung.

Die letztlich auszuwählende Option orientiert sich allerdings neben der Effizienz auch am Verwendungszweck und der damit verbundenen Einsetzbarkeit. Am DLR werden dazu vielfältige Untersuchungen im Rahmen des Querschnittsprojekts „Future Fuels“ durchgeführt, um nahezu alle derzeit interessanten synthetischen Kraftstoffoptionen zu erforschen.^[9] Einen anknüpfenden Forschungsbereich bilden hier oxygenierte Kraftstoffe wie längerkettige Alkohole (zum Beispiel Butanol) oder Oxymethylen-Ether (OME) als Kraftstoffersatz oder Zusatz zu konventionellen oder synthetischen Kraftstoffen. Im Fokus der Forschung stehen die Potenziale in der Schadstoffreduktion sowie die Betrachtung neuer Schadstoffklassen, um neu entstehende Umweltrisiken zu vermeiden. Zudem werden beispielhaft Effizienzpfade von synthetischem Methan (e-CNG) und der Wasserstoffnutzung in FCEV in einer „Well-to-Wheel“-Analyse gezeigt.^[9]

Wie bereits in Teil 1 der DLR-Wasserstoffstudie beschrieben, gibt es große Energiebedarfe in den verschiedenen Verbrauchssektoren. Wasserstoff hat das Potenzial, die intersaisonale Versorgung mit erneuerbaren Energien (EE) durch Speicherung in Kavernen sicherzustellen. Dabei kommt die Sektorenkopplung als Bindeglied zwischen fluktuierender Erzeugung aus Sonnen- und Windenergie und den zeitlich und räumlich variablen Energienachfragen ins Spiel. Durch die intelligente Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie kann im Vergleich zur direkten elektrischen Nutzung und Speicherung eine höhere Effizienz in der Nutzung der EE erzielt werden, so dass sich der derzeit benötigte Primärenergiebedarf signifikant senken ließe. Wird beispielweise die entstehende Wärme im H₂-Elektrolyseprozess genutzt, kann der Wirkungsgrad dieses „Power-to-Gas“-Prozesses auf über 90 Prozent gesteigert werden. Brennstoffzellenfahrzeuge verfügen über das Potenzial, als mobile Strom- und Wärmeerzeuger das Stromnetz zu stabilisieren und gleichzeitig Hauswärmebedarfe zu unterstützen. Umgekehrt können Elektrolyseure das Stromnetz in Zeiten von Überkapazitäten als flexible Last stabilisieren und den erzeugten Wasserstoff im Erdgasnetz oder in Kavernen über längere Zeiträume speichern. Das DLR erforscht bereits seit Längerem aus Sicht der Energiesystemanalyse, welche Auswirkungen großskalige Wasserstoffinfrastrukturen auf das zukünftige, weitgehend von THG-Emissionen freie, Gesamtenergiesystem haben und welche Rolle Wasserstoff für solche Systeme spielen kann. Hieraus lassen sich Maßnahmen und Politikempfehlungen ableiten, wie zukünftige gekoppelte Strom- und Gasinfrastruktursysteme gestaltet, Überlastungen vermieden und wechselseitige Flexibilität in der Übertragungsleistung genutzt werden können.^[10]

Mit Blick auf die Infrastruktur wird am DLR erforscht, inwieweit sich die bestehende Gasnetzinfrastruktur hinsichtlich ihrer Wasserstoffkompatibilität unter Beachtung höchster Sicherheitsaspekte weiter nutzen lässt. Derzeit erlaubt das Erdgasnetz – bedingt durch regulatorische Einschränkungen für verschiedene Anwendungen – nur geringe Beimengungen an Wasserstoff.^[11] Grundsätzlich ist das Gasnetz jedoch geeignet, auch höhere Konzentrationen zu transportieren. Allerdings müssen für direktverbrennende Anlagen weitere technische Parameter wie die Variation und Austauschbarkeit von Brenngasen, gekennzeichnet durch den sogenannten Wobbe-Index, beachtet werden. Für die Verwendung von Wasserstoff im Gebäude werden weitere Sicherheitsmaßnahmen, zum Beispiel die Beimengung von Odorierungsstoffen, erforderlich, um die Nutzersicherheit durch Erkennen von Leckagen zu gewährleisten. Für den Einsatz in der Mobilität spielt wiederum die Wasserstoffreinheit für die Brennstoffzellen eine entscheidende Rolle. Hierzu erforscht das DLR derzeit im Rahmen des vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur geförderten Projekts HyCavMobil die Einflüsse der Untertagespeicherung auf die Qualität des Wasserstoffs. Zudem sind technische und energetische Aspekte der Betankungsinfrastruktur in allen Bereichen der Wasserstoffmobilität relevant.

Mit Fragestellungen zur zukünftigen Ausgestaltung des Energiesystems im ganzheitlichen Konzept eines gekoppelten Strom- und Gasnetzsystems befasst sich das Institut für Vernetzte Energiesysteme des DLR.^[12] Verschiedene Szenarien des Ausbaus der innerdeutschen Wasserstoffinfrastruktur (MuSeKo) lassen bereits heute Schlüsse für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems zu.^[13] Im gleichen Maße werden die Umweltauswirkungen eines großflächigen Einsatzes von Wasserstofftechnologien in der Zukunft betrachtet und kritische Pfade bezüglich des Materialeinsatzes aufgezeigt. Im Rahmen der Lebenszyklusanalyse werden die direkten und indirekten Emissionen ermittelt und daraus Forschungsbedarf für die Entwicklung alternativer Herstellungsverfahren und Materialien abgeleitet.

Kapitel 2 Wasserstoff-Einsatzfelder

Wasserstoff wird bereits heute in diversen Anwendungen in den Sektoren Verkehr, Strom und Wärme genutzt. Zahlreiche aktuelle Forschungs- und Demonstrationsprojekte verdeutlichen, dass sich Wasserstoff als Kraftstoff, als Brennstoff und als Speichermedium für erneuerbaren Strom nutzen lässt. Das DLR war an mehreren öffentlich sichtbaren Innovationen beteiligt, etwa an der Entwicklung des weltweit ersten serienreifen Brennstoffzellentriebzuges oder des Wasserstoffdemonstrationsflugzeugs HY4. Darüber hinaus wird Wasserstoff in der Industrie seit langer Zeit als Grundstoff eingesetzt. Doch erst durch den Einsatz von grünem Wasserstoff eröffnet sich sein Potenzial zur Treibhausgasminderung – nicht zuletzt durch den Einsatz zur Erzeugung von Prozesswärme bei besonders energieintensiven Industriezweigen. Das folgende Kapitel gibt eine Übersicht über die vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff in den Sektoren Verkehr, Strom, Wärme und Industrie.

2.1 Verkehr

Im Mobilitätssektor wird bereits seit einigen Jahrzehnten an der Nutzung von Wasserstoff geforscht – sowohl in Verbindung mit Brennstoffzellen als auch für die direkte Verbrennung. Die Nutzung in der Brennstoffzelle hat, neben der höheren Effizienz im Vergleich zum Wasserstoffverbrennungsmotor, den Vorteil, dass außer Wasser keine weiteren Emissionen auftreten. Für die Betankung und Speicherung von Wasserstoff als komprimiertes Gas gibt es einen weltweiten Standard, der in der Regel 350-bar-Systeme für Busse, Schwerlastfahrzeuge und Schienenfahrzeuge vorsieht. 700-bar-Systeme kommen hauptsächlich in Pkw sowie Anwendungen, bei denen aufgrund des begrenzten Bauraumes eine höhere Energiedichte auf Speicherebene erzielt werden muss, zum Einsatz. Im Vergleich zur Batterie weist die Kombination aus Brennstoffzellen und Wasserstoffspeicher eine günstigere gravimetrische und volumetrische Energiedichte auf, weshalb zurzeit vermehrt in den Bereichen Schwerlast-Lkw, maritime Systeme und Kurzstreckenflüge geforscht wird. Durch die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu synthetischen Kraftstoffen – auch „strombasierte Kraftstoffe“ oder „e-fuels“ genannt – können durch den Einsatz erneuerbarer Energien sogar Höchstleistungsanwendungen klimaneutral ausgestaltet werden.

2.1.1 Individualverkehr

Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Pkw werden bereits heute – wenngleich nur in kleiner Stückzahl – auf dem Neuwagenmarkt angeboten. In welchem Maße die Technologie zukünftig relevante Marktanteile erlangen kann, hängt unter anderem von der preislichen Konkurrenzfähigkeit gegenüber alternativen Antriebs- und Kraftstoffarten, dem Aufbau einer Tankstellen-Infrastruktur und der gesellschaftlichen Akzeptanz gegenüber der Technologie ab. Im Vergleich zu Pkw mit Verbrennungsmotoren liegt der Vorteil des emissionsfreien Betriebs auf der Hand. Vorteile gegenüber BEV bestehen vor allem in der vergleichsweise kurzen Tankzeit und einer höheren Reichweite je Tankfüllung, die mit der von Pkw mit Verbrennungsmotoren vergleichbar ist. Entsprechend ergeben sich Einsatzpotenziale von Brennstoffzellen-Pkw vor allem bei Einsatzzwecken mit geringen Standzeiten und häufigen Fernfahrten.



Abbildung 1: Das wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenauto des DLR-Instituts für Vernetzte Energiesysteme galt im Februar 2017 als das erste in Niedersachsen verkaufte wasserstoffbetriebene Fahrzeug. Im Jahr 2030 könnten Prognosen der AG2 der Nationalen Plattform Mobilität zufolge bis zu 350.000 Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland zugelassen sein.^[14]

Für den künftigen Erfolg von Brennstoffzellen-Pkw erscheinen Kostensenkungen für neue Fahrzeuge und den Kraftstoff von hoher Bedeutung. Für letzteren wäre, um effektiv zu einem emissionsarmen motorisierten Individualverkehr beizutragen, die Verwendung von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen notwendig. Inwieweit grüner Wasserstoff jedoch gegenüber Strom und fossilen Kraftstoffen preislich konkurrenzfähig sein wird, ist zum einen abhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland, zum anderen von den weltweiten Entwicklungen im Energiebereich. In Anbetracht der Verfügbarkeit und der Kosten von grünem Wasserstoff sowie von Brennstoffzellen-Pkw aus Serienproduktion, geht die Arbeitsgruppe 2 der Nationalen Plattform Mobilität von maximal 350.000 Brennstoffzellen-Pkw im Jahr 2030 in Deutschland aus.^[14, 15]

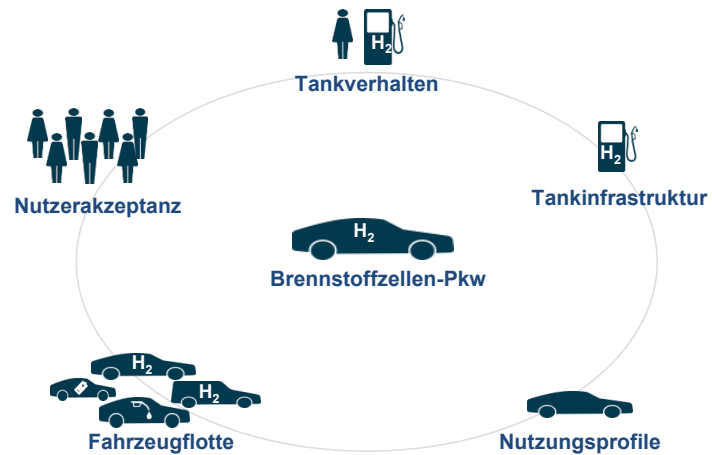


Abbildung 2: Am DLR-Institut für Verkehrsforschung werden Marktpotenziale von Brennstoffzellen-Pkw untersucht. Fragestellungen betreffen die Nutzerakzeptanz, das Tankverhalten, den notwendigen Tank-Infrastrukturbedarf, auf Nutzungsprofilen basierende Einsatzpotenziale sowie den zu erwarteten Markthochlauf in der Fahrzeugflotte.

2.1.2 Öffentlicher Personennahverkehr

Der öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) bietet sowohl im Schienen- als auch im Straßenverkehr geeignete Einsatzpotenziale für Brennstoffzellenfahrzeuge. So sind Brennstoffzellentriebzüge zum Beispiel für nicht-elektrifizierte Nahverkehrsnetze eine emissionsfreie Alternative zum dieselbetriebenen Schienenverkehr (siehe Kapitel 2.1.4). Auch im Linienbusverkehr, zum Beispiel in Köln und Wuppertal, werden Brennstoffzellenfahrzeuge bereits im realen Betrieb erprobt, um die technologische Reife in der aktuell dritten Fahrzeugengeneration der Hersteller im Vergleich zu Dieselnbussen nachzuweisen. Der emissionsfreie Betrieb macht Busse mit Brennstoffzellen vor allem für den Einsatz in urbanen Räumen attraktiv. Ein wesentliches Kriterium für einen signifikanten Markthochlauf von Brennstoffzellenbussen ist die einfache Integration in bisherige Einsatzpläne bei geringer Anpassung der betrieblichen Infrastruktur (Betriebshöfe, Werkstätten, Tankstelle). Brennstoffzellenbusse erlauben eine Nutzungsdauer von bis zu 18 Stunden am Tag, können ähnlich wie Dieselnbuse in wenigen Minuten betankt werden und ermöglichen damit eine ähnliche betriebliche Einsatzflexibilität wie Dieselnbuse.

Die Einführung emissionsarmer Antriebsformen im ÖPNV wird regulatorisch durch die im Jahr 2019 in Kraft getretene „Clean Vehicle Directive“ der Europäischen Kommission unterstützt. Diese legt Mindestquoten an Niedrigemissionsfahrzeugen bei Fahrzeugbeschaffungen der öffentlichen Hand verpflichtend fest.^[16] Darunter fallen auch Busse, die mit Wasserstoff, Strom oder anderen alternativen Kraftstoffen betrieben werden. Die Richtlinie fordert für Deutschland bei der öffentlichen Auftragsvergabe einen Anteil von mindestens 45 Prozent sauberer Busse an den Neuzulassungen für die Jahre 2021 bis 2025 und 65 Prozent saubere Busse an den Neuzulassungen für die Jahre 2026 bis 2030. Die gute Integrierbarkeit von Brennstoffzellenbussen in den bestehenden Betriebsablauf, die Konkurrenzfähigkeit

gegenüber anderen alternativen Antrieben und Kraftstoffen sowie die ordnungspolitischen Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene eröffnen den Weg für ein hohes Einsatzpotenzial von Brennstoffzellenfahrzeugen im ÖPNV. Dem in Deutschland privat betriebenen Personenfernverkehr mit Bussen bietet der Antrieb mittels Wasserstoff und Brennstoffzelle aufgrund der langen täglichen Einsatzzeiten ebenfalls gute Chancen auf wachsende Marktanteile.

2.1.3 Schwerlastverkehr

Die Bundesregierung strebt an, dass bis zum Jahr 2030 etwa ein Drittel der Fahrleistung im Straßengüterverkehr über elektrische Antriebskonzepte einschließlich Wasserstofftechnologie und/oder auf Basis strombasierter Kraftstoffe erbracht wird.^[17] Der Einsatz von Wasserstoff eignet sich zur Erhöhung der Fahrzeugreichweite von Elektrofahrzeugen insbesondere im Schwerlastverkehr, wo im Vergleich zum Leichtlastverkehr längere Fahrstrecken zurückgelegt werden und anspruchsvollere Nutzlastprofile vorliegen. Die im Vergleich zur Batterie höhere gravimetrische Energiedichte des Brennstoffzellen-Wasserstoffsystems bietet hierbei systemische Vorteile für die Fahrzeugkonzeption. Im schweren Fahrzeugsegment wird daher aktuell begonnen, die ersten Brennstoffzellen-Lkw zu betreiben. So sollen im Jahr 2020 50 schwere Brennstoffzellen-Lkw vom Hersteller Hyundai in der Schweiz getestet werden. Bis zum Jahr 2025 sollen dort 1600 Schwerlastwagen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 34 Tonnen im Einsatz sein. Um einen klimaschonenden Wasserstoffpfad zu gewährleisten, fokussiert sich das entsprechende Schweizer Kooperationsprojekt neben der lokalen Wasserstoffherstellung mittels einer 20-MW-Elektrolyseanlage auf den Aufbau einer flächendeckenden H₂-Tankstelleninfrastruktur in der Schweiz.^[18]

Gemäß einer Studie unter Beteiligung des DLR könnte der Ersatz von potenziellen Dieselfahrzeugen durch FCEV im leichten und schweren Güterfahrzeugsegment in Baden-Württemberg im Jahr 2030 einen Anteil von 7,3 Prozent an den gesamten CO₂-Minderungen im Verkehr ausmachen.^[19] Ungeachtet dessen wird das Einsatzpotenzial von alternativen Technologien im kostensensitiven Lkw-Markt vorrangig über die Gesamtbetriebskosten der Fahrzeuge bewertet. Hier erreichen Brennstoffzellen-Fahrzeugkonzepte heute noch keine Kostenvorteile gegenüber konventionellen oder elektrischen Fahrzeugen.^[20] Als größte Hemmnisse für die Markteinführung der Technologien gelten die hohen Investitionskosten, die Tankstellenverfügbarkeit sowie hohe Instandhaltungs- und Kraftstoffkosten.

2.1.4 Schienenverkehr

Der Antrieb durch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen eignet sich im Schienenverkehr auf nicht-elektrifizierten Strecken sowohl im Personen- als auch im Gütertransport. Insbesondere im Schienenpersonennahverkehr ist durch den Fahrplanbetrieb eine langfristige und stabile Abnahme von Wasserstoff gewährleistet, was eine hohe Auslastung der Anlagen zur Wasserstoffbevorratung, -aufbereitung und -betankung zur Folge hat. Dies ermöglicht eine kontinuierliche Abnahme großer Wasserstoffmengen zu vergleichsweise günstigen Preisen. In einem über das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) geförderten Projekt hat das DLR im Unterauftrag des Schienenfahrzeugherstellers Alstom bei der Entwicklung und Erprobung des weltweit ersten Brennstoffzellen-Triebzuges mitgewirkt.^[21] Diese Züge des Typs „Coradia iLint“ wurden seit 2018 erfolgreich im regulären Fahrgastbetrieb im niedersächsischen Elbe-Weser-Netz getestet. Ab dem Jahr 2021 sollen hier 14 dieser Triebzüge eingesetzt werden. Zudem ist geplant, die derzeit dieselbetriebenen Züge im Taunusnetz in Hessen ab 2022 komplett durch 27 Brennstoffzellentriebzüge zu ersetzen. Vergleichbare Züge werden mittlerweile auch von anderen Herstellern wie Siemens oder Stadler entwickelt.



Abbildung 3: Im Rahmen der vom DLR mitorganisierten Veranstaltung „Wasserstoff treibt uns an“ ist der weltweit erste Brennstoffzellen-Triebzug „Coradia iLint“ im Juni 2019 in Oldenburg präsentiert worden. Bereits seit dem Jahr 2018 wird er erfolgreich im regulären Fahrgastbetrieb im niedersächsischen Elbe-Weser-Netz eingesetzt.

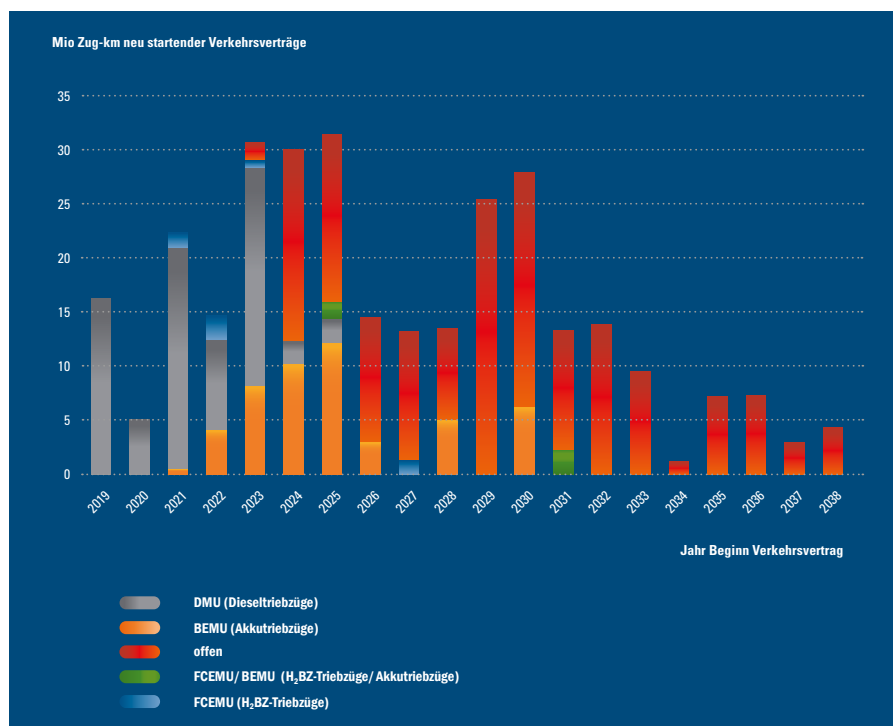


Abbildung 4: Zukünftiges Potenzial für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben im Schienenpersonennahverkehr („MU“ steht für Multiple Unit, also im Deutschen „Triebzug“), angegeben in hinzukommenden Zug-Kilometern pro Jahr infolge neu startender Verkehrsverträge.^[22] Deutlich wird, dass die Entscheidung über die Antriebsart bei einem Großteil der Neuverträge ab dem Jahr 2024 noch offen ist.

Das Marktpotenzial von Schienenfahrzeugen mit hybriden Antrieben hat das DLR kürzlich im Auftrag der NOW GmbH untersucht. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass in Summe für die anstehenden Verkehrsverträge im deutschen Schienenpersonennahverkehr (Abbildung 4) ein maximales Potenzial von 1800 bis 2500 Triebzügen (mit Batterieantrieb und Brennstoffzellen-Hybridantrieb) zu erwarten ist. Innerhalb der nächsten 20 Jahre kann in Deutschland von einem Gesamtbedarf an reinen Brennstoffzellentriebzügen im mittleren bis hohen dreistelligen Bereich ausgegangen werden.

Da ein Großteil der nicht-elektrifizierten Strecken im ländlichen Raum verläuft, eröffnet sich ein hohes Potenzial zur Einbindung von Anlagen zur elektrolytischen Wasserstoffherzeugung in den Schienenverkehr. Eine großtechnische Direktkopplung von Windenergie- und PV-Anlagen mit Elektrolyse-Anlagen für die Versorgung von Brennstoffzellentriebzügen ist ab 2024 auf der Heidekrautbahn im Großraum Berlin geplant. Zudem plant der Rhein-Main-Verkehrsverbund, ab dem Jahr 2022 grauen Prozesswasserstoff aus der chemischen Industrie im Schienenverkehr einzusetzen.

2.1.5 Maritime Anwendungen

Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern bietet die Möglichkeit, die Emissionen der Schifffahrt zu defossilieren. Neben dem erprobten Einsatz im Passagierverkehr^[23] ist der Transport und Betrieb mit Wasserstoff auch für Frachtschiffe eine Option,^[24] sofern die Infrastruktur für die Versorgung mit Wasserstoff in den Zielhäfen sichergestellt ist. Die Wasserstofftanks bedürfen jedoch deutlich größerer Volumina an Bord von Schiffen, weil komprimierter Wasserstoff selbst bei 700 bar eine erheblich geringere volumetrische Energiedichte aufweist als derzeit genutzte flüssige Treibstoffe. Dieser Effekt kann nur zum Teil durch die bessere Effizienz der Brennstoffzellen kompensiert werden, so dass die Speicher immer noch ein höheres Volumen als die bisherigen Tanksysteme einnehmen. Darüber hinaus erschwert die idealerweise rundlicher Bauform von Tanks für komprimierte Treibstoffe die optimale Raumnutzung an Bord.

Die Herausforderung bei der Nutzung von verflüssigtem Wasserstoff liegt unter anderem in der nicht idealen Isolierung, die zu einer partiellen Verdampfung im Betrieb führen kann. Hier gilt es, systemische Lösungen zu erforschen, damit entweichender Wasserstoff gegebenenfalls vollständig sicher abgeleitet und verwertet werden kann. Explosive Bedingungen müssen auch im Havariefall sicher auszuschließen sein.

Fest etabliert ist der Wasserstoffantrieb bei den sechs U-Booten der Deutschen Marine. Weil das höhere Gewicht in diesem Fall kein Nachteil ist, wird der Wasserstoff hier in Metallhydriden gespeichert. Eine besonders gelungene Einbindung ergibt sich durch das Zusammenspiel von Brennstoffzellen und Wärme-Management beim Einsatz in U-Booten mit einer besonders geringen thermischen Signatur.^[25]

2.1.6 Luftfahrt

Die allgemeine und kommerzielle Luftfahrt war schon immer ein Innovationstreiber. Obwohl heute nur ein niedriger einstelliger prozentualer Anteil der weltweiten CO₂- und Schadstoffemissionen^[9] auf die Luftfahrtsparte entfällt, würde ein emissionsfreies oder emissionsarmes Flugzeug eine sehr hohe Signalwirkung entfalten. Als Alternative zum Kerosin lässt sich regenerativ erzeugter Wasserstoff als Treibstoff nutzen – wahlweise direkt oder zur Bereitstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen. Aus technologischer Sicht ist zwischen drei vielversprechenden Pfaden der Wasserstoffnutzung in der Luftfahrt zu unterscheiden:

- In synthetische Treibstoffe umgewandelter Wasserstoff: Die synthetischen Treibstoffe bzw. die erforderlichen Komponenten haben den Vorteil, dass die heute genutzte Flugzeugantriebstechnologie ebenso wie die Infrastruktur lediglich geringfügig angepasst werden müsste. Nachteilig ist dagegen die niedrige Umwandlungseffizienz des Treibstoff-Bereitstellungsprozesses.
- Wasserstoff als Treibstoff: Hierbei wird der bereitgestellte Wasserstoff zur Verbrennung in einer angepassten konventionellen Gasturbine genutzt. Dieser Pfad erscheint aufgrund der hohen Leistungsdichte insbesondere für große Flugzeugklassen interessant und erfordert die Entwicklung eines luftfahrttauglichen Wasserstoffspeichers. Technologisch stellen hier die Stickoxid-Emissionen bei der Verbrennung eine Herausforderung dar, weil deren Reduktion die Entwicklung neuer Brennkammersysteme erfordert.
- Fliegen mit Wasserstoffbrennstoffzellen und elektrischen Antrieben: Dieser Pfad bringt zwar komplexere technische Herausforderungen mit sich, ermöglicht jedoch leise, effiziente und emissionsfreie Antriebe.

Neue Untersuchungen und Simulationen sowohl auf der antriebstechnischen, als auch auf der Flugzeugintegrationsseite zeigen, dass auf Wasserstoffbrennstoffzellen basierende elektrische Flugzeuge mit einer Kapazität bis zu 160 Passagieren und 2500 Kilometer Reichweite realisierbar sind.^[26] Da mehr als 60 Prozent der Emissionen heute durch Flüge auf Strecken mit weniger als 2500 Kilometern ausgestoßen werden, könnte diese Technologie einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen im Luftverkehr leisten. Für längere Strecken und höhere Passagierzahlen sind synthetische Kraftstoffe eine gute Alternative, da so der Anteil fossiler Kraftstoffe durch die Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff reduziert wird. Darüber hinaus würde die CO₂-Bilanz durch die Verwendung von Kohlenstoff aus nachwachsenden Quellen oder von abgeschiedenem CO₂ (insbesondere aus der Luft) bei der Herstellung dieser Kraftstoffe positiv beeinflusst.



Bildquelle: Jean-Marie Urliacher, H2FLYStrom

Abbildung 5: Das viersitzige Forschungsflugzeug HY4 ist das weltweit erste Passagierflugzeug, das allein mit einem Wasserstoffbrennstoffzellen-Batterie-System angetrieben wird. Die HY4 startete im September 2016 zum Erstflug vom Flughafen Stuttgart.

2.2 Strom

Für die Erzeugung von Strom aus chemischen Energieträgern kann auf unterschiedlichste Verfahren und Technologien zurückgegriffen werden. Klassisch erfolgt die Stromgewinnung mittels Wärmekraftmaschinen auf Basis fossiler Energieträger, wobei auch der Einsatz erneuerbarer Brennstoffe möglich ist. Vorrangiges Ziel ist immer eine möglichst effiziente Ausnutzung der eingesetzten Brennstoffe, idealerweise bei hohen elektrischen Wirkungsgraden oder durch die gemeinsame Nutzung von Strom und Wärme. Wird primär Strom benötigt, zum Beispiel für Netzdienstleistungen oder den Ausgleich des volatilen Stromangebotes erneuerbarer Erzeuger, bieten sich galvanische Elemente wie Brennstoffzellen mit hohen elektrischen Wirkungsgraden an, welche chemische Energie direkt in Strom und Wärme wandeln. Für die Bereitstellung großer Strommengen bieten gasturbinenbasierte Kraftwerke eine verfügbare Lösung.

2.2.1 Brennstoffzellen

Bei Brennstoffzellen handelt es sich um galvanische Elemente, die chemische Energie mittels flammloser Oxidation in elektrische Energie umwandeln. Durch kontinuierlich zugeführte Brennstoffe wie Erdgas bzw. Wasserstoff und Luftsauerstoff können Brennstoffzellen also – ohne den Umweg über Wärme – direkt Strom erzeugen. Da es sich um einen realen elektrochemischen Wandlungsprozess handelt, fällt parallel dennoch eine gewisse Menge an Wärme an. Je nach Nutzungszweck kommen verschiedene Brennstoffzellentypen zum Einsatz, die sich im Wesentlichen durch den eingesetzten Elektrolyten und ihre Betriebstemperaturen unterscheiden. Hohe elektrische Wirkungsgrade erlauben einen effizienten Gesamtbetrieb aufgrund geringer Bereitschaftsverluste, Start-Stopp-Zyklen und einfacher Nutzung der geringen Wärmemengen. Die parallel anfallende thermische Energie stellt – sofern sie nicht als Wärme genutzt werden kann – immer einen Wirkungsgradverlust dar. Dieser ist aus Effizienzgründen vor allem dann zu minimieren, wenn Wasserstoff als Energieträger rückverstromt werden soll. Systeme im Leistungsbereich von wenigen Kilowatt sowie Brennstoffzellenkraftwerke in der MW-Leistungsklasse auf Basis von Erdgas erreichen über einen breiten Teillastbereich bereits elektrische Wirkungsgrade von mehr als 60 Prozent.^[27] Im Vergleich zu Erdgas wird die direkte Nutzung von Wasserstoff künftig weitere Wirkungsgradsteigerungen ermöglichen, da der erforderliche Wasserstoff bzw. das wasserstoffreiche Gas bislang systemintern mittels eines verlustbehafteten Reformierungsprozesses bereitgestellt werden muss.

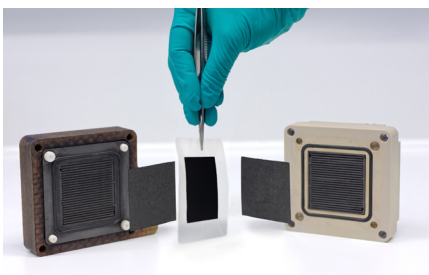


Abbildung 6: Blick ins Innere einer PEM-Brennstoffzelle, bestehend aus Bipolarplatte, Gasdiffusionslage und Membranelektrodeneinheit.

Im Gegensatz zu jahrzehntlang erforschten und weiterentwickelten Wärmekraftmaschinen sind die erzielbaren Effizienzpotenziale von Brennstoffzellen noch nicht ausgeschöpft. Vor allem die begrenzten Ladungstransporte durch langsam ablaufende Elektrodenvorgänge (Überspannungen) und Diffusion sowie der Innen- und Elektrolytwiderstand gelten als Forschungsfelder, die weitere Wirkungsgradsteigerungen erwarten lassen. Da Brennstoffzellen eine Rückverstromung bei hohen elektrischen Wirkungsgraden erlauben, stellen sie eine unverzichtbare Effizienztechnologie in einem wasserstoffbasierten Energiesystem dar. Gleichzeitig fallen beim Prinzip der Rückverstromung von Wasserstoff keinerlei Feinstaub-Emissionen an.^[28]

2.2.2 Verbrennungsmotoren

In Verbrennungsmotoren wird der chemische Energieträger direkt verbrannt. Dabei überträgt die durch die entstehenden heißen Verbrennungsgase resultierende Wärmeausdehnung Druck auf Hubkolben und wird anteilig in mechanische Energie gewandelt. Die Gewinnung der elektrischen Energie erfolgt dann mit einem nachgeschalteten Generator. In der Vergangenheit wurden zunächst Gase eingesetzt, später meist flüssige Brennstoffe.

Aufgrund dieser Historie ist die entwicklungs- und fertigungstechnische Reife von Gasmotoren sehr hoch. Bei den für Wasserstoff verwendeten Motoren handelt es sich meist um Ottomotoren, bei denen der Wasserstoff entweder direkt in den Motor oder zunächst in das Saugrohr für die Gemischbildung eingeblasen wird. Auch eine Kombination aus beiden Verfahren ist möglich. Die erzielbaren elektrischen Wirkungsgrade nehmen erwartungsgemäß mit steigender Motorleistung zu. Bei Anlagen der 1-MW-Klasse und unter Verwendung von Erdgas liegen sie bei rund 40 bis 45 Prozent.^[29]

Weil die Motoren schrittweise angepasst wurden und Langzeiterfahrungen vorliegen, wird heute bereits in einigen speziellen Anwendungen Wasserstoff als Brennstoff verwendet. Vorteilhaft ist, dass die weiten Zündgrenzen des Wasserstoffs ein extremes Abmagern des Wasserstoff-Brennstoff/Luftgemisches bis heran an die untere Zündgrenze ermöglichen. In Folge werden niedrigere Abgastemperaturen und damit auch sehr niedrige NO_x -Emissionen erreicht. Die gute Entzündbarkeit, die hohe laminare Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff sowie der dadurch zeitlich präzisere Verbrennungsstart und das gesamte homogenere Verbrennungsbild ermöglichen im Ergebnis höhere Wirkungsgrade.^[30]

Weitere Steigerungen lassen sich durch optimierte Einspritzverfahren, Aufladungen und höhere Verdichtungsverhältnisse erzielen. Die geringere Klopfestigkeit erfordert jedoch Maßnahmen zur Vermeidung lokaler Heißstellen, um Selbstzündungen zu vermeiden. Dafür muss das Kraftstoffgemisch gekühlt werden. Im Vergleich zu erdgasbetriebenen Motoren ist die Leistungsdichte von H_2 -Motoren erwartungsgemäß geringer. Dies lässt sich nur teilweise durch Turbolader kompensieren. Die somit erzielbaren Wirkungsgradsteigerungen liegen im Bereich von rund zehn Prozent, so dass mit wasserstoffbetriebenen und an H_2 angepasste Motoren in Summe ein elektrischer Wirkungsgrad von etwa 50 bis 55 Prozent erreicht werden könnte. Grundsätzlich ist es möglich, erdgasbetriebene Gasmotoren auf Wasserstoff umzustellen. Doch trotz Anpassungen und Modifikationen werden mit diesen Motoren nicht die höchsten Wirkungsgrade erreicht. Vorteilhaft sind dagegen die geringen Investitionskosten für diese bereits etablierte Technologie. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass immer ein hoher Anteil an Wärme anfällt, der genutzt werden sollte, um hohe Gesamtwirkungsgrade zu erreichen.^[31, 32]

2.2.3 Gasturbinen

Gasturbinen- und Gasturbinenkombikraftwerke dienen der hochflexiblen und hocheffizienten Wandlung flüssiger und gasförmiger Brennstoffe in elektrische Energie und Wärme. Aufgrund dieser Eigenschaften stellen sie aktuell in Deutschland den größten Anteil der installierten konventionellen Kraftwerksleistung. Die ausgereifte Technologie erreicht heute in Form von Gaskombikraftwerken eine Umwandlungseffizienz von mehr als 63 Prozent und bietet damit eine kompakte, günstige und ressourcenschonende Möglichkeit, Brennstoffe hocheffizient in elektrische Energie umzuwandeln. Die Systeme reichen dabei von wenigen Kilowatt bis in den Gigawattbereich und decken damit sowohl dezentrale als auch zentrale Anwendungen ab.

Der überwiegende Anteil der derzeitigen Gasturbinenkraftwerke wird mit Erdgas betrieben. Allerdings bieten die Hersteller schon heute Gasturbinen für eine große Bandbreite unterschiedlichster Brennstoffe an. Die Änderung des Brennstoffs führt dabei nur zu geringfügigen Anpassungen an der Gasturbine, hauptsächlich am Verbrennungssystem und an der Brennstoffzuführung. Dies gilt auch für den Einsatz von Wasserstoff, der weder die Effizienz, noch die Lebensdauer der Systeme beeinflusst. Fast alle Hersteller haben bereits erste Lösungen für eine schadstoffarme Nutzung von Wasserstoff für einzelne Gasturbinen entwickelt. Die aktuellen Bestrebungen gehen dahin, diese Entwicklung auf die gesamte Produktpalette auszuweiten, was bis zum Jahr 2030 erfolgt sein soll.^[33] Darüber hinaus arbeiten die Hersteller an Lösungen, um auch bestehende Kraftwerke durch den Austausch von Komponenten, primär das Brennersystem, für die Nutzung von bis zu 100 Prozent Wasserstoff umzurüsten. Dies würde eine kurzfristige und kostengünstige Bereitstellung von großen Wandlungskapazitäten im Gigawatt-Maßstab ermöglichen.

Eine der größten Herausforderungen ist die Verbrennung, an der das DLR aktuell gemeinsam mit den Herstellern forscht, dabei gilt es für die hocheffizienten Systeme, die Schadstoffemissionen trotz hoher Verbrennungstemperaturen auf ein extrem niedriges Niveau abzusenken und gleichzeitig eine stabile Verbrennung sicherzustellen. Zum anderen wird an der Brennstoff-Flexibilität geforscht, da in den nächsten Jahren die verfügbare Menge an Wasserstoff sukzessive zunehmen wird. Dazu müssen die Systeme in der Lage sein unterschiedliche Gemische von Erdgas und Wasserstoff zu nutzen. Hierfür sind Gasturbinen aufgrund von ihrer Bauweise prädestiniert und können damit einen wichtigen Beitrag für die Umstellung auf eine Wasserstoffwirtschaft – und damit langfristig auch für die Energieversorgung leisten.



Abbildung 7: Ein Warmwasserspeicher – hier ein Exemplar aus einem Testlabor am DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme – dient als Ergänzung einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage zur Pufferung anfallender Wärme.

2.3 Wärme

Neben der Nutzung solarthermischer Verfahren erfolgt die Bereitstellung von Wärme im Regelfall durch Verbrennung von fossilen und auch erneuerbaren Energieträgern. Hierbei wird die freigesetzte Wärme direkt genutzt oder auf einen Wärmeträger übertragen und der Anwendung zugeführt. Neben der direkten Verbrennung wird Wärme zu großen Teilen auch aus Prozessen genutzt, in denen sie als Nebenprodukt entsteht.

2.3.1 Direkte Verbrennung

Derzeit wird in der chemischen Industrie anfallender und stofflich nicht weiter nutzbarer Wasserstoff vor allem zur Wärmegewinnung genutzt. Im Zuge einer Umstellung auf CO₂-emissionsfreie Heizungssysteme hat die BDR Thermea Group ein neues Heizgerät für Einfamilienhäuser entwickelt, welches auf Basis von reinem Wasserstoff betrieben wird. Tests finden in einem Pilotprojekt in der Nähe von Rotterdam statt.^[34] Eine Herausforderung bei der Entwicklung ist die deutlich höhere Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff (etwa im Vergleich zu Methan), die die direkte Verwendung von Erdgasbrennern verhindert. Unabhängig vom Brennerkonzept muss baulich dafür gesorgt werden, dass die Ausströmgeschwindigkeit immer höher als die Flammgeschwindigkeit ist, um ein Rückschlagen der Flamme in den Brenner zu verhindern und eine möglichst stabile Flammenfront zu erhalten. Ist die Ausströmgeschwindigkeit jedoch zu hoch, kommt es zum unerwünschten Abheben der Flamme.

Grundsätzlich kommen verschiedene Brenner zum Einsatz. Einfachster Vertreter ist der Diffusionsbrenner. Hierbei vermischt sich der durch kleine Bohrungen strömende Wasserstoff mit dem Luftsauerstoff im Brennraum und wird verbrannt. So genannte Vormischbrenner bestehen aus einem zumeist flächig durchlässigen Brennerkörper, auf dessen Oberfläche das Brenngas-/Luft-Gemisch verbrannt wird. Durch den Flammenteppich ist eine sehr gute Wärmeübertragung gewährleistet. Konstruktionsbedingt stellen sich jedoch geringe Strömungsgeschwindigkeiten ein, die dazu führen könnten, dass die Flammen in den Brenner zurückschlagen. Die hohe Reaktionsfreudigkeit von Wasserstoff erlaubt auch den Einsatz katalytischer Brenner. Hierbei wird ein Wasserstoff-Luft-Gemisch katalytisch und damit flammenlos umgesetzt. Der technisch einfache Aufbau besteht im Wesentlichen aus einer porösen Sinterplatte mit einem Platin-Katalysator an der Oberfläche.

Aufgrund der weiten Zündgrenzen des Wasserstoffes ist ein extremer Magerbetrieb möglich, daher kann die Luftzufuhr durch den Einsatz von Gebläsen weiter optimiert werden. Dadurch lässt sich die Strömungsgeschwindigkeit zusätzlich erhöhen. Insbesondere bei modulierenden Brennern ist die Einstellung der minimal erforderlichen Strömungsgeschwindigkeiten über einen weiten Leistungsbereich allein über die Düsengeometrie sehr schwierig. Deswegen findet die Vermischung von Wasserstoff und Luft häufig erst am Düsenausgang statt.^[35, 36]

2.3.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird neben mechanischer oder elektrischer Energie ergänzend auch die Abwärme genutzt, die innerhalb eines thermodynamischen Prozesses anfällt. Wesentliches Ziel dieser Kopplung ist bei Anlagen zur Strombereitstellung eine Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades durch eine möglichst effiziente Nutzung des eingesetzten Brennstoffs. Im Forschungsprojekt LifetimeNH5000 (gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) werden Lösungsansätze zur Maximierung der Lebensdauer und Effizienz eines 5kW-PEM-Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerks erforscht. Im Kontext der Wasserstoffnutzung handelt es sich um Brennstoffzellen, Wärmekraftmaschinen und Turbinen. Im Falle von stromgenerierenden Anlagen spricht man in diesem Zusammenhang von Blockheizkraftwerken (BHKW).

Technologiebedingt werden unterschiedliche Stromkennzahlen – und damit auch unterschiedlich hohe auskoppelbare Wärmemengen – erreicht. Bei Gasmotoren wird ein Großteil der Wärme über das Kühlwasser abgeführt, bei Gasturbinen hingegen über das Abgas. Abhängig vom Wärmetransfermedium kann somit Niedertemperaturwärme oder Prozesswärme gewonnen werden. Insofern ist ein gasmotorisches BHKW, das höhere elektrische Wirkungsgrade aufweist als eine Gasturbine, dennoch nicht geeignet, um Prozesswärme mit Temperaturniveaus von mehr als 95 °C bereitzustellen. Somit lassen sich mit gasmotorischen BHKWs Gesamtwirkungsgrade von 85 Prozent, mit brennstoffzellenbasierten BHKWs sogar 90 Prozent erreichen. Da die vorgelagerte Wasserstoffproduktion ebenfalls wirkungsgradbehaftet ist, muss eine möglichst hohe Ausschöpfung des Gesamtwirkungsgrades erfolgen. Damit die Wärme genutzt werden kann, muss ein räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben sein. Hier bieten sich dezentrale Konzepte an. Die mittels KWK nutzbare Wärme kann zumeist jedoch nur Grundlastbedarfe abdecken. Zudem muss auch die zeitgleiche Nutzbarkeit der beiden Energieformen gegeben sein. Während dabei zumindest für die elektrische Energie eine direkte Verwertung angestrebt werden sollte, kann die anfallende Wärme einfach gespeichert oder gepuffert werden.

Langfristig ist bei der Kraft-Wärme-Kopplung mit einem Rückgang des Faktors „Wärmeerzeugung“ zu rechnen. Ursache ist das primäre Ziel der bedarfsgerechten Bereitstellung von elektrischer Energie, was zu verringerten Betriebsstunden führt und weitere Effizienzsteigerungen hin zu höheren elektrischen Wirkungsgraden – und damit zu geringeren Wärmemengen – erwarten lässt. Eine Ausnahme ist die Bereitstellung von Prozesswärme im Industriesektor.^[37-39]

2.4 Industrie

Der Umbau der Industrie von der fossilen Rohstoffbasis auf erneuerbare Energien und Wasserstoff ist eine große Herausforderung. Eine allgemeingültige Strategie gibt es für diesen Transformationsprozess nicht. Produktionsstandorte bestehen aus hochvernetzten Prozessen mit Anlagen, die auf eine langfristige Produktion von 50 Jahren und mehr ausgelegt sind.^[40] Jeder Produktionsstandort bietet im Hinblick auf die vorhandene Infrastruktur, die angesiedelte Industrie sowie die Betriebs- und Rohstoffkosten unterschiedliche Bedingungen. Zudem werden in der chemischen Industrie, etwa bei der Ammoniak/Harnstoffsynthese, Kohlenstoff und dessen Verbindungen auch stofflich verwertet. Hier ist eine Umstellung auf Wasserstoff also nur möglich, wenn eine alternative Kohlenstoffquelle zugänglich gemacht wird. Dazu kommt der Preisdruck auf dem Weltmarkt. Um also die Energiewende in der Industrie erfolgreich voranzubringen, bedarf es für jeden Produktionsstandort einer maßgeschneiderten Strategie, die genau diese lokalen Gegebenheiten berücksichtigt.

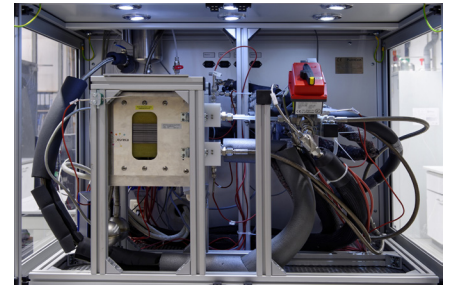


Abbildung 8: Im Rahmen des EU-geförderten Projektes EURECA („Efficient Use of Resources in Energy Converting Applications“) ist ein so genannter Short-Stack am DLR für den Einsatz in Mitteltemperatur-KWK-Anlagen charakterisiert worden.

2.4.1 Stahlproduktion

Gut ein Viertel (28 Prozent) der weltweiten industriebedingten CO₂-Emissionen entfallen auf die Eisen- und Stahlproduktion.^[41] Neben energiebedingten Emissionen aus der Bereitstellung von Prozesswärme handelt es sich dabei vor allem um prozessbedingte CO₂-Emissionen, die bei der Nutzung von Kohlenstoff als Reduktionsmittel anfallen. Die Gewinnung von Stahl erfolgt momentan zu rund 70 Prozent über den Hochofenprozess, in dem Eisenerze mit Koks zu Roheisen reduziert werden.^[41] Das gewonnene Roheisen enthält noch vier Prozent Kohlenstoff, der anschließend im Konverter mit Sauerstoff ausgeblasen wird. In beiden Prozessschritten werden große Mengen CO₂ frei. Um diese Emissionen zu reduzieren, gibt es unterschiedliche Strategien (siehe Tabelle 1). Diese basieren entweder auf CO₂-Vermeidung oder auf der Nutzung von Wasserstoff. Solange der Hochofenprozess betrieben wird, kann auch der Sauerstoff aus der Wasserelektrolyse in den Konverter eingespeist werden. Welche Strategien sich konkret anbieten, hängt stark vom Produktionsstandort ab. Dies gilt folglich auch für den Einsatz von Wasserstoff.

Tabelle 1: Mögliche Strategien zur Reduktion von CO₂-Emissionen in der Stahlproduktion.^[42-44]

Wasserstoffnutzung	CO ₂ -Vermeidung
<ul style="list-style-type: none"> • Direktreduktion des Eisenerzes mit Wasserstoff oder Erdgas • Anteiliges Einblasen von Wasserstoff/ Erdgas in den Hochofen • Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe (CCU) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mehr Stahl aus Schrott herstellen • Bereitstellung von Prozesswärme durch grünen Strom • CO₂-Abscheidung aus dem Gichtgas (CCS & CCU) • Ersatz von Koks durch Biokohle

Vergleichsweise einfach lässt sich die Umstellung auf grünen Wasserstoff an Produktionsstandorten realisieren, die das Direktreduktionsverfahren anwenden. Dabei wird Eisenerz mit Erdgas (anstatt mit Koks) zu Eisenschwamm reduziert.^[45] Derzeit wird hierfür Erdgas zu CO und grauem Wasserstoff reformiert. Beide Gase reagieren anschließend in einem Schachtofen mit Fe₂O₃ zu Eisenschwamm. Nahe Hamburg wird in den kommenden Jahren eine erste rein mit Wasserstoff betriebene Demonstrationsanlage mit einer Jahresproduktion von 0,1 Megatonnen (Mt) in Betrieb gehen.^[7] Global betrachtet, spielt das Direktreduktionsverfahren bislang jedoch nur eine untergeordnete Rolle bei der Stahlerzeugung, da es immer nur dort angewandt wird, wo preiswertes Erdgas zur Verfügung steht (siehe Abbildung 9). An Standorten, die über Lichtbogenöfen (engl.: Electric Arc Furnace; EAF) auch größere Schrottmengen verwerten können, wird versucht, diese Produktionskapazitäten auszubauen. Dies reduziert die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Hochofenprozess um 70 bis 75 Prozent.^[47] Die verfügbaren Schrottmengen und -qualitäten beschränken diese Möglichkeit jedoch stark, so dass sich durch Schrotte immer nur ein Teil des Stahlbedarfs decken lässt.^[44]

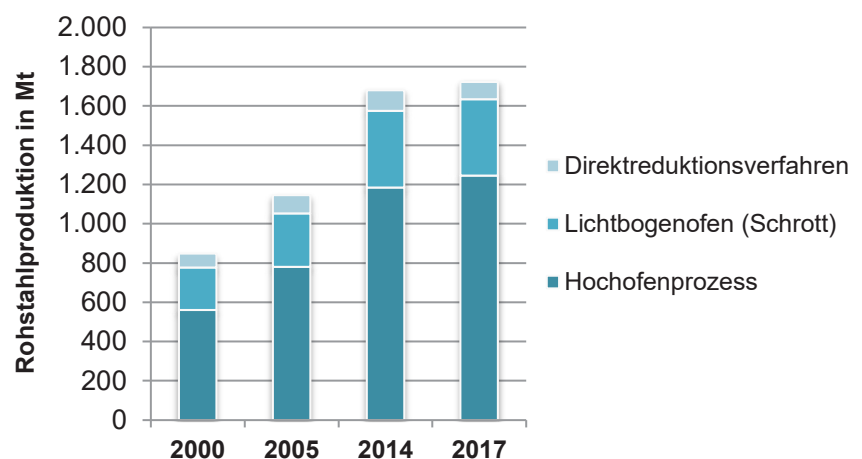


Abbildung 9: Anteil der einzelnen Verfahren an der weltweiten Stahlproduktion.^[41, 46]

Weltweit werden etwa 30 Prozent des Stahls aus Schrott erzeugt.^[45] Der Hochofenprozess wird daher vorerst seine wichtige Rolle für die Stahlherstellung behalten. Dies bedingt auch die weitere Nutzung von Kohlenstoff als Reduktionsmittel. Die angestrebte Reduktion der CO₂-Emissionen um bis zu 95 Prozent bis 2050 ließe sich jedoch mit Wasserstoff erzielen. So kann Wasserstoff beispielsweise im begrenzten Umfang direkt in den Hochofen einblasen werden, wodurch der Bedarf an Einblaskohle sinkt.^[48] Eine wichtige Strategie besteht in der stofflichen Nutzung von CO₂ durch CCU („Carbon Capture and Utilisation“; die Abscheidung und anschließende Verwendung von CO₂ aus Verbrennungs-Abgasen). Wird Kohlenstoffdioxid aus dem sogenannten Gichtgas der Hochofen abgetrennt, kann dieses mit grünem Wasserstoff zu synthetischen Kraftstoffen und chemischen Grundchemikalien weiterverarbeitet werden.^[48] Dies trägt mittelfristig zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei. Ergänzt wird dies zukünftig durch den schrittweisen Ausbau des Direktreduktionsverfahrens. Das DLR bereitet derzeit gemeinsam mit einem internationalen Stahlwerksbetreiber ein Projekt vor, bei dem in den nächsten zwei Jahren für einen konkreten Standort eine Strategie zur CO₂-Reduktion entwickelt wird.

2.4.2 Ammoniak und Harnstoff

Ammoniak stellt als Ausgangsstoff für die Herstellung von Düngemitteln, Harnstoff, Salpetersäure, Sprengstoffen, Kunststoffen und synthetischen Fasern eine der bedeutendsten Grundchemikalien dar. Entsprechend hoch ist der Bedarf. Im Jahr 2018 wurden weltweit 174,9 Mt Ammoniak hergestellt.^[49] In Deutschland sind es etwa 3,13 Mt (2017).^[50] Die Synthese erfolgt zumeist über das Haber-Bosch-Verfahren und damit direkt aus den Elementen Stickstoff (aus der Luft) und Wasserstoff. Daher zählt die Ammoniaksynthese mit einem Wasserstoffbedarf von jährlich 31 Mt zu den größten Anwendungen von Wasserstoff.^[51]

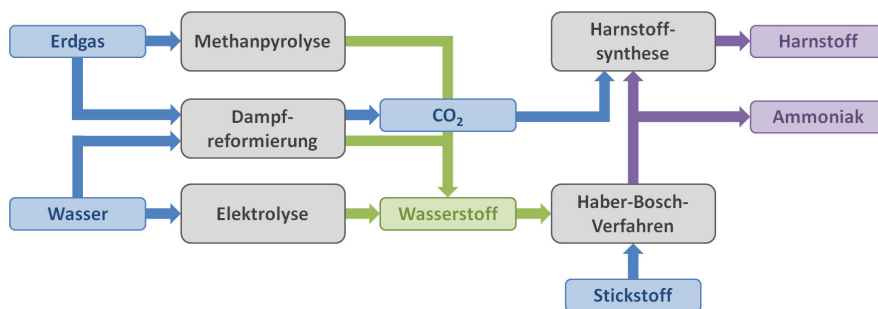


Abbildung 10: Vereinfachtes Schema der Ammoniaksynthese (modifiziert nach^[50]).

Die Ammoniaksynthese ist immer eng mit der Herstellung von Harnstoff verknüpft (siehe Abbildung 10). Konventionell erfolgt die zugrunde liegende Wasserstofferzeugung über die Dampfreformierung von Erdgas zu Synthesegas. Das im Gasstrom enthaltene CO₂ wird über eine Sauer gaswäsche abgetrennt und dient im Folgenden als Kohlenstoffquelle für die Harnstoffsynthese. Der Wasserstoff wird anschließend mit Stickstoff katalytisch zu Ammoniak umgesetzt. Für die Produktion von Harnstoff wird ein Teil des Ammoniaks mit CO₂ zunächst in Ammoniumcarbamat überführt, welches anschließend zu Wasser und Harnstoff weiterreagiert. Bis zu zwei Drittel des CO₂ aus der Ammoniaksynthese werden so wieder gebunden. Harnstoff selbst dient als wichtiges Zwischenprodukt für die Herstellung von Stickstoffdüngern oder Kunstharzen. Weltweit werden jährlich 210 Mt Harnstoff (2018) hergestellt.^[52]

In Zukunft wird der weltweite Ammoniakbedarf vor dem Hintergrund einer wachsenden Weltbevölkerung weiter steigen.^[51] Für Deutschland wird hingegen von einem stagnierenden Bedarf ausgegangen.^[53] Dies würde sich drastisch ändern, wenn sich Ammoniak im größeren Umfang als Energieträger und Wasserstoffspeicher etabliert. Da die Ammoniaksynthese bereits Wasserstoff direkt nutzt, besteht das Potenzial hierbei vor allem in der Umstellung von

grauem auf grünen Wasserstoff.^[53] Unabhängig davon, welche Herstellungsmethode dafür zum Einsatz kommt (siehe Teil 1 der DLR-Wasserstoffstudie), muss für die nachgeschaltete Harnstoffsynthese zwingend eine CO₂-Quelle bereitgehalten werden. Wie dies realisiert wird, ist von den lokalen Gegebenheiten am jeweiligen Produktionsort abhängig. Für die Energiewende in der Industrie ist daher die Entwicklung standortspezifischer Strategien unverzichtbar. Mit dem neuen Institut für CO₂-arme Industrieprozesse widmet sich das DLR dieser Aufgabe und unterstützt die Industrie bei der Standortentwicklung.

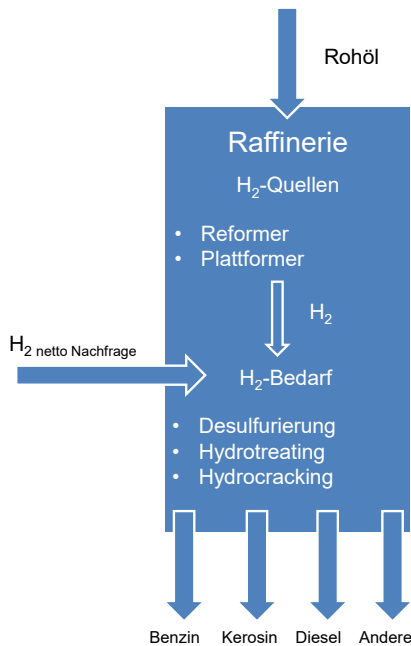


Abbildung 11: Konventionelle Herstellungspfade für Treibstoffe und die Einsatzpotenziale von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff.^[54] Der benötigte Wasserstoff wird derzeit hauptsächlich durch Reformierung von Kohlenwasserstoffen und Wasserdampf gewonnen.

2.4.3 Synthetische Kraftstoffe

Der Transportsektor lässt sich in seinen aktuellen Strukturen nicht ohne die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen, die auf Basis von erneuerbaren Energien hergestellt werden, klimaneutral gestalten. Synthetische Kraftstoffe lassen sich derzeit insbesondere aufgrund ihrer hohen Energiedichte und durch den hohen spezifischen Leistungsbedarf^[55, 56] im Schwerlastverkehr sowie für die Schiff- und Luftfahrt nicht ohne Weiteres durch andere klimaneutrale Antriebsarten ersetzen. Die zumeist flüssigen, auf Kohlenwasserstoffen basierenden Kraftstoffe, sind durch ihre geringen Speicher- und Transportverluste zudem gut als Langzeitspeicher einsetzbar.^[57] Jedoch gibt es zahlreiche Herausforderungen bei der Herstellung und Nutzung dieser Kraftstoffe. So nimmt insbesondere der Energiebedarf mit der Anzahl der notwendigen Syntheschritte stark zu. Zur konventionellen Herstellung von modernen, kohlenwasserstoffbasierten Kraftstoffen wird neben den fossilen Grundstoffen Wasserstoff zur Veredelung benötigt. Dabei sind die Raffinerien zu großen Teilen Selbstversorger, da Wasserstoff in den Verarbeitungsprozessen auch als Nebenprodukt anfällt. Im Wesentlichen geschieht dies bei der Dampfreformierung, was jedoch nicht den Gesamtbedarf deckt.

Der Wasserstoff wird bei der Herstellung der synthetischen Kraftstoffe zur Aufwertung und Aufbereitung benötigt. Hierbei werden folgende Verfahren eingesetzt:

- Hydrocracking:^[58] Katalytisches Crackverfahren in der Gegenwart von Wasserstoff, um aus langkettigen Kohlenwasserstoff-Fractionen Zwischenprodukte zu erzeugen, die zur normgerechten Weiterverarbeitung und Herstellung von Dieseldieselkraftstoff Fraktionen benötigt werden.
- Hydrotreating/Hydrodesulfurierung:^[58] Entschwefelung von Mineralölprodukten durch Hydrierung der Schwefelverbindungen.
- Hydroformylierung:^[59] katalytische Hydrierung zu Aldehyden.

Im Jahr 2015 wurden in Deutschland insgesamt 19 Milliarden Nm³ Wasserstoff produziert. Davon wurden rund 5,2 Milliarden Nm³ für die Verarbeitung von Rohöl benötigt, wovon wiederum etwa 1,9 Milliarden Nm³ mittels Dampfreformierung gewonnen wurden.^[54] Durch den Ersatz von grauem durch grünen Wasserstoff würde sich eine CO₂-Minderung von 1,72 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent pro Jahr ergeben.^[54]

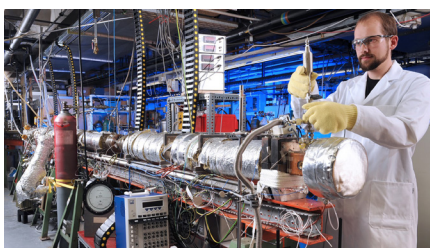


Abbildung 12: Entnahme einer Probe an der Stoßrohranlage des DLR-Institutes für Verbrennungstechnik in Stuttgart zur Charakterisierung der Verbrennung von Designer Fuels.

Der große Vorteil synthetischer Kraftstoffe besteht darin, dass sie problemlos in die bestehende Energie- und Mobilitätsinfrastruktur für alle Verkehrsbereiche integriert werden können. Nachteilig sind dagegen hohe Energieverluste und Produktionskosten, sowie der Ausstoß von Treibhausgasen, so dass sich eine Klimaneutralität nur durch den Einsatz von Treibstoffen auf der Basis von Wasserstoff und Kohlenstoff aus der Luft oder nachwachsenden Quellen erreichen lässt.^[9] Sie bieten jedoch auch bei der Auswahl der Rohstoffe ein breites Spektrum, ebenso wie bei den erneuerbaren Energiequellen. Für die beiden wichtigsten Herstellungspfade – das Fischer-Tropsch Verfahren und die Umwandlung von Estern und Fettsäuren – ist der Einsatz von grünem Wasserstoff sowie Kohlenstoff aus der vorzugsweisen Verwertung von Abfall-Biomasse ideal.

Dabei limitiert allerdings die Verfügbarkeit von Biomasse und erneuerbarem Strom die Produktion großer Mengen synthetischer Kraftstoffe. Der Anteil an nachhaltig produzierter Biomasse, die für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen in Deutschland verfügbar

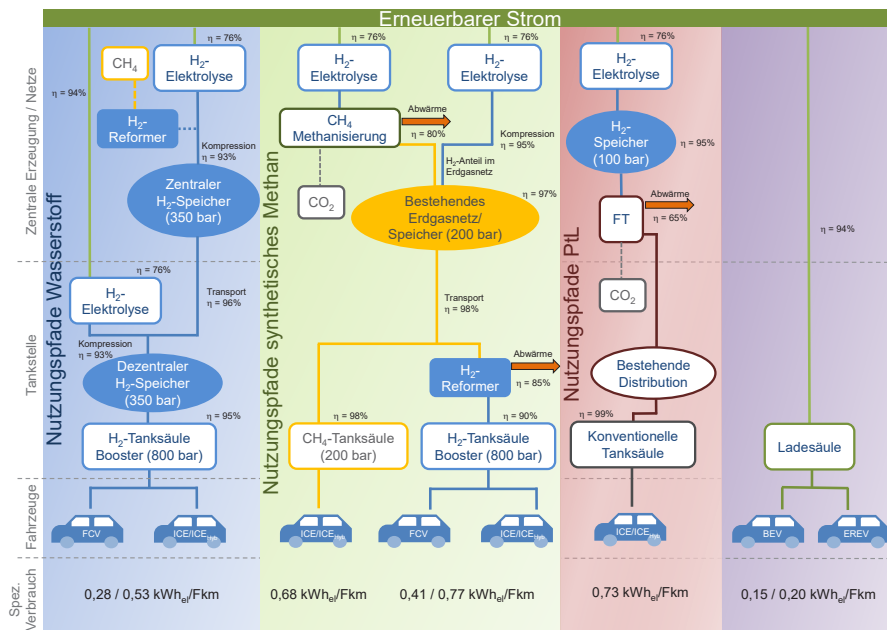


Abbildung 13: Einsatz von erneuerbarem Strom in den verschiedenen Mobilitätskonzepten. Die dargestellten Nutzungspfade zeigen die Wirkungsgrade für verschiedene Mobilitätskonzepte für Brennstoffzellenfahrzeuge (FCV), Verbrennungsmotoren (*internal combustion engine*, ICE), als Hybrid (ICE_{Hyb}), Plug-in-Hybrid (*extended range electrical vehicle*, EREV) und Vollelektrofahrzeuge (BEV) sowie den spezifischen Verbrauch der einzelnen Antriebsarten (modifiziert nach^[64]).

ist, wird in einer Größenordnung von etwa 700 bis 1000 Petajoule pro Jahr geschätzt. Der Endenergieverbrauch für Kraftstoffe im Jahr 2018 betrug etwa 2740 PJ.^[60] Bislang wird mehr als die Hälfte davon hauptsächlich im Wärmesektor eingesetzt.^[61, 62] Die Kombination von BtL-Verfahren mit bevorzugt erneuerbarem Wasserstoff führt zum so genannten Power & Biomass-to-Liquid-Konzept (PbTL), mit niedrigeren Kosten- und Effizienzvorteilen, verglichen mit dem reinen BtL-Verfahren.^[9, 63] Erneuerbarer Strom und Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft (Direct-Air-Capture; DAC) können zudem in Power-to-Liquid-Verfahren (PtL) verwendet werden. Ebenso können Biogasanlagen, Müllverbrennungsanlagen oder andere industrielle Abgase als Kohlenstoffquelle dienen.

Um Erkenntnisse über die Herstellung und Nutzung synthetischer Kraftstoffe für Energie, Luftfahrt, Verkehr und Raumfahrt zu bündeln, vereinigt das DLR im Querschnittsprojekt „Future Fuels“ die Forschung und Kompetenzen von elf Instituten. Eine Schlüsselrolle spielt dabei die Entwicklung und Realisierung einer CO₂-reduzierten, schadstoffarmen Produktion von optimalen synthetischen Kraftstoffen mittels erneuerbarem Strom und Solarenergie. Maßgeblich sind dafür nicht nur ihre chemisch-physikalischen Eigenschaften und die damit verbundene Leistung der Kraftstoffe, sondern auch ihre Zusammensetzung und ihre Emissionen. Die institutsübergreifende Forschung in einem erfahrenen, interdisziplinären Forscherteam, wie es im Rahmen von „Future Fuels“ praktiziert wird, ist entscheidend für die Weiterentwicklung von Schlüsseltechnologien, wie auch die enge Zusammenarbeit von Wissenschaft und Industrie.

Kapitel 3 Wasserstoff als Schlüssel zur Sektorenkopplung

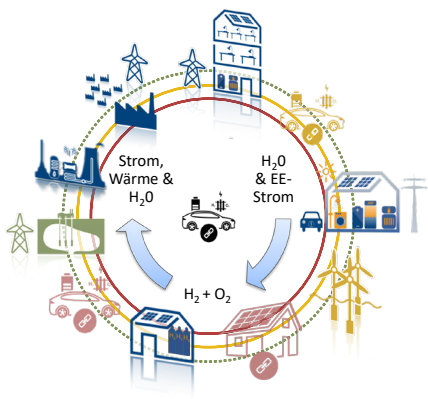


Abbildung 14: Bei der Sektorenkopplung werden einzelne Erzeuger, Verbraucher und Infrastrukturen miteinander verknüpft. Die Grafik verdeutlicht die Verflechtungen der Sektorenkopplung am Beispiel einer wasserstoffbasierten Energiewirtschaft.

In den vergangenen beiden Jahrzehnten ist der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Brutto-Endenergieverbrauch signifikant gestiegen. Im Jahr 2018 hat er mit 432 Terawattstunden (TWh) einen Anteil von 16,6 Prozent erreicht. Der Zuwachs verteilt sich jedoch keineswegs gleichmäßig: Bei Betrachtung der einzelnen Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie wird schnell ersichtlich, dass diese Entwicklung primär im Stromsektor stattgefunden hat. Allein hier wurde über die Hälfte der erneuerbaren Energien eingesetzt (52,2 Prozent; entspricht 225,7 TWh), gefolgt vom Wärmesektor mit 39,5 Prozent (170,9 TWh). Kaum relevant ist bislang dagegen der Anteil biogener Kraftstoffe mit 8,3 Prozent (32 TWh).^[65]

Bei der vollständigen Umgestaltung des Energieversorgungssystems auf erneuerbare Energiequellen wird es darauf ankommen, verstärkt die primär bereitgestellte fluktuierende elektrische Energie zu nutzen, um fossile Ausgangsstoffe zu ersetzen. Allerdings ist die Infrastruktur des heutigen Energiesystems aufgrund der sehr guten Speichereigenschaften von konventionellen fossilen Energieträgern auf dargebotsunabhängige Betriebsweisen ausgelegt, so dass Primärenergiebedarfe bislang nahezu unbegrenzt bedient werden konnten. Zudem sind die derzeitigen Strukturen auf mehr oder weniger isolierte sektorenspezifische Versorgungspfade ausgelegt. Die erforderliche Effizienz und Flexibilität für ein volkswirtschaftlich attraktives und auf erneuerbaren Quellen basierendes Energieversorgungssystem wird sich jedoch nur durch eine intensive Kopplung der einzelnen Sektoren erzielen lassen. Eine solche Sektorenkopplung benötigt einen chemischen Energieträger zur Zwischenspeicherung, der sich im ausreichenden Maße aus Strom synthetisch herstellen lässt. Hierfür ist Wasserstoff eine ideale Option.

3.1 Sektorenkopplung

Bei den klassischen Verbrauchergruppen der Energiewirtschaft handelt es sich um die privaten Haushalte, die Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie um die Industrie und den Verkehrssektor. Unabhängig von der Verbrauchergruppe handelt es sich bei den Energieformen um Elektrizität, Wärme und chemische Energieträger für Kraftstoffe und Edukte – also Stoffe, die für chemische Reaktionen eingesetzt werden – für den Verkehr und die Industrie. Die verbraucherspezifischen Verteilstrukturen der unterschiedlichen Energieträger sind größtenteils voneinander getrennt und auf die hauptsächlich fossilen Primär- und nachgelagert Sekundärenergieträger und deren Lagereigenschaften ausgelegt.

Bei einer Gegenüberstellung der immensen Bedarfe aus diesen heute noch unterschiedlichen Primärenergiequellen einerseits, sowie den installierten Kapazitäten und Erzeugungsmengen andererseits, werden die sich ergebenden technischen Herausforderungen eines auf erneuerbaren Quellen basierenden Energiesystems ersichtlich. So lieferten die im Jahr 2018 in Deutschland installierten 118 Gigawatt Leistung aller EE-Erzeuger 432 TWh Energie (Tabelle 2).^[66, 67] Dem gegenüber stehen aufsummierte Endenergieverbräuche von 2500 TWh (Abbildung 15).^[68]

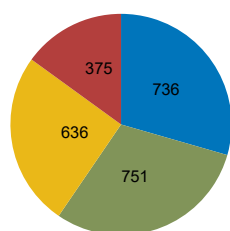
Aus heutiger Sicht ist zu erwarten, dass sich eine überwiegend oder vollständig auf erneuerbaren Ressourcen basierende Energieversorgung der Zukunft vor allem auf die Nutzung von Wind- und Solarstrom fokussieren wird. Ausgangsbasis eines solchen Energiesystems in Deutschland ist somit die stark fluktuierende elektrische Energie aus nationalen Windkraft-

Tabelle 2: Darstellung der Endenergiebedarfe der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland in Relation zur installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien. Die tatsächlichen Werte aus dem Jahr 2018 werden mit zwei Ausbauszenarien verglichen. Die rechte Spalte gibt den tatsächlichen Wirkungsgrad für eine angenommene installierte Leistung von 1000 Gigawatt wieder.^[66]

Sektor	Energiebedarf Deutschland	Installierte Leistung EE / EE-Erzeugung				
		(2018)	(Jahr 2018)	(Annahme)	(Annahme)	(Annahme mit Wirkungsgrad)
			118,3 GW	1.000 GW	2.000 GW	1.000 GW
Strom	518 TWh	225 TWh	1.902 TWh	3.804 TWh	1.426 TWh	75 %
Wärme	1.207 TWh	171 TWh	1.445 TWh	2.891 TWh	723 TWh	50 %
Verkehr	636 TWh	36 TWh	304 TWh	609 TWh	228 TWh	75 %
Summen	2.361 TWh	432 TWh	3.652 TWh	7.303 TWh	2.377 TWh	

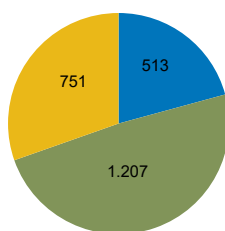
und PV-Anlagen mit großen tageszeitlichen Schwankungen und saisonalen Unterschieden. Bei allen Strategien zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage sollte – wo immer dies technisch und wirtschaftlich abgebildet werden kann – die direkte Nutzung der elektrischen Energie ohne Zwischenspeicherung oder Wandlung Vorrang haben, da sich dies in der Regel kostenmindernd und effizienzsteigernd auswirkt.

Endenergieverbräuche 2018 in den Verbrauchssektoren in TWh



■ Industrie ■ Verkehr ■ Haushalte ■ Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Endenergieverbrauch 2018 in den Energiesektoren in TWh



■ Strom ■ Wärme ■ Verkehr

Abbildung 15: Darstellung der Endenergieverbräuche in den relevanten Verbrauchs- und Energiesektoren in Deutschland. Anhand der Kennzahlen wird der bedeutende Anteil am Gesamtverbrauch durch Verkehr und Haushalte deutlich. Gleichfalls erkennbar sind die Herausforderungen, wenn sektorenübergreifend die erforderlichen Energiemengen bereitgestellt werden müssen.^[68]

Das DLR konnte bereits in früheren Arbeiten besonders vielversprechende Kombinationen aus Wind- und Solarstromkapazitäten errechnen,^[69] mit denen sich die Stromerzeugung bestmöglich an den Verlauf der Nachfrage anpassen lässt. Dabei ist die Nutzung von besonders geeigneten Standorten und Technologien für eine weniger schwankende Erzeugung hilfreich, insbesondere die Windenergie auf See oder die nachgeführte Photovoltaik (Abbildung 16). Die für den großskaligen Einsatz erneuerbarer Energiequellen erforderlichen Flexibilitäten lassen sich in vernetzten intelligenten Energiesystemen zudem mittels Ertragsvorhersagen, Erzeugungs- und Lastmanagement sowie Energiespeicherung erzielen. Eine mit entsprechenden Möglichkeiten ausgestattete energietechnische Infrastruktur zeichnet sich unter anderem dadurch aus, dass auch die Wärmeversorgung und der Sektor der chemischen Energieträger für Kraftstoffe und Edukte von fossilen auf erneuerbare Energiequellen umgestellt werden. Hierbei lassen sich Elektrifizierungspotenziale nutzen und mittels Strom hergestellte synthetische Energieträger einsetzen.

Da Wärmespeicherung vergleichsweise kostengünstig ist und auch unsere Mobilität auf gespeicherter Energie basiert, existieren in beiden Sektoren sehr große Speicherpotenziale, die durch geeignete Technologien auch für die Kompensation von Schwankungen im elektrischen Sektor mit herangezogen werden können. Beispiele hierfür sind stromgeführte Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat-Ansätze. Diese immer intensivere technische Verschmelzung der Strom-, Wärme- und Verkehrsinfrastrukturen wird als **Sektorenkopplung** bezeichnet und erlaubt sowohl die Dekarbonisierung bislang fossil dominierter Verbrauchssektoren als auch einen verbesserten Ausgleich zwischen Energie-

angebot und -nachfrage. Im Gegensatz zur bisherigen klassischen Versorgung der Verbrauchssektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ergeben sich daher aus einer gesamtsystemischen Perspektive völlig neuartige Wechselwirkungen zwischen und innerhalb der einzelnen Sektoren.

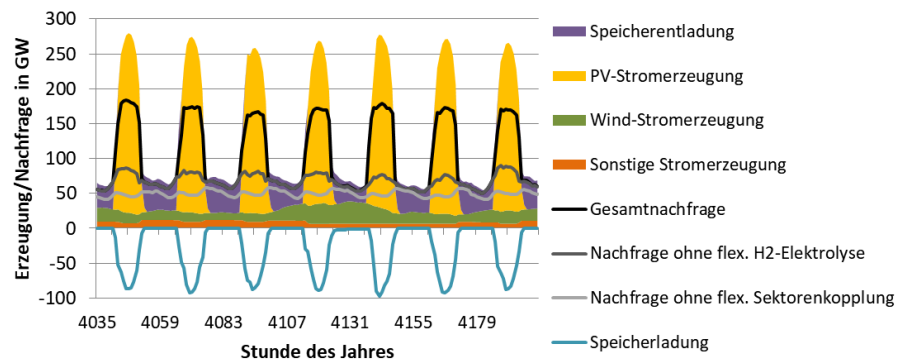


Abbildung 16: Betrieb des australischen Stromsystems in einer Winterwoche eines Szenarios für das Jahr 2050 mit Wasserstoffexport und klimaneutralem nationalen Energiesystem. Der Betrieb der Elektrolyseure orientiert sich vollständig an der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen. Dieser wird im gezeigten Szenario vor allem in einachsigen nachgeführten Photovoltaikanlagen erzeugt.^[70]

Eine wesentliche Voraussetzung für eine tiefgreifende Sektorenkopplung ist ein synthetischer Energieträger, welcher sich aus Strom bereitstellen lässt, in anderen Sektoren nutzbar sowie gleichermaßen einfach und flexibel speicherbar ist. Diese Anforderungen werden von Wasserstoff sehr gut erfüllt. Ergänzend darf erwähnt werden, dass die bereits existierende Erdgasinfrastruktur (bestehend aus aktuell 47 Erdgasspeichern mit einer Gesamtkapazität von 232 TWh^[71]) zuzüglich dem Erdgasnetz mit einer Speicherkapazität von 130 TWh) perspektivisch die Transport- und Speicheraufgabe von Wasserstoff übernehmen kann. Bei einer vollständigen Substitution des Erdgases durch Wasserstoff würde diese Speicherkapazität aufgrund der geringeren Energiedichte und ohne systemische Anpassungen (zum Beispiel des Druckniveaus) rund 120 TWh entsprechen.

Ungeachtet der Herausforderungen, die sich durch die volatile Energiebereitstellung ergeben, ist das Gesamtpotenzial für erneuerbare Energien am dicht besiedelten Industriestandort Deutschland recht limitiert. Vor diesem Hintergrund ist eine großskalige Produktion von Wasserstoff in sonnen- und windreichen Ländern mit geeigneten und verfügbaren Flächen eine ökonomisch attraktive Option, um die klimaneutrale Energieversorgung in Deutschland sicherzustellen. Die derzeitige Quote von etwa 17 Prozent erneuerbarer Energien am deutschen Endenergieverbrauch illustriert die Notwendigkeit der konsequenten Umsetzung einer internationalen Wasserstoffstrategie in Wechselwirkung mit dem nationalen Energiesystem. Diese umfasst die internationale Wasserstoff-Erzeugung, die Logistik für den Import, die nationale Speicherung und Verteilungsinfrastruktur sowie die lokale Verbraucherebene. Auch bei einer großskaligen Einbindung internationaler Energielogistik darf also die regionale und lokale Gestaltungsebene bei der Transformation der Energiesysteme nicht übersehen werden. Neben den technischen, regulativen, politischen und wirtschaftlichen Randbedingungen spielen immer auch spezifische regionale Aspekte eine bedeutende Rolle in der Sektorenkopplung, da insbesondere bei einer sektorenübergreifenden Nutzung von Energieströmen räumlich gekoppelte Systeme und Strukturen vorteilhaft sein können. Dies geht einher mit einer stärkeren Dezentralisierung der Erzeugungs-, Verbrauchs-, Transfer- und Speicherkomponenten im Energiesystem.

Die erzielbaren Vorteile einer flexiblen Auslegung der Sektorenkopplung hat das DLR – ebenso wie die positive Wechselwirkung der Kombination verschiedener Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität – in verschiedenen Szenario-Analysen unter Nutzung des stündlich aufgelösten Energiesystemmodells REMix belegt.^[10, 72-76] Dies umfasst die Nutzung unterschiedlicher Speicher (zum Beispiel Wärmespeicher, Wasserstoffspeicher und stationäre sowie fahrzeugintegrierte Akkumulatoren) ebenso wie die Verschaltung von dezentraler Flexibilität in Gebäuden, Gewerbe und Industrie einerseits und zentraler Flexibilität in Form großer Speicher oder Transportleitungen andererseits.

Wie bereits aus unterschiedlichen Blickwinkeln betrachtet, kommt den einzelnen Technologien, Verfahren und Betriebsweisen als sektorenkoppelnde Schnitt- und Transferstellen eine entscheidende Rolle zu. Sie bilden die Basis zur Schaffung der notwendigen Flexibilitäten, tragen dazu bei, eine umfassende Defossilierung zu realisieren und ermöglichen zudem Effizienzsteigerungen im zukünftigen Energiesystem. Integraler Bestandteil einer Wasserstoffinfrastruktur zur Sektorenkopplung ist die Erzeugung durch Elektrolyseure und Verdichter, die als elektrische Verbraucher zusätzliche Flexibilitäten bei der angebotsabhängigen Nutzung elektrischer Energie bieten. Elektrolyseure können hierbei an Standorten mit unterschiedlichen Randbedingungen und Leistungsgrößen eingesetzt werden. Neben einer kontinuierlichen Betriebsweise sind ebenfalls Teillastbetriebe im Kontext des Lastmanagements und der Netzstabilisierung möglich. Bei der Wahl eines strategisch und wirtschaftlich sinnvollen Installationsortes (zum Beispiel nah an Großverbrauchern, Speichern oder kritischen Stromnetzpunkten) ist neben dem Aspekt der Wasserstoffherstellung die sekundäre sektorenkopplungs-spezifische Funktion des Elektrolyseurs entscheidend für die Bereitstellung von Regelleistung. Je nach Qualität und Diversität der örtlich verfügbaren Ressourcen an erneuerbaren Energien einerseits, und der Einbindung in ein großräumiges und gut ausgebautes Stromübertragungsnetz andererseits, ergibt sich aus diesen standortspezifischen Faktoren im Fall der Wasserstoffherzeugung eine Auslastung der Elektrolyseure von etwa 2000 bis 6000 Volllaststunden pro Jahr.^[77]

Unabhängig vom avisierten Dienstleistungsspektrum wirkt sich die Nutzung der bei der Elektrolyse parallel anfallenden thermischen Energie effizienzsteigernd aus. Insofern erhöhen dezentrale Verteilungsansätze maßgeblich die Chance zur Ankopplung an lokale Wärmebedarfe, zum Beispiel über ein Fernwärmenetz. Im Umkehrschluss können dezentrale Kraftwerke Residuallasten und Regelleistung aus saisonal hergestelltem Wasserstoff flexibel bereitstellen und diesen rückverstromen. Brennstoffzellen als elektrochemische Wandler erreichen hier die höchsten elektrischen Wirkungsgrade. Eine Nutzung der dabei entstehenden Abwärme wirkt sich effizienzsteigernd und damit kostensenkend aus. Das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung in Kombination mit thermischen Speichern ist bereits heute technisch bis hinunter in Leistungsklassen von einigen hundert Watt realisiert. Werden die thermischen Speicher mit zusätzlichen elektrischen Heizsystemen ausgestattet, kann je nach Anforderung und Berücksichtigung sinnvoller Leistungsklassen Regelleistung angeboten werden. Dies gilt gleichermaßen für elektrische und gasbetriebene Wärmepumpensysteme. Hierbei sind die Potenziale dezentraler Standorte im Gebäudesektor bislang nicht ansatzweise ausgeschöpft. Die Gebäudehülle und die technischen Bauelemente sind hierbei prädestiniert für die Gewinnung von Strom und Wärme bzw. zur Speicherung thermischer Energie.

Weitere dezentrale Flexibilitäten können durch die Integration elektrifizierter Fahrzeuge in das Stromsystem geschaffen werden. Gesteuertes Laden batterieelektrisch betriebener Fahrzeuge könnte die dezentralen Stromnetze entlasten. Zukünftig wäre zudem auch eine Rückspeisung in Spitzenlastzeiten denkbar. Eine logische Weiterentwicklung dieses Ansatzes ist die dezentrale Anbindung von Brennstoffzellenfahrzeugen an das Stromsystem. Dies wirkt sich zudem in einer höheren Gesamtsystemeffizienz aus, da auch eine Nutzung der Abwärme möglich ist, etwa zur Gebäudeversorgung. Hierbei entscheidet im Wesentlichen die Leistungsklasse (zum Beispiel Pkw, Lkw oder Schienenfahrzeug) über Höhe und Umfang der abbildbaren Dienstleistungen, vor allem, wenn diese mit einer Wasserstoffversorgungs- und damit mit einer Rückverstromungs-Infrastruktur gekoppelt sind. Grundlegende Ansätze zur Anbindung und Gestaltung von Schnittstellen hierfür erforscht das DLR unter anderem am Institut für Vernetzte Energiesysteme in Zusammenarbeit mit dem Institut für Fahrzeugkonzepte.

Der Nutzen von Wasserstoff als sektorenkoppelndes Element in einem auf erneuerbaren Quellen basierendem Energiesystem ist also sehr substanziell. Allerdings resultiert aus dem hohen Komplexitätsgrad mit zahlreichen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen bei der Integration von Wasserstoff eine große Herausforderung auf allen Systemebenen. Vor diesem Hintergrund steht die Schaffung energetisch vorteilhafter räumlicher und infrastruktureller Verzahnungen der einzelnen Komponenten, Technologien, Bedarfe und Angebote (zum Beispiel in Quartieren, Industriegebieten und Versorgungsnetzen) im Fokus einer gesamtsystemischen Konzeptionierung mit Wasserstoff als Bindeglied und Flexibilitätsoption zwischen den einzelnen Sektoren.

3.2 Wasserstoff-Infrastrukturen im sektorengkoppelten Energiesystem

Unter Ausnutzung der wechselseitigen Synergien und im Zusammenspiel mit den anderen Bereichen der Sektorenkopplung kann eine flexible Erzeugung großer Mengen von Wasserstoff ein Schlüsselement der Energiewende werden. Für die ganzjährige Deckung der saisonabhängigen Nachfrage würden jedoch große Speicherkapazitäten benötigt – etwa zur Abdeckung der Heizperiode oder zur Überbrückung sogenannter „Dunkelflauten“ (längerer Phasen reduzierter Wind- und Solarstromerzeugung). Diese könnten in Deutschland nach heutigem Stand der Technik vor allem in Form von Untergrundspeichern (Kavernenspeicher in Salzstöcken) verfügbar gemacht werden, da diese die Speicherung großer Wassermengen zu verhältnismäßig geringen spezifischen Kosten ermöglichen. Dem Kostenvorteil dieser Speicherung steht jedoch der Nachteil der eingeschränkten regionalen Verfügbarkeit entgegen. So sind die benötigten Salzkavernen auf Deutschland bezogen großteils im Norden vorhanden.^[78] Somit muss für die Wasserstoff-Versorgung anderer Regionen entweder auf eine teurere, dezentrale Infrastruktur oder auf den überregionalen Transport von Wasserstoff zurückgegriffen werden.

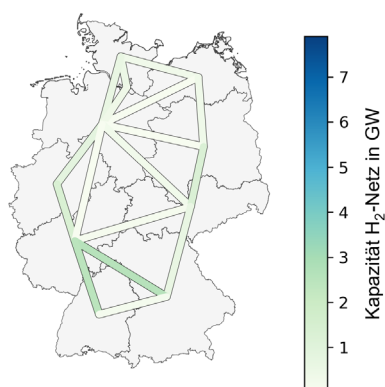
Ansätze für den Wasserstofftransport könnten sowohl die Umwidmung der bestehenden Erdgasinfrastruktur und auch der Neubau einer Wasserstofftransport-Infrastruktur sein, die Erzeugung, Speicherung und Nachfrage verbindet. Die Entscheidung, welche dieser Optionen sich wirtschaftlich attraktiver oder sinnvoller umsetzen lässt, hängt ganz wesentlich auch von den anwendungsspezifisch geforderten Reinheiten des Wasserstoffes ab. So könnten zum Beispiel Speicher, die zuvor für Erdgas genutzt wurden, mittelfristig eingelagerte Fremdstoffe abgeben. Für die Stahlherstellung wäre dies unproblematisch, jedoch nicht für den Mobilitätssektor, für den hochreiner Wasserstoff benötigt wird.

Für Deutschland kann der Bau von Wasserstofftransportleitungen zwischen den verschiedenen Bundesländern eine wirtschaftliche Option darstellen. Das zeigen Modellrechnungen des DLR, die auf Energiewendeszenarien basieren, die in Einklang mit den Klimaschutzzielen des Pariser Abkommens sind und im speziellen Fall der entsprechenden Szenario-Annahmen eine überwiegend heimische Erzeugung von Wasserstoff annehmen.^[10] Der Berechnung nach sollte diese Leitungsinfrastruktur insbesondere zur Verbindung der Mitte und des Südens Deutschlands zugebaut oder durch Umwidmung bereitgestellt werden, in etwas geringerem Maße auch zwischen dem Norden und in der Mitte der Republik (Abbildung 17). Unter Nutzung dieser Fernleitungen würde fast ein Drittel des erzeugten Wasserstoffes – entsprechend einer Energie von etwa 100 TWh – transportiert. Noch etwas höher ist der Energiegehalt des Wasserstoffes, der in Untergrundkavernenspeichern zwischengelagert würde. Im gleichen Szenario liegt die Summe der durch thermische und elektrische Speicher sowie durch Ladesteuerung von Elektromobilität bereitgestellten Flexibilität ebenfalls bei etwa 100 TWh. Einzig das Stromnetz erweist sich als eine noch wichtigere Flexibilitätsoption – sowohl bezüglich des innerdeutschen Austauschs als auch des Imports aus den Nachbarländern. Dies unterstreicht, dass die Sektorenkopplung insbesondere unter Kombination und Zusammenspiel einer Vielzahl von Technologien wirksam ist, ohne dass einzelne Technologien hierdurch überflüssig würden.

Diese Ergebnisse deuten an, welche zentrale Rolle großskalige Infrastrukturen zur Erzeugung, Speicherung und Transport von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem Deutschlands einnehmen könnten. Allerdings gehen mit dem Aufbau solcher Infrastrukturen große technische Herausforderungen einher, die noch weiter untersucht werden müssen. Zudem hängt die Wirtschaftlichkeit stark von der zukünftigen Kostenentwicklung des Baus und der Nutzung von Elektrolyseuren, Speichern und Transportkapazitäten ab, welche heute nur schwer abschätzbar ist. Für belastbare Aussagen zu einer optimierten Ausgestaltung der Energiewende ist daher ein substantielles systemanalytisches Verständnis möglicher Transformationspfade unerlässlich.

Die beschriebenen Ergebnisse für Deutschland werden in weiteren DLR-Analysen für Australien strukturell bestätigt.^[70] So zeigt sich, dass die Integration hoher Elektrolyseurs-Leistungen in Kombination mit großen Untergrundspeichern und Wasserstofftransportleitungen in das

Szenario: THG80 2050



Szenario: THG95 2050

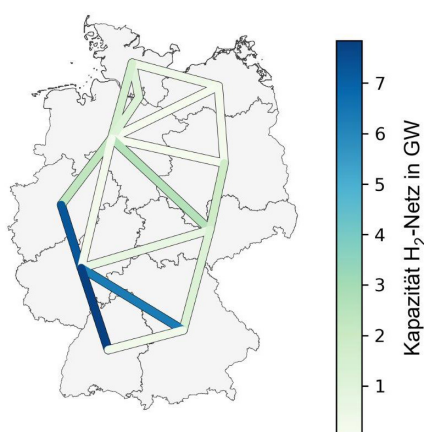


Abbildung 17: Zubau des innerdeutschen Wasserstoff-Transportnetzes in den beiden im MuSeKo-Projekt untersuchten Szenarien für das Jahr 2050.

Energiesystem die spezifischen Stromversorgungskosten deutlich senken kann. Dies wurde im Fall Australiens anhand verschiedener Szenarien eines Exports von Wasserstoff gezeigt. Durch den höheren Ausnutzungsgrad der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bringt dieser Export auch für die einheimischen Stromverbraucher Kostenvorteile. Dies ergibt sich daraus, dass die für den Export benötigten Wasserstoff-Infrastrukturen den Bedarf an weiteren Flexibilitätsoptionen wie Stromspeichern und -leitungen reduzieren. Zudem sinken durch die höhere Ausnutzung der Infrastrukturen auch die Wasserstoffpreise.

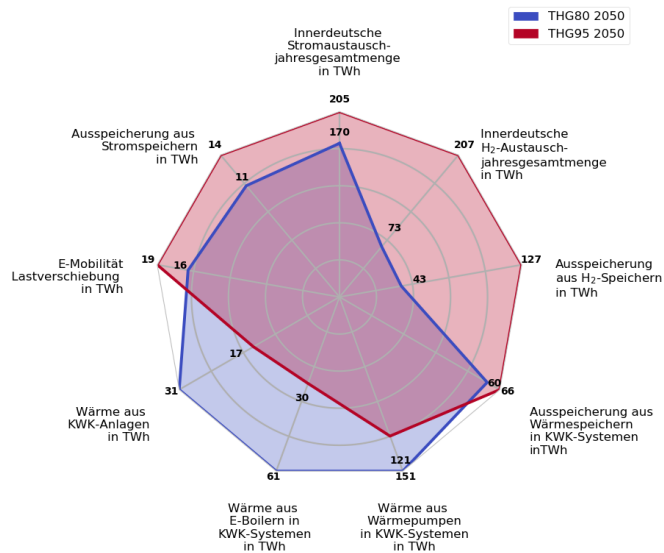


Abbildung 18: Vergleich der Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen in Deutschland in den beiden im Projekt MuSeKo (Multi-Sektor-Kopplung) untersuchten Szenarien für das Jahr 2050. Die REMix-Ergebnisse unterstreichen die wichtige Rolle, die eine flexible Elektrolyse in Kombination mit großskaligen H₂-Infrastrukturen für die Energiewende haben könnte.

Aufgrund der beschränkten verfügbaren inländischen Potenziale für erneuerbare Energien ist davon auszugehen, dass die für Strom, Wärme, Industrie und Verkehrssektor benötigte Energiemenge wohl nicht vollständig aus eigenen Quellen gedeckt werden kann (vgl. Kap. 3.1). Folglich wird Deutschland für eine klimaneutrale Energieversorgung auch zukünftig auf Importe aus dem Ausland angewiesen sein. Vor diesem Hintergrund müssen sowohl die für einen großskaligen Import von Wasserstoff benötigten Infrastrukturen als auch die Wechselwirkung des Imports mit einer heimischen Erzeugung in Gesamtsystementwürfen und entsprechenden Transformationspfaden dezidiert berücksichtigt werden.

Kapitel 4 Technische Sicherheit und Infrastruktur

4.1 Netzinfrasturktur

Der Einsatz von Wasserstoffnetzen für die stoffliche Nutzung von Wasserstoff hat sich im industriellen Umfeld der Chemieindustrie bereits seit Jahrzehnten bewährt. Im Vergleich zur Erdgas-Energiewirtschaft sind die umgesetzten Mengen jedoch vernachlässigbar. Um Wasserstoff als Sekundärenergieträger in Größenordnungen von einigen tausend Terawattstunden zu transportieren und zu speichern, ist es naheliegend, dafür die bereits existierende Infrastruktur des Erdgasnetzes in Betracht zu ziehen. Für die energetische Verwertung wurden bereits Brenngase mit bis zu 50 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff eingesetzt. Hierbei handelte es sich um sogenanntes Stadtgas, welches durch Kohlevergasung hergestellt wurde, die technischen Randbedingungen wie bspw. Rohrdrücke in Transferleitungen lagen jedoch unter den heutigen Niveaus.^[79]

Die Wasserstoffverträglichkeit des heutigen Erdgasnetzes wird nur durch einzelne Komponenten limitiert und liegt im einstelligen Prozentbereich.^[80] Ursache für diese Limitierung sind einzelne Materialien, Komponenten, Betriebsweisen und Nutzeranforderungen. Diese resultieren aus den von Methan stark abweichenden chemischen Eigenschaften von Wasserstoff mit deutlich abweichendem Brennverhalten und sicherheitstechnischen Anforderungen. Diese ergeben sich aus der geringen volumetrischen Energiedichte (Faktor 3 geringer als Methan) und der extrem hohen Diffusivität aufgrund der kleinen Molekülgröße. So dürfen Drucktanks von Erdgasfahrzeugen nur mit einem maximalen H₂-Anteil von 2 Vol.-% beaufschlagt werden. Bisher übliche Vormischbrenner von Gasturbinen erlauben einen maximalen H₂-Anteil von 5 Vol.-%. Zur Vermeidung von H₂S-Abbauprodukten durch sulfat-reduzierende Bakterien in Untertageporenspeichern darf ein H₂-Anteil von 5 Vol.-% bei der Einspeicherung nicht überschritten werden.^[81]

Ein weiterer Aspekt ist die analytische Gasmessung zur Abrechnung und Prozesssteuerung. Da es sich bei Wasserstoff um ein ideales und daher sehr häufig eingesetztes Trägergas in der Prozessgas-Chromatographie handelt, ist eine quantitative Bestimmung von H₂ mit den bislang bei Erdgasleitungen eingesetzten Messsystemen nicht möglich. Eine Umrüstung auf andere Trägergase und Kombisysteme ist technisch dagegen realisierbar. Bei der energetischen Verwertung existieren unterschiedliche Anforderungen und Freiheitsgrade. Moderne Heizsysteme zur Wärmeversorgung erlauben Wasserstoffanteile von bis zu 23 Vol.-%. Für den Nachweis für ein Abbrennen des Brenngases ohne Flammenrückschlag wird ein Prüfgas mit dieser H₂-Konzentration verwendet.^[80] Zur Gewährleistung konstanter Flammentemperaturen und dem Wärmetransfer in thermischen Verfahrensprozessen sind bezüglich des sogenannten Wobbe-Indexes, der die Austauschbarkeit von Brenngasen beschreibt, enge Kennwertfenster sowie Bereiche des Brennwertes und der Dichte einzuhalten. Dies kann nur durch konstante Anteile der Gaskomponenten im Erdgasgemisch oder durch eine gezielte Konditionierung mittels Zumischung erreicht werden. Bei einer vollständigen Substitution von Erdgas durch Wasserstoff im Gesamtsystem oder in einer räumlichen getrennten Infrastruktur entfallen diese Problematiken der Konditionierung und vereinfachen die technische Versorgung, den Betrieb und die messtechnische Erfassung immens.

Das deutsche Gasnetz besteht aus rund 40.000 Kilometer Transport- und 470.000 Kilometer Verteilnetzen. Deutschland verfügt mit zirka 24,3 Milliarden Kubikmetern Arbeitsgasvolumen – das entspricht einem chemischen Energieinhalt von rund 270 TWh – über die größten Erdgasspeicher in Europa.^[82] Die wesentliche Aufgabe der Netzinfrasturktur ist der Transport und die Verteilung von Erdgas. Dabei müssen die erforderlichen Kapazitäten, die

Leistung durch unterschiedliche Druckniveaus und die Konditionierung zur Einhaltung der erforderlichen Grenzwerte gewährleistet werden. Grundsätzlich existieren für den Transport von reinem Wasserstoff geeignete Stähle^[83] und Kunststoffe. Relevant ist hierbei die Berücksichtigung der Betriebsdrücke und des zulässigen maximalen Betriebsdruckes (MOP) inklusive der Temperatur- und Druckschwankungen.

Potenziell limitierende Faktoren bei der Verwendung von Stählen sind etwaig auftretende Materialversprödung und erhöhte Risswachstumsgeschwindigkeiten durch Abnahme der Duktilität. Die Eignung bestehender Rohrleitungssysteme muss individuell bewertet werden. Bisherige Überlegungen und Messungen basieren auf den aktuellen Betriebsdrücken im Erdgasnetz. Unter der Annahme, dass an der Entnahmestelle die gleiche Energiemenge benötigt wird, muss bei Verwendung von Wasserstoff der Betriebsdruck aufgrund der geringeren Energiedichte mindestens um den Faktor 3 angehoben werden. Insofern sind die bisherigen Betrachtungen der Wasserstofftauglichkeit nur bedingt übertragbar. Damit einher geht auch eine Reduzierung der nutzbaren Speicherkapazität: Ausgehend vom heutigen Druckniveau, beträgt diese in Deutschland rein rechnerisch etwa 80 bis 100 TWh. Auch in den Hochdruck-(HD-)Transferleitungssystemen müsste der Druck erhöht werden, um die erforderlichen Transportkapazitäten zu gewährleisten. Die Materialanforderungen und -limitierungen treffen auch auf Absperrrichtungen, Formstücke und Verbindungselemente zu. Schweißnähte der Metallrohre sind besonders kritisch, da in diesen Bereichen eine Veränderung der Metallgitterstruktur auftritt und diffusionsfördernde, blanke Oberflächen entstehen können. Neben metallischen Werkstoffen kommen bei den Rohrleitungen auch Polyethylen-Kunststoffe zum Einsatz, die bei Erdgas für Drücke bis zu 10 bar geeignet sind.^[84]

Tabelle 3: Das heutige Erdgasnetz nutzt unterschiedliche Betriebsdrücke. Im Niederdruckbereich sind es lediglich 45 Millibar, in den Ferngasleitungen können bis zu 100 bar auftreten.^[85, 86]

		Druckbereich	Betriebsdrücke
Niederdruck	ND	bis 100 mbar	45 mbar
Mitteldruck	MD	0,1 - 1 bar	
Hochdruck	HD	>1 bar	Versorgungsleitung 4 bar Ferngasleitung 67,5 / 80 / 100 bar (ältere 10 – 40 bar)

Aus energetischen Gründen wird versucht, in den Transportleitungen mittels hoher Drücke und geringer Volumenströme möglichst geringe Rohrreibungsverluste – und damit einen geringen Druckabfall – zu realisieren. Typischerweise beträgt der Druckabfall ca. 0,1 bar pro Kilometer Transportleitung. Daher werden rund alle 80 bis 130 Kilometer Verdichterstationen errichtet.^[85] Weil bei gleichbleibender Leitungsinfrastruktur die reduzierten Energiemengen ohnehin durch höhere Drücke kompensiert werden müssen, nimmt der Leistungsbedarf der Verdichter entsprechend zu. Höhere Drücke, jedoch geringere Durchsätze, werden durch den Einsatz von Kolbenverdichtern erreicht. Für Turboverdichter, die primär bei geringen Druckverhältnissen und hohen Durchsätzen Verwendung finden werden, liegt die Einsatzgrenze bei rund 150 bar.^[86] Ihr Antrieb basiert häufig auf Gasturbinen, welche ihren Brennstoff aus dem Gasnetz beziehen. Dabei ergibt sich die bereits in Abschnitt 2.3 beschriebene Anforderung neuer Brennersysteme.

Der grundsätzliche Nachweis der Speicherbarkeit von Wasserstoff in Kavernenspeichern wurde bereits in Großbritannien und in den USA erbracht.^[87] Oberirdische Speicher unterliegen bezüglich der Materialien den gleichen Einschränkungen wie Rohrleitungen. Die Druckspeicherung von Wasserstoff ist hier allerdings Stand der Technik, so dass geeignete Stähle verfügbar sind. Während die im Erdgasnetz installierten Gasdruck-Regelanlagen materialbedingt nicht für den Einsatz von reinem Wasserstoff geeignet sind, existieren bereits speziell ausgerichtete Anlagen für diesen Einsatzzweck. Allerdings handelt es sich bei dieser Baugruppe um eine Sicherheitseinrichtung, weshalb weitere Eignungsprüfungen und Testverfahren erforderlich sind. Ein weiterer Aspekt ist der negative Joule-Thomson-Effekt. Im Regelfall kühlen Gase, wie auch Erdgas, bei einer Entspannung ab und erwärmen sich bei Kompression. Wasserstoff verhält sich umgekehrt. Um also bei einer Verdichterstation für

Erdgas eine Erwärmung des komprimierten Gases zu vermeiden, sind entsprechende Kühleinrichtungen vorgesehen. Bei Einsatz von Wasserstoff wäre hier jedoch eine Wärmequelle erforderlich.

Je nach Anwendung ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Wasserstoffreinheit. Brennstoffzellenkatalysatoren sind empfindlich gegenüber schwefelhaltigen Komponenten, welche teilweise Bestandteil heutiger Odorierungsmittel sind. Daher ist es ratsam, je nach Anwendungsfall unterschiedliche und voneinander getrennte Leitungssysteme zu verwenden.

4.2 Industrielle Anwendungen

Der in der Industrie verwendete Wasserstoff wird für die meisten Prozesse in situ erzeugt und zur Verfügung gestellt. Eine lokale Zwischenspeicherung des Wasserstoffs wird dabei so gering wie möglich gehalten, wobei die Verteilung aus zentraler Herstellung innerhalb des Standortes einer dezentralen Erzeugung in vielerlei Hinsicht – auch aus Gründen der Sicherheit – vorgezogen wird. Als Prozessgas zur Verwendung in Raffinerien hat Wasserstoff eine hohe Verbreitung in den verschiedenen Wertschöpfungsstufen. Diese meist an Verbundstandorten der chemischen Industrie entstandene Wasserstoff-Infrastruktur sorgt dort für eine zentrale Wasserstoff-Erzeugung. Am Standort bietet Wasserstoff auch als Nebenprodukt Vorteile, zum Beispiel in der Chlor-Alkali-Elektrolyse sowie für die Erzeugung von chemischen Komponenten und Kopplungsprodukten. Um die Fabrikationen auch bei Ausfall oder Revision der Großerzeuger fortführen zu können, wurden die Wasserstoffversorgungsnetze der Chemiestandorte teils über ein Rohrleitungsnetz miteinander verknüpft. Damit wird ein unterbrechungsfreier Betrieb anderer Fabrikationen (Hydrierung, Reduktion) ermöglicht. Die Sicherheitsstandards in der chemischen und petrochemischen Industrie gelten als vorbildlich und besonders robust gegenüber Einzelfehlern, die technisch detektiert und verfahrenstechnisch beherrscht werden müssen. Auch für drucktechnische Anlagen, die mit brennbaren und potentiell explosiven Gasen und Gasmischungen arbeiten, bestehen umfassende Erfahrungen in der Eigensicherung und in der präventiven Schadensvorsorge.

Je nach Verwendungszweck und Einsatzgebiet der Produkte variieren die in der Industrie im Produktionsprozess verwendeten Wasserstoff-Qualitäten stark. Hierbei sind Drücke im Bereich von 70 mbar bis zu 1000 bar möglich.^[88] Hier gilt das sicherheitstechnische Augenmerk vor allem der Prozessführung und der Sicherheit im Umgang und der Vermeidung explosiver Gemische. Für den Einsatz in medizinischen Produkten oder Lebensmitteln (in der Nahrungsmittelindustrie als E 949 geführter Zusatzstoff) gelten dabei besondere Anforderungen an die eingesetzte Reinheit des Wasserstoffs und an den Ausschluss von Begleitstoffen.^[89, 90] Dabei steht für die Sicherheit des Endproduktes die Verwendung von Wasserstoff mit hoher Reinheit als Qualitätsmerkmal im Vordergrund.

4.3 Tankstellen und Fahrzeuge

Die Infrastruktur zur Betankung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen stellt eine besondere Herausforderung dar, weil sie auf gewohnten Abläufen basieren soll: So soll eine Betankung mit der bestehenden Gasprozess-technik ähnlich wie beim Pkw mit Verbrennungsmotor mit einer Zapfpistole in kurzer Betankungszeit von weniger als fünf Minuten für eine Reichweite von 500 Kilometer und mehr möglich sein. Eine sehr hohe Energiedichte kann mit flüssigem kryogenen Wasserstoff erreicht werden. Diese ist bei kleineren Speichersystemen nachteilig, weil der Wärmeeintrag zu dauerhafter Verdampfung des Wasserstoffs führt, ohne dass im Stillstand zeitnah eine Verwendung erfolgen kann.

Deshalb wird die Speicherung als Flüssig-Wasserstoff vorzugsweise bei großen Transportmengen bei Schiffen oder Lkw-Transporten eingesetzt, ebenso an Tankstellen mit gesichertem Absatz oder besonderen Vorgaben an den Bauraum. Im bodengebundenen Fahrzeug selbst spielt die Speicherung von Flüssigwasserstoff aktuell keine Rolle mehr – nicht zuletzt wegen des Abdampfverlustes auf Grund der Erwärmung, dem sogenannten „boil off“.^[91, 92]

Um die Ziele der Speicherdichte im Pkw zu erreichen (> 6 Prozent w/w),^[93] wurde die Technologie für Wasserstoff unter den engen Raumvorgaben auf Basis der bestehenden Regularien und Komponenten für Erdgasspeicher von 200 bar erprobt. Aufgrund des geringeren Energieinhalts wurden die Druckstufen auf 350 bzw. 700 bar erhöht, um die gewünschten Energiedichten in Fahrzeugen zu erreichen.^[94] Neben der ähnlichen Kupplung für das Fahrzeug mit der Tankstelle bei Erdgastankstellen, konnte dabei auf ein breites Komponenten-Spektrum aus der chemischen Industrie zurückgegriffen werden. Diese stellt an der Tankstelle bis zu 900 bar bereit, um eine Befüllung durch Überströmen aus den Vorratsbehältern an der Tankstelle in das Fahrzeug zu gewährleisten. Mit der Verwendung leichter Typ 4-Tanks (siehe Abbildung 19) in Fahrzeugen, die aus einem Kunststoff-Innenkörper (und nicht aus Stahl wie bei Erdgas) bestehen und die mit einer druckfesten Laminierung aus Kohlefaser umgeben sind, wurde auch die thermische Masse bei der Betankung gesenkt. Diese Tanks gelten unter den heutigen Gesichtspunkten als technisch dicht und haben über den Speicherzeitraum keine relevanten Verluste. Da die Beschränkung der Laminierung auf 80 °C begrenzt ist, wird der einströmende Wasserstoff auf ca. -40 °C vorgekühlt, um die schnelle Füllung entsprechend in weniger als fünf Minuten zu ermöglichen. Im Schwerlastverkehr sowie in Bussen oder Zügen sind die Maßgaben an Speicherdichte und Geschwindigkeit teilweise geringer, so dass 350 bar zum Teil als ausreichend angesehen werden und auf eine Vorkühlung unter Umständen verzichtet werden kann.



Abbildung 19: Das Betankungsmodul des DLR besteht aus einem Wasserstofftank des Typs 4 und findet Einsatz in Forschungsprojekten zur Bestimmung der Wasserstoffqualität an Tankstellen.

Die Vorbereitung des Tankvorgangs entsprechend der Befüllungsnorm für bis zu zehn Kilogramm Wasserstoff sieht einen Gas-Prüfstoß vor, der die Dichtigkeit der Verbindung und des Tanks selbst über eine Druckabfallprüfung prüft.^[95] Im Anschluss wird über die Kommunikationsschnittstelle protokolliert, die eine sichere Befüllung mit Temperatur und Drucküberwachung auf das fahrzeugspezifische Verhalten sicherstellt. Damit ist die aktuelle Wasserstoff-Betankungs-Technologie schon heute deutlich weiterentwickelt und sicherer gegenüber einer reinen Flüssigkeitsabgabe von Benzin oder Diesel mit einer offenen Gaspendelung zur Benzindampfdruckgewinnung.^[96] Insbesondere weil die Zapfsäule bei Nichtbenutzung drucklos ist, kann das Gefahrenpotenzial an der Tankstelle selbst am Tankplatz deutlich reduziert werden. Dazu wird der Abfüllplatz sensorisch im Dach überwacht, um Leckagen bei einer Betankung frühzeitig zu erkennen.

Im Fahrzeug selbst sind Überdrucksicherungen und Schmelzsicherungen verbaut, die eine Überlastung des Tanks verhindern sollen. Eine Sensorik für Wasserstoff überwacht die Fahrzeuge kontinuierlich und verhindert im Falle einer detektierten Leckage oder eines anderen Fehlers im Sicherheitssystem eine Inbetriebnahme oder den Weiterbetrieb.

4.4 Gebäude

Als Verbrauchereinheiten in Gebäuden genutzte Gasgeräte werden über eine Hausanschlussleitung aus dem Verteilnetz versorgt. Zu einem funktionsfähigen System zählen neben mindestens einem Gasströmungswächter, einem Druckregelgerät und einem Zähler auch Rohrleitungen, Formstücke und Verbinder. Im Kontext der technischen Sicherheit und der Infrastruktur müssen zudem auch die Luftzufuhr und die Abgasabführung sowie die Geräteaufstellung, der Betrieb und die Instandhaltung betrachtet werden. Die grundsätzlichen Anforderungen an die Materialien entsprechen den für das Erdgasnetz geltenden Kriterien. Druck und Anschlussleistung können je nach Gebäude und dem auf das Anwendungsgebiet ausgerichteten Gasgerät stark variieren. Aufgrund der Komplexität und hoher Sicherheitsanforderungen existieren zahlreiche Richtlinien bezüglich Installation und Betrieb der Gasinfrastruktur in Gebäuden. Die Gaszusammensetzungen sind eindeutig definiert.^[97-100] Im für Erdgas ausgelegten Bestand ist ein Betrieb mit reinem Wasserstoff ohne technische Anpassungen nicht möglich.



Abbildung 20: In der für Erdgas ausgelegten Bestandsbebauung – wie hier in einem Institutsgebäude des DLR – ist ein Betrieb mit reinem Wasserstoff ohne technische Anpassungen nicht möglich.

Für die Wasserstoffverteilung können die zumeist eingesetzten hartgelöteten oder geschweißten Kupferrohre verwendet werden. Die häufig verbauten Pressfittinge eignen sich nur dann, wenn wasserstofftaugliche Dichtungsmaterialien verwendet werden. Diese sind aus industriellen Anwendungen zwar bekannt und erprobt, kommen bei Erdgas bisher aber nicht zum Einsatz. Ein zentrales Sicherheitselement ist der sogenannte Gasströmungswächter (GS). Im Falle einer sehr großen Rohrleckage, zum Beispiel bei einer Leitungsdurchtrennung, wird die sich einstellende Druckdifferenz durch den GS ermittelt und der Gasdurchfluss selbsttätig gesperrt. Neben den bisher verwendeten Dichtungs- und Bauteilmaterialien verhindern die höheren Volumenströme (und damit die Strömungsverhältnisse) von Wasserstoff den Einsatz existierender GS. Entsprechende Anpassungen sind jedoch aus technischer Sicht möglich.

Um das heutige Erdgasnetz für den zukünftigen Wasserstofftransport zu nutzen, ist eine Anpassung der bisher eingesetzten Gasdruckregelgeräte erforderlich. Sie bewirken, dass der variable Eingangsdruck des Verteilnetzes auf das erforderliche geringere Druckniveau zur Gebäudeversorgung reduziert wird. Da der Arbeitsdruck des Gases eine relevante Größe zur Berechnung des Gaspreises darstellt, muss die Regelgenauigkeit dieser Komponente entsprechend auch bei Einsatz von Wasserstoff präzise sein. Zusätzlich gewährleistet eine Sicherheitsabsperreinrichtung, dass der maximal erlaubte Betriebsdruck des nachgeschalteten Systems nicht überschritten wird, zum Beispiel im Falle einer Druckerhöhung auf der Versorgerseite. Bei der Verwendung von reinem Wasserstoff entfällt die Bestimmung der Gasbeschaffenheit zur Ermittlung des abrechnungsrelevanten Brennwertes. Unabhängig davon muss die gelieferte Gasmenge beim Verbraucher bestimmt werden. Eine grundsätzliche Anforderung dafür ist – abgesehen von der technischen Eignung und einem möglichst konstanten Arbeitsdruck – die hohe Messgenauigkeit bei langer Lebensdauer und geringen Investitionskosten. Wasserstoffgeeignete Messtechnik ist für diese Zwecke verfügbar, bisherige Messsysteme für Erdgas eignen sich jedoch nur bedingt. Die geringere Dichte und die hohe Permeabilität sowie die geringe Viskosität reduzieren im Regelfall die Lebensdauer und bewirken höhere Leckage-Raten bei gleichzeitiger Abnahme der Messgenauigkeit.^[101]

Neben der zukünftigen Bereitstellung und Verteilung von Wasserstoff ist im Gebäude insbesondere der Aspekt der sicheren energetischen Nutzung zu betrachten. Deshalb müssen alle Prozesse und Betriebsweisen so gestaltet werden, dass erhöhte Emissionen oder kritische Zustände ausgeschlossen werden können. Dies wird teilweise durch aktive Lüftungsraten oder Sensorik erreicht. Vor diesem Hintergrund sind Flammenüberwachungssysteme auf Basis von Flammenionisations-Detektoren, die bei der Verbrennung von Erdgas eingesetzt werden, für Wasserstoff aufgrund dessen geringer Ionisationsspannung nicht geeignet.^[79, 84]

Kapitel 5 Verfügbarkeit kritischer Materialien und umweltrelevante Implikationen

Zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen kann Wasserstoff als wesentlicher Bestandteil der Energieversorgung eingesetzt werden. Insbesondere grüner Wasserstoff würde direkte klima- und umweltschädliche Emissionen signifikant reduzieren. Allerdings wäre auch ein Umstieg auf Wasserstoff als Energieträger mit Umweltauswirkungen verbunden, insbesondere technologiebedingt bezüglich seiner Erzeugung und Nutzung. Diese Faktoren müssen Bestandteil einer analytischen Bewertung sein. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden ausgewählte Effekte im Lebenszyklus von Wasserstofftechnologien anhand von Ergebnissen laufender systemanalytischer Untersuchungen betrachtet.



Abbildung 21: Minenarbeiter in einem provisorischen Tunnel einer Kobaltmine im Kongo. Die Löhne sind niedrig und die Arbeitsbedingungen gefährlich. Häufig gibt es weder Sicherheitsausrüstung, noch strukturelle Unterstützung für die Tunnel.^[102]

5.1 Bedarf an kritischen Materialien von Wasserstofftechnologien

Tabelle 4 zeigt Ergebnisse einer Analyse kritischer Materialbedarfe von Technologien für die H₂-Mobilität. Als Technologien für die strombasierte Wasserstoff-Erzeugung kommen die Alkalische Elektrolyse (AEL), die Proton-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL) und die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) in Frage. Die HTEL befindet sich nach wie vor im Demonstrationsstadium,^[103] weshalb an dieser Stelle nur die Materialbedarfe der AEL und der PEMEL analysiert werden. Die AEL enthält die potenziell kritischen Metalle Nickel (Ni) und Kalium (K),^[104] die PEMEL enthält Platin (Pt) und Iridium (Ir).^[103] Für wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge hat sich die Protonenaustauschmembran-(PEM-)Brennstoffzelle als geeignetste Technologie erwiesen, insbesondere, weil sie bei niedrigen Temperaturen arbeitet.^[105] Für das als Katalysator verwendete Pt könnte durch die vermehrte Nutzung dieser Technologie perspektivisch jedoch ein Engpass infolge eines weltweit begrenzten Vorkommens entstehen. Gleiches gilt für die PEMEL-Technologie.^[106, 107] Weitere, potenziell kritische Metalle sind zum einen Lithium (Li) und Kobalt (Co) in Li-Ionen-Batterien, zum anderen Dysprosium (Dy) und Neodym (Nd) in Elektromotoren mit Permanentmagnet in Brennstoffzellenfahrzeugen. Festoxid-Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC), die zukünftig voraussichtlich im stationären Energiemarkt eine entscheidende Rolle spielen werden, benötigen relevante Anteile an Yttrium (Y) und Lanthan (La), die ebenfalls als kritisch einzustufen sind.^[104]

Tabelle 4: Am DLR analysierte Metalle, relevante Technologien und Referenzgrößen für die Bewertung von potenziellen Engpässen.

Element	Technologie	Spezifischer Bedarf (kg/MW; kg/kWh) ^a	Jährliche Produktion (kt/a)	Reserven (Mt)	Ressourcen (Mt)	Kritikalität (%) ^b nach ^[108]
Co	Li-Ionen Batterie	0,30 ^[109]	140 ^[109]	12 ^[109]	38 ^[109]	40
Dy	Elektromotor	2 ^[109]	1,5 ^[109]	0,9 ^[109]	3 ^[109]	73
Ir	Proton-Austauschmembran-Elektrolyse	0,67 (heute), 0,05 (2050) ^c ^[103]	0,0085 ^d ^[110]	N.A.	N.A.	90
K	Alkali-Elektrolyseur	0,42 ^[104]	28.000 ^[104]	7.900 ^[104]	N.A.	25
La	Festoxid-Hochtemperaturbrennstoffzellen	2,5 ^[104]	28 ^[104]	25 ^[104]	N.A.	91
Li	Li-Ionen Batterie	0,14 ^[109]	77 ^[109]	21 ^[109]	64 ^[109]	40
Nd	Elektromotor	10 ^[109]	29 ^[109]	16 ^[109]	46 ^[109]	91
Ni	Alkali-Elektrolyseur	2 ^[104]	2.700 ^[111]	89 ^[111]	130 ^[111]	0
Pt	Protonen-austauschmembran-Brennstoffzelle	0,5 (heute) ^[112] , 0,1 (2050) ^e	0,2 ^[113]	0,4 ^[113]	N.A.	90
	Proton-Austauschmembran-Elektrolyse	0,34 (heute), 0,04 (2050) ^c ^[103]				
Y	Festoxid-Hochtemperaturbrennstoffzellen	0,057 ^[104]	9 ^[104]	0,5 ^[104]	N.A.	57

^a für Li-Ionen Batterien in kg/kWh; ^b Die Kritikalität in ^[108] errechnet sich aus der Anzahl der Studien, die dieses Material als kritisch erachten, geteilt durch die Anzahl aller Studien, die das Material untersuchen. Untersuchungszeitraum ist 2014 bis 2018; ^c in ^[103] als auch in dieser Studie wird davon ausgegangen, dass sich der spezifische Materialbedarf bis 2050 reduzieren wird; ^d approximiert durch die globale Nachfrage in 2017, die tatsächliche Produktion könnte wegen Recyclings etwas geringer ausfallen; ^e Reduktion auf 10% des heutigen Werts.^[114]

Im Folgenden wird der globale Materialbedarf für die genannten Metalle und Technologien anhand des 1,5 °C-Szenarios von Teske et al.^[115], welches die globale Transformation des Energiesystems (Strom, Wärme und Verkehr) bis zum Jahr 2050 beschreibt, wiedergegeben und mit der aktuellen globalen Jahresproduktion sowie den Reserven ins Verhältnis gesetzt (Abbildung 22). Hierbei wird angenommen, dass AELs und PEMELs gleichermaßen zum Einsatz kommen. Es ist zu erkennen, dass die Nutzung von Dy in Elektromotoren in FCEVs als auch der Einsatz von Pt in (PEM)Brennstoffzellen und PEMELs als besonders kritisch einzuschätzen sind. Die aktuelle jährliche Dy-Produktion müsste fast um den Faktor 8 steigen, aktuelle Reserven würden hierdurch zu 24 Prozent bis 2050 aufgebraucht. Für Pt wäre trotz der Reduktion des spezifischen Materialbedarfs in den Technologien bis 2050 neben einem starken Nachfrageanstieg des fast vierfachen der aktuellen jährlichen Produktion auch mit einer Nutzung von 38 Prozent der bekannten Reserven zu rechnen.

Die Nachfrage nach dem schwer substituierbaren Katalysatorelement Ir in PEMELs überstiege die aktuelle Produktion um den Faktor 6. Für andere Elemente wie Nd, La, Li und Co wären auch starke Nachfrageanstiege zu erwarten, die absolute Verfügbarkeit dieser Metalle würde jedoch durch die hier analysierten Technologien nur unwesentlich beeinträchtigt. Prinzipiell könnte das Preisniveau der Metalle bei großen Nachfrageanstiegen oder bei Erschöpfung der jeweiligen Reserven steigen. Sofern eine Substitution auf Materialebene nicht möglich ist, könnten in der Konsequenz Alternativen auf der Technologieebene wirtschaftlich werden, die ohne die genannten kritischen Rohstoffe auskommen. Recycling und eine bessere Ressourceneffizienz könnten zudem dazu beitragen, zum einen die Lebensdauer von Produkten zu verlängern und zum anderen die Mineralreserven zu strecken.

Geschlossene Lieferketten, die auf Ideen der Kreislaufwirtschaft basieren, sowie Fortschritte in der Abfalltrennung, der Materialwissenschaft, in der Metallurgie und der Abfallverarbeitung könnten die Langlebigkeit von Produkten und die kontinuierliche Wiederverwendung von Mineralien und Metallen verbessern. Diese Aspekte sollten auch in Zukunft bei der modellgestützten Szenarienanalyse im DLR Berücksichtigung finden.

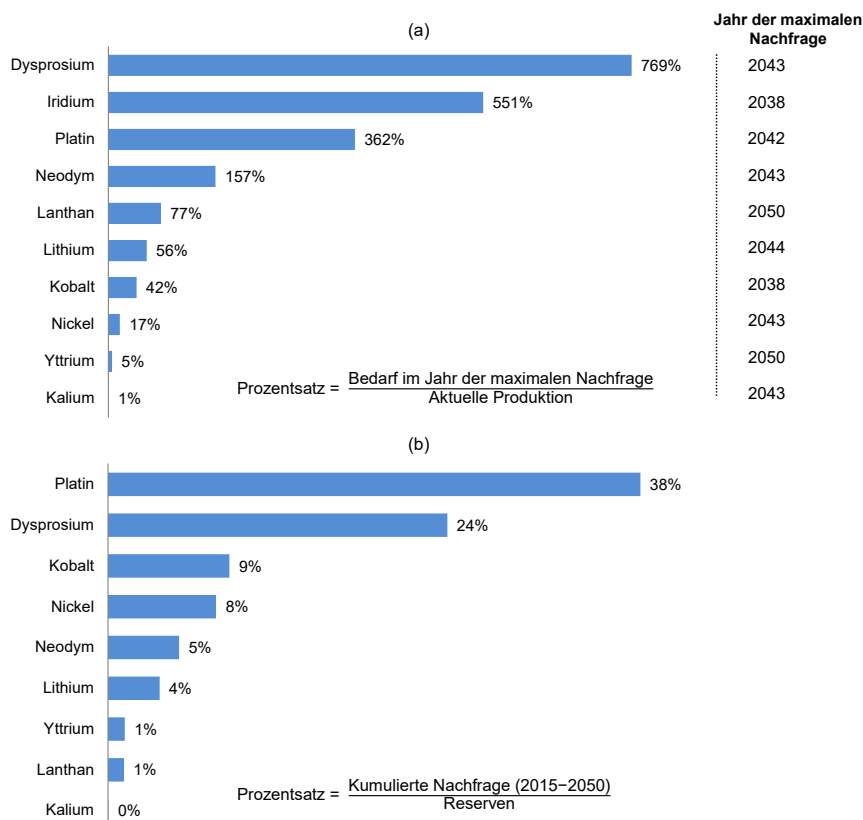


Abbildung 22: Indikatoren für den Materialverbrauch der Wasserstoffbereitstellung und -nutzung. Grafik (a) zeigt das Verhältnis des Bedarfs im Jahr der maximalen Nachfrage zu der aktuellen jährlichen Produktion, Grafik (b) bildet das Verhältnis der kumulierten Nachfrage bis 2050 zu den aktuell bekannten Reserven ab. Aufgrund von steigender Materialeffizienz könnten sich die Bedarfe in Zukunft reduzieren. Der Grad der Kritikalität einzelner Elemente (hier gemessen am Verhältnis der Nachfrage zur Produktion und den Reserven) lässt sich erst durch den Einbezug weiterer Technologien und ökonomischer Sektoren abschätzen. Dies ist Gegenstand zukünftiger Arbeiten des DLR.

5.2 Indirekte Luftschadstoffemissionen der Wasserstoffnutzung im Verkehr

Die direkten Luftschadstoffemissionen von Elektroantrieben unter Einsatz von Wasserstoff-Brennstoffzellen sind nicht relevant. Jedoch entstehen bei der Erzeugung des für die Wasserstoffproduktion eingesetzten Stroms relevante indirekte Emissionen, sofern noch kein vollständiger Umstieg auf eine emissionsfreie erneuerbare Stromerzeugung stattgefunden hat. Auch die Nutzung von Biomasse in der Stromerzeugung ist langfristig mit Luftschadstoffemissionen behaftet, insbesondere wenn sie in dezentralen Anlagen geschieht. Eine erste vergleichende Bewertung von erweiterten Emissionsfaktoren und Emissionen (CO₂ und ausgewählte Luftschadstoffe), die Fahrzeugen und ihrer Nutzung zuzuordnen sind, wurde anhand von kombinierten Energie- und Verkehrsszenarien durchgeführt.^[116, 117]

Die Ergebnisse in Abbildung 23 zeigen, dass die Nutzung des Strommixes für Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge auch unter Annahme einer zu etwa 80 Prozent auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung noch relevante Emissionen verursacht. Folglich ist eine zügige Transformation des Stromsystems die wesentliche Voraussetzung für eine emissionsarme strombasierte Mobilität. Dies gilt ebenso für den Wasserstoffeinsatz in der Industrie sowie zur Wärmeerzeugung. Zudem sind auch vorgelagerte Emissionen durch den Bau der Erzeugungsinfrastruktur, die zusätzlich der Wasserstofferzeugung anzurechnen sind,

stark abhängig vom Energieerzeugungsmix. Im vom Umweltbundesamt geförderten Projekt SYSEET (Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien) wurde unter Beteiligung des DLR der Einfluss verschiedener Annahmen auf die Emissionen und ökologischen Wirkungen der Wasserstoffproduktion untersucht.^[118] Die Ergebnisse bestätigen, dass ein emissionsbehafteter Strommix einen signifikanten Einfluss auf den ökologischen „Rucksack“ des Wasserstoffs hat, insbesondere hinsichtlich der Feinstaubemissionen sowie des Ozonbildungs- und Versauerungspotenzials. Die Studie bestätigt auch, dass neben der Naturraumbelastung auch die benötigten Wassermengen erheblich sind, was insbesondere in wasserarmen Gebieten relevant sein kann. Für einen umfassenden Mobilitätsvergleich sind zudem die Vorketten der Fahrzeugherstellung mit zu berücksichtigen (Abschnitt 5.4).

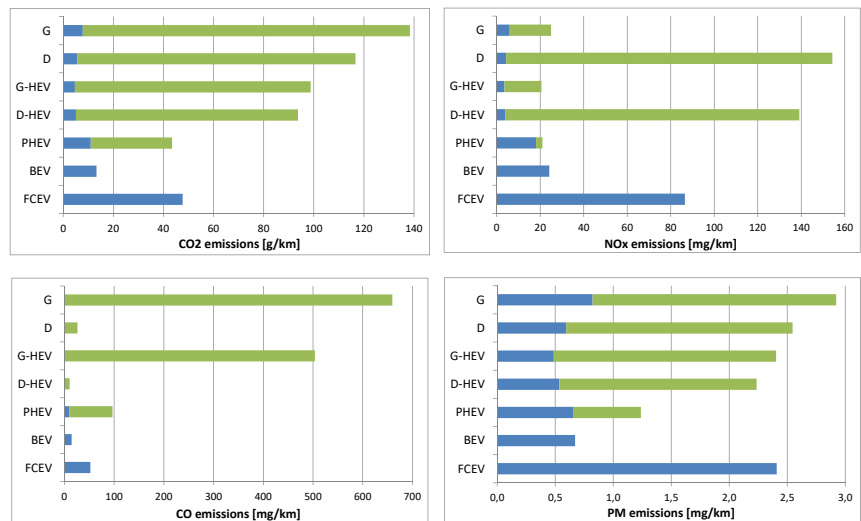


Abbildung 23: Abschätzung der direkten und durch den Strommix induzierten indirekten Emissionen von unterschiedlichen Pkw-Fahrzeugkonzepten (G/G-HEV: Benzinfahrzeug/mit Hybridisierung; D/D-HEV: Dieselfahrzeug/mit Hybridisierung; PHEV: Plug-in-Hybridfahrzeug; BEV: Batterieelektrisches Fahrzeug; FCEV: Brennstoffzellenfahrzeug) für das Jahr 2040, ausgehend von einer zu etwa 80 Prozent auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung.

5.3 Umweltwirkungen von Wasserstoff-Emissionen

Wasserdampf ist das wichtigste Treibhausgas in der Atmosphäre. Entweicht molekularer Wasserstoff, zum Beispiel als Emissionen während der Herstellung, des Transports, der Speicherung oder in der Nutzungsphase, so gelangt er durch windgetriebene, globale Transportmuster in die sehr trockene atmosphärische Region der Stratosphäre, die sich in etwa 10 bis 50 Kilometer Höhe befindet. Dort wird das Gas chemisch in Wasserdampf umgewandelt. Eine intensive globale Nutzung von Wasserstoff könnte daher eventuell die Erwärmung der Erdatmosphäre beschleunigen und somit die Vorteile gegenüber der Nutzung fossiler Brennstoffe und der damit verbundenen CO₂-Emissionen verringern. Zudem ist Wasserdampf ein wesentlicher Bestandteil der polaren Ozonchemie und kann die Ozonschicht, die das Leben auf der Erde vor aggressiver UV-Strahlung schützt, in den Polarregionen deshalb signifikant beeinflussen. Durch das im Jahr 1987 im Montreal-Protokoll festgelegte Verbot von ozonzerstörenden Substanzen, insbesondere von Fluorchlorkohlenwasserstoffen (FCKW), ist jedoch eine Erholung der Ozonschicht in den kommenden Jahrzehnten zu erwarten. Ein infolge einer weltweiten Wasserstoffwirtschaft verursachter erhöhter Wasserdampfeintrag in die Stratosphäre könnte diesen Prozess jedoch verzögern.

Eine mögliche Zunahme stratosphärischen Wasserdampfs hängt letztlich von den Mengen an freigesetztem Wasserstoff entlang der gesamten Prozesskette einer Wasserstoffwirtschaft ab. Vor dem Hintergrund dieser komplexen Zusammenhänge war es Gegenstand wissenschaftlicher Studien, die Nutzung von Wasserstoff im weltweiten Energieversorgungssystem zu überprüfen. In Feck^[119] und Vogel et al.^[120, 121] wurde der maximale Wassereintrag einer zukünftigen globalen Wasserstoffwirtschaft in die Stratosphäre abgeschätzt. Als Basis dafür hatten die Autoren mittels geeigneter chemisch-physikalischer Modellsimulationen den

Einfluss sowohl auf den stratosphärischen Ozonverlust als auch auf die Strahlungseigenschaften der Stratosphäre analysiert. Die Ergebnisse der Studien zeigen, dass die möglichen Implikationen als gering zu bewerten sind und im Bereich der natürlichen Variabilität des stratosphärischen Wasserdampfes liegen. Vorausgesetzt, dass Wasserstoff durch erneuerbare Energiequellen erzeugt wird, überwiegen deshalb aus Umweltaspekten die Vorteile einer zukünftigen globalen Nutzung von Wasserstoff als Energieträger.

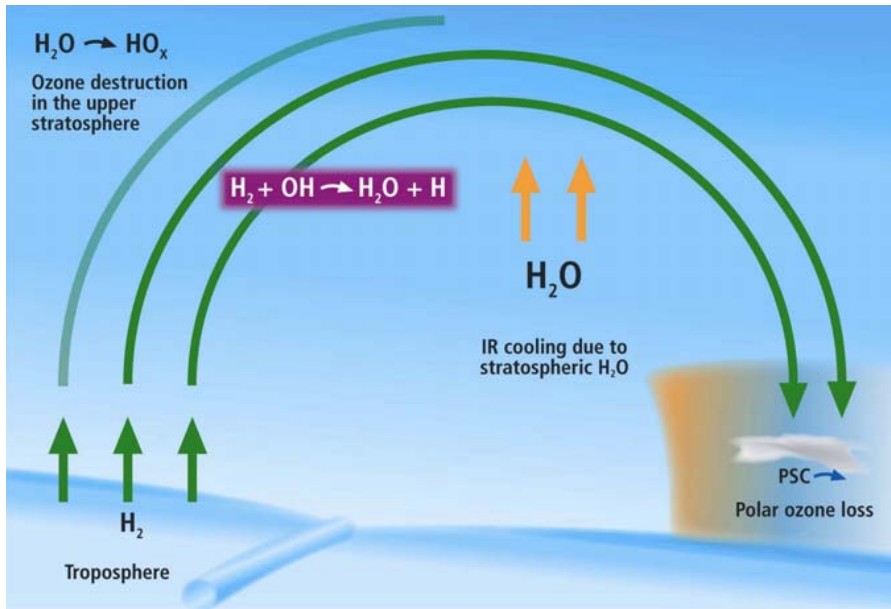


Abbildung 24: Stratosphärische Reaktionsprozesse: Dargestellt ist die Reaktion von H_2 -Molekülen mit OH-Ionen, die zur Bildung von Wasser (H_2O) führt. Zusätzliches stratosphärisches H_2O bewirkt eine erhöhte Ausstrahlung im Infrarotbereich des elektromagnetischen Spektrums und somit eine Abkühlung der Stratosphäre. Sowohl die Zunahme von stratosphärischen H_2O als auch eine stratosphärische Abkühlung begünstigen den Abbau von stratosphärischem Ozon in der oberen und polaren Stratosphäre. In der Polarregion begünstigt insbesondere die Bildung polarer Stratosphärenwolken (PSCs) den Ozonabbau.^[119]

5.4 Umweltwirkungen im Lebenszyklus von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen

Im Folgenden werden beispielhaft Umweltwirkungen von verschiedenen Fahrzeugen aufgezeigt, die das DLR in Forschungsprojekten im Rahmen eines Life Cycle Assessment (LCA) ermittelt hat.

Im Projekt BEniVer („Begleitforschung Energiewende im Verkehr“; beauftragt durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) wurden die Umweltwirkungen von mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellenautos im Vergleich zu Benzin- und Diesel- sowie batterie-elektrischen Pkw untersucht (jeweils Kompaktklasse, bezogen auf eine Gesamtfahrleistung von 150.000 Kilometer in Deutschland).^[122] Hierbei wurden die Fahrzeugherstellung inklusive der Rohstoffgewinnung sowie die Nutzungsphase inklusive der Herstellung und Nutzung des Energieträgers bzw. der Stromerzeugung und des Strombedarfs berücksichtigt. Im Falle des Wasserstoff-Pkw und der batterie-elektrischen Fahrzeuge wurden zwei unterschiedliche Stromszenarien angenommen: 100 Prozent Windenergie (Szenario „Wind“) und deutscher Strommix des Jahres 2018 (Szenario „DE-Mix“).

Die Untersuchungen zeigen, dass der Wasserstoff-Pkw im Szenario „Wind“ in vielen Wirkungskategorien die im Vergleich niedrigsten Umweltwirkungen aufweist. Dies ist zum Beispiel beim Beitrag zum Klimawandel, beim Ozonabbau und bei der ionisierenden Strahlung der Fall. Erfolgt die Wasserstoffherstellung jedoch entsprechend dem Szenario „DE-Mix“, dann zeigt der Wasserstoff-Pkw höhere Umweltwirkungen auf, als der Benzin/Diesel-Pkw und batterie-elektrische Fahrzeuge (siehe Abbildung 25). Dies macht deutlich, welche entscheidende Rolle die Art der Stromerzeugung bei der Wasserstoffherstellung

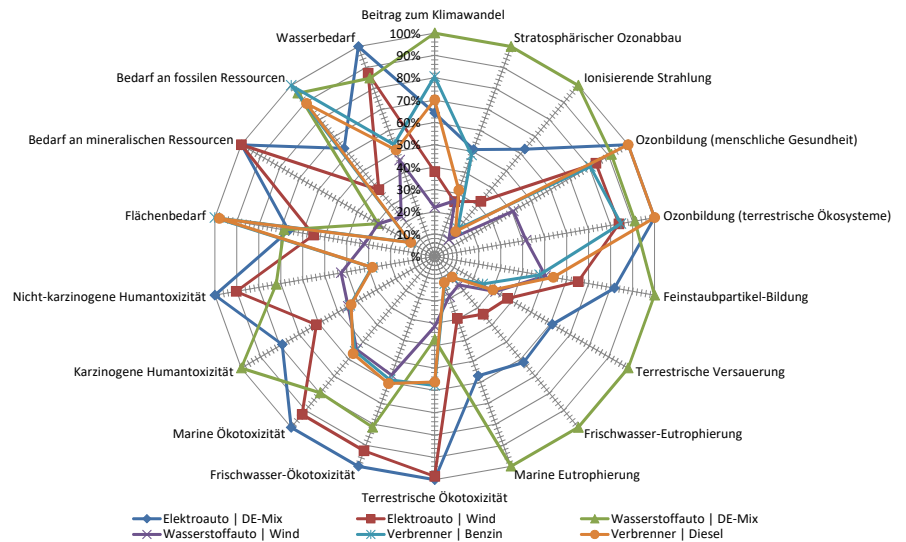


Abbildung 25: Vergleich der Umweltwirkungen von Wasserstoff-, Benzin-, Diesel- und batterieelektrischen Pkw nach ReCiPe 2016, Herstellung des Wasserstoffs bzw. Ladung der Batterie mit 100 Prozent Windenergie oder deutschem Strommix im Jahr 2018, normiert auf die höchsten Emissionen je Wirkungskategorie (Daten basierend auf Ellingsen et al.^[125]; Helms et al.^[126]; ISE^[127]; Miotti et al.^[128]; Wulf und Kaltschmitt^[129], Wernet et al.^[130]).

spielt. Höhere Umweltwirkungen im Vergleich zu den anderen untersuchten Fahrzeugtypen haben Wasserstoff-Pkw in beiden Stromszenarien bezüglich Toxizität und Eutrophierung sowie beim Bedarf an mineralischen Ressourcen, die insbesondere bei der Herstellung des Pkw inklusive der Rohstoffgewinnung auftreten. Die hohen Umweltwirkungen resultieren unter anderem aus dem Einsatz von Platin in der Brennstoffzelle, die vornehmlich beim Abbau des Metalls entstehen. Vergleichbare Ergebnisse wurden in den letzten Jahren auch in der Verkehrssystemanalyse erarbeitet.^[123, 124]

Im EU-Forschungsprojekt HySeas III („Realising the world’s first sea-going hydrogen-powered RoPax ferry and a business model for European islands“) hat das DLR die Umweltwirkungen von Wasserstoff-Fähren (Wasserstoffherzeugung mittels PEM-Elektrolyse aus Windenergie und Einsatz in einer Brennstoffzelle inklusive Batterie) im Vergleich zu herkömmlichen Diesel-Fähren, sowie Diesel-Fähren mit Batterie (als Backup zur Speicherung von Strom aus Dieselgeneratoren oder vom Hafen) an Bord erhoben.

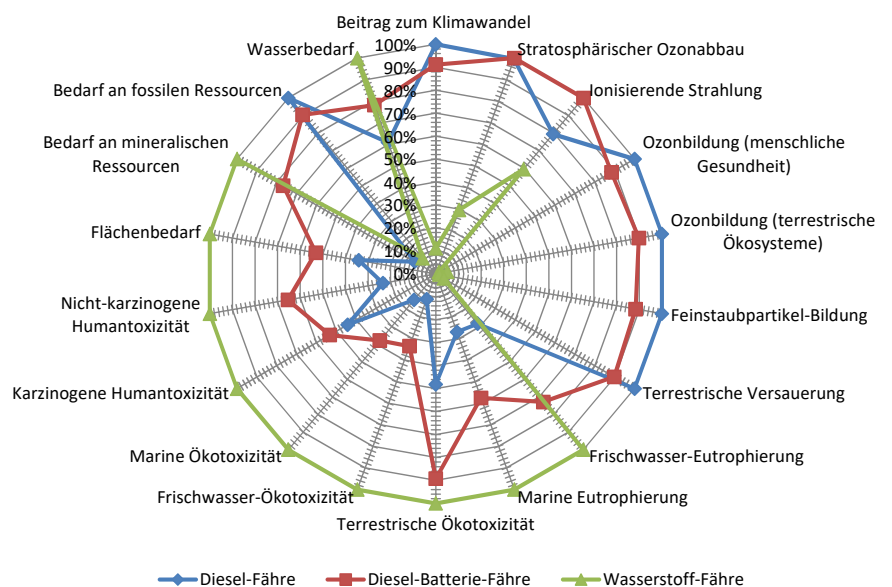


Abbildung 26: Vergleich der Umweltwirkungen von Diesel-Fähren, Diesel-Batterie-Fähren und Wasserstoff-Fähren nach ReCiPe 2016, normiert auf die höchsten Emissionen je Wirkungskategorie (in Anlehnung an Gomez et al.^[131], Daten basierend auf Bekel und Pauliuk^[132], Ellingsen et al.^[125], Miotti et al.^[128], Wulf und Kaltschmitt^[129], Wernet et al.^[130]).

Hierbei wurden der Bau der Fähre inklusive der Herstellung und des Ersatzes einzelner Komponenten und der Rohstoffgewinnung für die jeweiligen Komponenten über einen durchschnittlichen Einsatzzeitraum der Fähre von 30 Jahren erfasst. Zudem wurden die Nutzungsphase inklusive der Herstellung und Nutzung des Energieträgers bzw. des Strombedarfs berücksichtigt. Es zeigt sich, dass sich die Treibhausgas-Emissionen durch den Einsatz von Wasserstoff-Fähren im Vergleich zu Diesel-Fähren um knapp 90 Prozent reduzieren lassen. Zudem weisen sie geringere Werte bei der Feinstaubpartikel-Bildung, beim Ozonabbau und bei der Versauerung der Böden auf (siehe Abbildung 26).

Dagegen weist die Wasserstoff-Fähre auch negative Umweltwirkungen auf. So wurden im Vergleich die höchsten Werte bezüglich der Eutrophierung, dem Bedarf an Flächen und mineralischen Ressourcen sowie der Toxizität ermittelt. Zurückzuführen sind diese Ergebnisse auf die Wasserstofferzeugung sowie die Verwendung von Materialien wie Lithium und Platin für die Herstellung der Brennstoffzelle und der Batterie. Zudem hat die Art der Stromerzeugung für die Wasserstoffherstellung auch im maritimen Bereich erheblichen Einfluss auf die Höhe der Umweltwirkungen. Wird anstatt von Windenergie Strom aus Photovoltaikanlagen genutzt, steigen die Treibhausgasemissionen von 3,3 kg CO₂e/km auf 10,1 kg CO₂e/km. Im Falle der Nutzung von Strom aus konventionellen Gas-Kraftwerken wurde sogar ein Wert von 55,2 kg CO₂e/km ermittelt (alle Angaben zur Vergleichbarkeit der Klimawirkung der unterschiedlichen Treibhausgase angegeben in CO₂-Äquivalenten; CO₂e). Im Vergleich zu konventionellen Fähren verlagern sich die Umweltwirkungen bei Wasserstoff-Fähren also grundsätzlich von der Nutzungsphase in die Phase der Herstellung der technischen Komponenten (Abbildung 27).

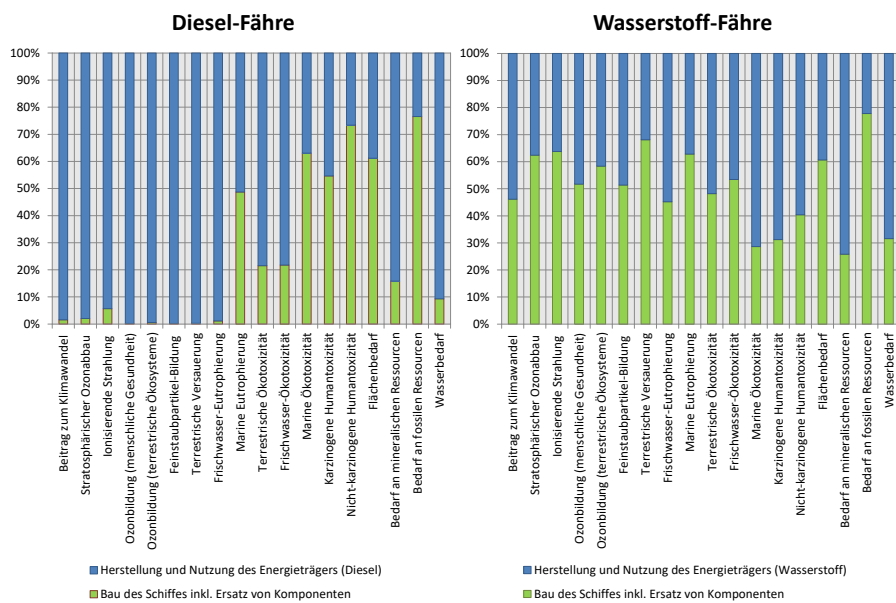


Abbildung 27: Vergleich der Umweltwirkungen von Diesel-Fähren und Wasserstoff-Fähren abhängig von der jeweiligen Produktlebenszyklusphase „Bau des Schiffes inklusive Ersatz von Komponenten“ sowie „Herstellung und Nutzung des Energieträgers“ (in Anlehnung an Gomez et al.^[131], Daten basierend auf Bekel und Pauliuk^[132], Ellingsen et al.^[125], Miotti et al.^[128], Wulf und Kaltschmitt^[129], Wernet et al.^[130]).

Kapitel 6 Roadmap und Empfehlungen

Eine erfolgreiche Energiewende muss zwei zentrale Herausforderungen meistern:

- *Sonnen- und Windenergie sind volatil.*
Die Energiebereitstellung durch Sonne und Wind wird durch das Wetter bestimmt, so dass das Energiesystem durch massiven Aufbau von Flexibilität für den Umgang mit entsprechenden Schwankungen ertüchtigt werden muss.
- *Sonnen- und Windenergie liefern primär Strom.*
Die Umstellung jener Bereiche des Energiesystems, die heute durch chemische, in der Regel fossile Energieträger versorgt werden, auf erneuerbare Energien ist daher besonders anspruchsvoll. Dies betrifft primär den Verkehr sowie industrielle Prozesse.

Diese beiden Herausforderungen lassen sich nur dadurch lösen, dass neben Strom auch zukünftig ein chemischer Energieträger als zweite Säule Verwendung im Energiesystem findet. Wasserstoff bietet hierfür ideale Voraussetzungen: Neben dem Energietransport kann er auch für die Speicherung, die Sektorenkopplung und als Grundstoff für industrielle Prozesse eingesetzt werden. Entsprechende Einsatzfelder von Wasserstoff in den Bereichen Verkehr, Rückverstromung, Wärme und Industrie sind in Kapitel 2 dieser Studie beschrieben. Strategien zur großskaligen Etablierung von Wasserstoff in den entsprechenden Anwendungen griffen jedoch deutlich zu kurz, wenn jedes einzelne dieser Einsatzfelder nur getrennt betrachtet würde. Erst eine gesamtsystemische Betrachtung, die alle Technikfelder im Energiesystem in Wechselwirkung zueinander setzt, kann das volle Potenzial von Wasserstoff im Rahmen der Energiewende entfalten. Hierzu seien exemplarisch folgende Punkte genannt:

- Die technoökonomisch optimale Verteilung von diskontinuierlichem Betrieb auf den verschiedenen Ebenen des Energiesystems ist eine komplexe Aufgabe, für die es keine einfachen Lösungen gibt. So erscheinen beispielsweise weder der Betrieb von Elektrolyseanlagen primär aus „Überschussstrom“ noch die konsequente Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen ökonomisch sinnvoll. Erst die Gesamtsystembetrachtung liefert volkswirtschaftlich wirklich attraktive Strategien zum Ausgleich zwischen schwankender Erzeugung und schwankender Nachfrage.
- Wärmespeicherung ist substanziell günstiger als Stromspeicherung. Geeignete Technologien wie zum Beispiel Wärmepumpen oder KWK-Anlagen verbinden den Wärme- mit dem Stromsektor, so dass mittels thermischer Speicher immense kostengünstige Flexibilitäten auf der elektrischen Seite eröffnet werden. Dieser Aspekt ist für die Betriebsführung nahezu jeder Wasserstoff-Konversionsanlage relevant.
- Brennstoffzellenantriebe in Schienen- oder Straßenfahrzeugen sind im Kern mobile Energiewandler, deren elektrische Leistung bei größerer Marktdurchdringung ein Vielfaches der deutschen Kraftwerkskapazität repräsentiert. Gleichzeitig verbringen entsprechende Fahrzeuge große Teile ihrer Zeit im Stillstand, wo sie als teilstationäre KWK-Systeme einsetzbar wären und wasserstoffbetriebene Back-Up-Kraftwerke substituieren könnten.

Entsprechende Ansätze benötigen intensive Anstrengungen auf den Feldern Sektorenkopplung und Infrastruktur, die in den Kapiteln 3 und 4 dieser Studie beschrieben sind. Vor dem skizzierten Hintergrund zeichnen sich folgende systemorientierte Handlungsfelder ab, die adressiert werden müssen, um Wasserstoff neben Strom zum zweiten Fundament der Energiewende zu machen:

1. Speicher- und Transport-Infrastruktur gasförmiger Energieträger

Für eine großskalige Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem muss die vorhandene Erdgas-Infrastruktur ertüchtigt und erweitert werden, um zunächst mit Wasserstoff-Anteilen und später mit reinem Wasserstoff betrieben werden zu können.

⇒ Handlungsbedarf:

- Evaluation und Ertüchtigung bereits erschlossener Erdgas-Kavernen zur Wasserstoff-Speicherung
- Minimalinvasive Strategien zur Erschließung des Erdgas-Netzes für den H₂-Einsatz, beginnend bei der Kaverne bis hin zum Gaszähler im Gebäude inklusive der Systemtechnik (zum Beispiel Verdichter)
- Optimierung der Wasserstoffqualität in allen Bereichen der Versorgungskette, insbesondere hinsichtlich der anwendungsspezifischen Empfindlichkeit auf Verunreinigungen bei Brennstoffzellen und anderen Endverbrauchern
- Systemanalytische Erarbeitung volkswirtschaftlich optimaler Transformationsstrategien für den Gassektor hin zur Wasserstoffwirtschaft

2. Sektorenkopplung

Wasserstoff kann als gasförmiger chemischer Energieträger unter anderem überall dort eingesetzt werden, wo heute Erdgas genutzt wird. Dies umfasst alle Energiesektoren, von Wärme über Strom und Verkehr bis hin zu Industrieprozessen. Eine intensive Kopplung dieser Sektoren wirkt sich zum Beispiel durch die Nutzung von Abwärme effizienzsteigernd aus und erhöht die Betriebsstunden der Infrastruktur, was kostensenkende Effekte haben kann.

⇒ Handlungsbedarf:

- Einbindung brennstoffzellenbasierter Mobilitätsplattformen (zum Beispiel Pkw, Lkw, Nutzfahrzeuge, Landmaschinen und Schienenfahrzeuge) in die Rückverstromungs-Infrastruktur für Wasserstoff; Entwicklung von geeigneten Hybridisierungskonzepten für die sektorenübergreifende Nutzung in Verkehr und Energie
- Einbindung von dezentralen Konvertern (zum Beispiel Elektrolyseure, Verdichter und Brennstoffzellen) in lokale Wärmeversorgungs-Konzepte; Entwicklung von KWK-Konzepten am Anschlusspunkt
- Sektorengekoppelte elektrische und digitale Systemintegration von Wasserstofftechnologien auf allen Ebenen des Energiesystems (Gebäude, Quartiere, gewerbliche Liegenschaften und Gehöfte, Stromnetze, Nahwärmenetze, Gasnetze)

3. Systemauslegung und -transformation

Für den Transformationsprozess des Energiesystems sind zahlreiche Szenarien denkbar, die sich insbesondere im Verhältnis der Energieträger (Strom versus Wasserstoff) teilweise substanzial unterscheiden. Unternehmen und Politik benötigen verbesserte gesamt-systemische Modelle und Bewertungsverfahren, um volkswirtschaftlich optimale Entscheidungen zu treffen.

⇒ Handlungsbedarf:

- Gesamtsystemische Modellierung und Szenario-Entwicklung unter besonderer Berücksichtigung sektorengestützter Anwendungen von Wasserstofftechnologien
- Integrative Technikbewertung und Umweltfolgenabschätzungen im Vorfeld großskaliger Markteinführung
- Zielgerichtete ökonomische Anreizinstrumente für den H₂-Markthochlauf
- Konzeption internationaler H₂-Versorgungskonzepte (Zertifizierung, Marktdesign, Verzahnung mit internationalen Kooperations-Strategien und -Abkommen, etc.)

Das DLR adressiert all diese Felder mit seiner Energieforschung und verfügt somit über die erforderliche Expertise zur erfolgreichen Gestaltung der Energiewende, bei der alle Sektoren gleichermaßen einbezogen werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Kraftfahrt-Bundesamt, https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html?nn=644526, 01.01.2020.
- [2] A. Sternberg, C. Hank, C. Hebling, *TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN FÜR BATTERIE- UND BRENNSTOFFZELLENFAHRZEUGE MIT REICHWEITEN ÜBER 300 KM – Studie im Auftrag der H2 Mobility*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), **2019**.
- [3] M. Mottschall, P. Kasten, S. Kühnel, L. Minnich, *Sensitivitäten zur Bewertung der Kosten verschiedener Energieversorgungsoptionen des Verkehrs bis zum Jahr 2050*, Umweltbundesamt, **2019**.
- [4] *Emissionsfreier Antrieb für die Luftfahrt: Erstflug des viersitzigen Passagierflugzeugs HY4*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), 29.09.2016.
- [5] P. Griebel, *Gas Turbines and Hydrogen in Hydrogen Science and Engineering – Material, Processes, Systems and Technology, Vol. 2* (Eds.: Detlef Stolten, Bernd Emonts), Wiley Verlag, **2016**, pp. 1011-1032.
- [6] O. Lammel, H. Schütz, G. Schmitz, R. Lückcrath, M. Stöhr, B. Noll, M. Aigner, M. Hase, W. Krebs, *FLOX@ Combustion at High Power Density and High Flame Temperatures*, *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, **2010**, 132, 121503.
- [7] *ArcelorMittal beauftragt Midrex mit der Planung einer Demonstrationsanlage für die Wasserstoff-Stahlproduktion in Hamburg*, AceorMittal, https://germany.arcelormittal.com/News-und-Medien/2019/broker.jsp?uMen=89b7978c-4ffe-7610-3928-d05b8e0b2b66&uCon=3a860d3f-5001-3d61-ca98-3d0632940ec7&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-000000000042&_ic_currentpage=1&_ic_currentpagesize=60&_ic_startmon=09&_ic_startyear=2019&_ic_endmon=09&_ic_endyear=2019&_ic_back=true, 15.09.2019.
- [8] A. Bhaskar, M. Assadi, H. N. Somehsaraei, *Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen Energies*, **2020**, 13, 758.
- [9] T. Pregger, G. Schiller, F. Cebulla, R.-U. Dietrich, S. Maier, A. Thess, A. Lischke, N. Monnerie, C. Sattler, P. Le Clercq, B. Rauch, M. Köhler, M. Severin, P. Kutne, C. Vogt, H. Schlager, S. Ehrenberger, M. Feinauer, L. Werling, V. P. Zhukov, C. C. Kirchberger, H. K., F. Linke, T. Methling, U. Riedel, M. Aigner, *Future Fuels – Analyses of the Future Prospects of Renewable Synthetic Fuels, Energies*, **2020**, 13, 138.
- [10] H. C. Gils, H. Gardian, *Integrated modelling of the future electricity and gas supply in Germany*, 5th International Conference on Smart Energy Systems, **2019**.
- [11] *ISO 16726:2016-04. Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas*, Beuth publishing DIN, **2016**.

- [12] *Forschungsprojekt SciGRID_Gas*, Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e. V. (DLR), https://www.dlr.de/ve/desktopdefault.aspx/tabid-13228/23132_read-53699/ (11.05.2020).
- [13] *MuSeKo: Modellbasierte Analyse der Integration erneuerbarer Stromüberschüsse durch die Kopplung der Stromversorgung mit Wärme-, Gas- und Verkehrssektor (Multi-Sektor-Kopplung)*, Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e. V. (DLR), https://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-47514/ (10.05.2020).
- [14] *Einsatzmöglichkeiten unter realen Rahmenbedingungen – 2. Kurzbericht der AG2*, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur Arbeitsgruppe 2 „Alternative Antriebe und Kraftstoffe für nachhaltige Mobilität“ Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Berlin, **2020**.
- [15] *Wege zur Erreichung der Klimaziele 2030 im Verkehrssektor – Zwischenbericht 03/2019*, Arbeitsgruppe 1 „Klimaschutz im Verkehr“ Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, **2019**.
- [16] *Richtlinie (EU) 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge*, Europäische Kommission, **2019**.
- [17] Klimakabinett, *Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030*, Die Bundesregierung, **2019**.
- [18] *Einzigartiges Wasserstoff-Ökosystem mit grünem Wasserstoff und Hyundai-H₂-Elektro-Nutzfahrzeugen startet ab 2020 in der Schweiz*, HYUNDAI SUISSE, <https://www.news.hyundai.ch/einzigartiges-wasserstoff-okosystem-mit-grunem-wasserstoff-und-hyundai-h2-elektro-nutzfahrzeugen-startet-ab-2020-in-der-schweiz#>, 03.10.2019.
- [19] U. Bünger, J. Michalski, J. Zerhusen, F. Borggreffe, T. Pregger, H. C. Gils, F. Kleiner, J. Pagenkopf, S. Schmid, *Commercialization of hydrogen energy in Baden-Württemberg – Framework and perspectives*, *World of Energy Solutions (WES)*, **2015**.
- [20] F. Kleiner, H. E. Friedrich, *Development of a Transport Application based Cost Model for the assessment of future commercial vehicle concepts*, European Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Congress, **2017**.
- [21] *Auf die Schiene gebracht*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), <https://verkehrsforschung.dlr.de/de/news/auf-die-schiene-gebracht>, 19.09.2019.
- [22] J. Pagenkopf, T. Schirmer, M. Böhm, C. Streuling, S. Herwartz, *Marktanalyse alternativer Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) für NOW GmbH, **2020**.
- [23] A. M. Bassam, A. B. Phillips, S. R. Turnock, P. A. Wilson, *Development of a multi-scheme energy management strategy for a hybrid fuel cell driven passenger ship*, *International Journal of Hydrogen Energy*, **2017**, 42, 623-635.
- [24] J. Markowski, I. Pielecha, *The potential of fuel cells as a drive source of maritime transport*, *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, **2019**, 214, 012019.
- [25] S. Krummrich, A. Hammerschmidt, *Hydrogen and Fuel Cells in Submarines in Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology* (Eds.: Prof. Dr. Detlef Stolten, Dr. Bernd Emonts), John Wiley & Sons, **2016**.

- [26] *Hydrogen-powered aviation | A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050*, McKinsey & Company for the Clean Sky 2 JU and Fuel Cells and Hydrogen 2 JU, **2020**.
- [27] *Roadmap für mehr Klimaschutz, Nachhaltigkeit und Sicherheit. DVGW-Innovationsforschung Gas*, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., **2020**.
- [28] C. H. Jungbluth, *Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem in Schriften des Forschungszentrums Jülich*. Reihe Energietechnik / Energy Technology, Band/Volume 59, Forschungszentrum Jülich GmbH, **2007**.
- [29] *BHKW-Kennndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten*, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, **2014**.
- [30] K. Payrhuber, S. Laiminger, J. Zelenka, A. Wimmer, *Innovative Gasmotoren-technologie für die Energiewende*, 15. Symposium Energieinnovation, **2018**.
- [31] H. L. Yip, A. Srna, A. Chun, A. C. Y. Yuen, S. Kook, R. Taylor, G. Yeoh, P. Medwell, Q. Chan, *A Review of Hydrogen Direct Injection for Internal Combustion Engines: Towards Carbon-Free Combustion*, Applied Sciences, **2019**, 9, 4842.
- [32] T. Lingstädt, H. Seliger, S. Reh, A. Huber, *Technologiebericht 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)*. in Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, **2018**.
- [33] *PowerTheEU*, EUTurbines, <https://powertheeu.eu> (04.05.2020).
- [34] *Wasserstoffbetriebener Heizkessel als Zukunftsmodell*, August Broetje GmbH, <https://www.broetje.de/de/broetje/presse/aktuelle-presse-meldungen/wasserstoffbetriebener-heizkessel-als-zukunftsmodell> (02.04.2020).
- [35] *Buderus - Handbuch für Heizungstechnik*, Beuth, **2020**.
- [36] M. Ilbas, I. Yilmaz, T. N. Veziroglu, Y. Kaplan, *Hydrogen as burner fuel: modelling of hydrogen-hydrocarbon composite fuel combustion and NOX formation in a small burner*, International Journal of Energy Research, **2005**, 29, 973-990.
- [37] M. Fette, H. C. Gils, *Kurzstudie zur Rolle der KWK in der Energiewende. Projektbericht*, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM, DLR-Institut für Technische Thermodynamik, **2018**.
- [38] T. Hübner, A. Guminiski, B. Kleinertz, S. von Roon, *Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung im zukünftigen Energiesystem, Band 71*, BWK Das Energiefachmagazin, **2019**.
- [39] K. W. Schmitz, G. Schaumann, *Kraft-Wärme-Kopplung, 4. Auflage*, Springer Verlag, **2009**.
- [40] A. de Pee, D. Pinner, O. Roelofsen, K. Somers, S. E., M. Witteveen, *Decarbonization of industrial sectors: the next frontier*, McKinsey & Company, **2018**.
- [41] *Tracking Clean Energy Process 2017*, International Energy Agency (IEA), **2017**.

- [42] C. Hebling, M. Ragwitz, T. Fleiter, U. Groos, D. Härle, A. Held, M. Jahn, N. Müller, T. Pfeifer, P. Plötz, O. Ranzmeyer, A. Schaadt, F. Sensfuß, T. Smolinka, M. Wietschel, *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe und Freiburg, **2019**.
- [43] *Climate Action Action Report 1*, ArcelorMittal, **2019**.
- [44] A. Otto, M. Robinius, T. Grube, S. Schiebahn, A. Praktiknjo, D. Stolten, *Power-to-Steel: Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry*, *Energies*, **2017**, 10, 451.
- [45] P. Pulm, H. Raupenstrauch, *Roadmap Industrie - Energieeffizienz in der Eisen- und Stahlindustrie*, Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung, **2014**.
- [46] M. M. Wörtler, P. Dahlmann, F. Schuler, H. B. Lungen, N. Voigt, J.-T. Ghenda, T. Schmidt, *Steel's Contribution to a low-Carbon Europe 2050*, The Boston Consulting Group, **2013**.
- [47] *Steel Statistical Yearbook*, World Steel Association, **2019**.
- [48] *Wasserstoff statt Kohle. thyssenkrupp Steel startet wegweisendes Projekt für eine klimafreundliche Stahlproduktion am Standort Duisburg*, ThyssenKrupp, https://www.thyssenkrupp-steel.com/media/content_1/unternehmen_3/nachhaltigkeit/hydrogen2steel/wasserstoff_phase_1.pdf, 15.04.2019.
- [49] L. E. Apodaca, *Mineral Commodity Summaries – NITROGEN (FIXED)- AMMONIA*, U.S. Geological Survey, **2020**.
- [50] R. Geres, A. Kohn, S. Lenz, F. Ausfelder, A. M. Bazzanella, A. Möller, *Roadmap Chemie 2050*, FutureCamp Climate GmbH, **2019**.
- [51] *The Future of Hydrogen*, International Energy Agency (IEA), **2019**.
- [52] *Production capacity of urea worldwide in 2018 and 2030*, Statista, <https://www.statista.com/statistics/1063689/global-urea-production-capacity/> (29.04.2020).
- [53] H. Hermann, L. Emele, C. Loreck, *Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien*, Öko-Institut e. V., **2014**.
- [54] *Potentialatlas für Wasserstoff – Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor*, ENCON.Europe GmbH, **2018**.
- [55] P. Schmidt, W. Weindorf, A. Roth, V. Batteiger, F. Riegel, *Power-to-Liquids Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel*, Umweltbundesamt (UBA), **2016**.
- [56] *State of the Art on Alternative Fuels Transport Systems in the European Union. Final Report*, DG MOVE - Expert Group on Future Transport Fuels, **2015**.
- [57] M. Moser, T. Pregger, S. Simon, D. H. König, A. Wörner, R. U. Dietrich, G. Eckel, *Synthetic Liquid Hydrocarbons from Renewable Energy – Results of the Helmholtz Energy Alliance*, *Chemie Ingenieur Technik*, **2017**, 89, 1-16.
- [58] M. A. Fahim, T. A. Al-Sahhaf, A. S. Elkilani, *Chapter 7 - Hydroconversion in Fundamentals of Petroleum Refining*, Elsevier, **2010**, pp. 153-198.

- [59] R. Taube, *Homogene Katalyse*, Akademie-Verlag Berlin, **1988**.
- [60] *Energiedaten: Gesamtausgabe*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), **2019**.
- [61] N. Szarka, M. Eichhorn, R. Kittler, A. Bezama, D. Thrän, *Interpreting long-term energy scenarios and the role of bioenergy in Germany*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, **2017**, 68, 1222-1233.
- [62] A. Brosowski, D. Thrän, U. Mantau, B. Mahro, G. Erdmann, P. Adler, W. Stinner, G. Reinhold, T. Hering, C. Blanke, *A review of biomass potential and current utilisation e Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany*, Biomass Bioenergy, **2016**, 95, 257-272.
- [63] F. G. Albrecht, D. H. König, N. Baucks, R.-U. Dietrich, *A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels*, Fuel, **2017**, 194, 511-526.
- [64] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. de Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus, N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert, B. Wenzel, *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht*, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), **2012**.
- [65] *Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2018*, Umweltbundesamt, **2019**.
- [66] *Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2018*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), **2019**.
- [67] *Energieeffizienz in Zahlen – Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), **2019**.
- [68] *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2018*, AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), **2020**.
- [69] S. Weitemeyer, D. Kleinhaus, T. Vogt, C. Agert, *Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage*, Renewable Energy, **2015**, 75, 14-20.
- [70] F. Ueckerdt, R. Dargaville, H. C. Gils, D. McConnell, M. Meinshausen, Y. Scholz, F. Schreyer, C. Wang, *Australia's power advantage - Energy transition and hydrogen export scenarios.*, **2019**.
- [71] *Die Marktsituation für Erdgasspeicher in Deutschland*, DVGW energie | wasser-praxis, <https://www.energie-wasser-praxis.de/sektorenkopplung/artikel/die-marktsituation-fuer-erdgasspeicher-in-deutschland/> (27.03.2018).
- [72] H. C. Gils, *Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage*, PhD thesis, University Stuttgart **2015**.
- [73] H. C. Gils, S. Simon, *Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands*, Applied Energy, **2017**, 188, 342-355.
- [74] H. C. Gils, T. Pregger, F. Flachsbarth, M. Jentsch, C. Dierstein, *Comparison of spatially and temporally resolved energy system models with a focus on Germany's future power supply*, **2019**, 255, 113889.

- [75] K.-K. Cao, T. Pregger, Y. Scholz, H. C. Gils, K. Nienhaus, M. Deissenroth, C. Schimeczek, N. Krämer, B. Schober, L. Hendrik, T. Kneiske, I. Basim, *Analyse von Strukturoptionen zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit (INTEEVER)*. Projektbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Stuttgart und Kassel, **2019**.
- [76] S. Lechtenböhmer, A. Palzer, T. Pregger, H. C. Gils, P. Sterchele, C. Kost, L. Brucker, T. Janßen, C. Krüger, D. Schüwer, H.-J. Luhmann, M. Buddeke, *RegMex - Modellexperimente und Vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung*. Projektbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Umwelt Wuppertal Institut für Klima, Energie gGmbH (WI), **2018**.
- [77] H. C. Gils, T. Pregger, *Model experiment on comparative modelling of Germany's electricity supply in 2050*, 3rd Japanese-German Workshop on Renewable Energies, **2018**.
- [78] J. Michalski, U. Büniger, F. Crotogino, S. Donadei, G.-S. Schneider, T. Pregger, K.-K. Cao, D. Heide, *Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition*, International Journal of Hydrogen Energy, **2017**, 42, 13427-13443.
- [79] V. Busack, M. Veenker, U. Hoffmann, A. Großmann, *Power to Gas: Neues Gas in alten Leitungen – Werkstofffragen*, DVGW energie | wasser-praxis, **2014**.
- [80] *Overview of available Testresults and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use*, MARCOGAZ, Belgium, **2019**.
- [81] *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A): Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., **2011**.
- [82] *Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), **2019**.
- [83] *Bundesrecht: Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen (TRFL): 2010-03-08*, **2010**.
- [84] G. Müller-Syring, M. Henel, *Abschlussbericht: Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierter Anlagen*, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., **2014**.
- [85] B. Lendt, G. Cerbe, *Grundlagen der Gastechnik*, 8. Auflage, **2017**.
- [86] K. Homann, T. Hübener, B. Klocke, U. Wernekinck, *Handbuch der Gasversorgungstechnik*, 1. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, **2017**.
- [87] H. Brauer, E. Wanzenberg, M. Henel, *Transport von gasförmigem Wasserstoff via Pipelines*, bbr, **2018**.
- [88] *Mit Wasserstoff in eine saubere Zukunft. Zuverlässig versorgt durch effiziente Infrastruktur*, https://www.infraserv.com/media/content/leistungen/factsheets_sites_services/Infraserv_Wasserstoff.pdf (04.05.2020).
- [89] *ISO 14687:2019-11. Beschaffenheit von Wasserstoff als Kraftstoff - Spezifizierung des Produkts*, Beuth publishing DIN, **2019**.

- [90] *Lebensmittel Spec. H2 E949 (Wasserstoff)*, Westfalen AG, **2011**.
- [91] E. Rivard, M. Trudeau, K. Zaghbi, *Hydrogen Storage for Mobility: A Review*, *Materials*, 2019, 12, **1973**.
- [92] M. Gurz, E. Baltacioglu, Y. Hames, K. Kaya, *The meeting of hydrogen and auto motive: A review*, *International Journal of Hydrogen Energy*, **2017**, 42, 23334-23346.
- [93] *Handbook of Hydrogen Energy* (Ed.: D. Yogi Goswami S. A. Sherif, Aldo Steinfeld, E. K. (Lee) Stefanakos), CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, FL, **2014**.
- [94] J. Mittel, K. A. Friedrich, *Wasserstoff und Brennstoffzellen in BWK*, Band 70, Springer, **2018**, pp. 128-138.
- [95] *IEC Protokoll - Weltweiter Standard für Wasserstofftankstellen nach SAE J2601*, SAE International, https://www.sae.org/standards/content/j2601_201612/, 06.12.2016.
- [96] *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 44, Verordnung über die technischen Standards für Wasserstofftankstellen für Kraftfahrzeuge (Wasserstofftankstellenverordnung - WTV)*, Bundesgesetzblatt, **2019**.
- [97] *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A): Gasbeschaffenheit*, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., **2013**.
- [98] *Technische Regel - DVGW G 459-2: Gas-Druckregelungen mit Eingangsdrücken bis 5 bar und Auslegungsdurchflüssen bis 200 m³/h im Normzustand in Netzan schlüssen; Funktionale Anforderungen*, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., **2015**.
- [99] *Technische Regel - DVGW G 459-1 (A): Gas-Netzanschlüsse für maximale Betriebs drücke bis einschließlich 5 bar*, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., **2019**.
- [100] *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW 600 (A): Technische Regel für Gas- installation*, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., **2018**.
- [101] P. Schley, D. Wolf, M. Henel, C. Fiebig, R. Span, *Management Summary Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung*, DVWG Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., **2014**.
- [102] *Der Weg des Smartphones - Folgen für Menschenrechte und die Umwelt*, *Evangelische Kirche in Deutschland*, <https://www.ekd.de/smartphone-folgen-menschenrechte-umwelt-52294.htm>, 12.12.2019.
- [103] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, A. Palzer, *Studie IndWEDe - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*, NOW GmbH, **2018**.
- [104] P. Viebahn, O. Soukup, S. Samadi, J. Teubler, K. Wiesen, M. Ritthoff, *Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **2015**, 49, 655-671.
- [105] A. Simons, C. Bauer, *A life-cycle perspective on automotive fuel cells*, *Applied Energy*, **2015**, 157, 884-896.

- [106] T. Watari, B. C. McLellan, D. Giurco, E. Dominish, E. Yamasue, K. Nansai, *Total material requirement for the global energy transition to 2050: A focus on transport and electricity*, Resources, Conservation and Recycling, **2019**, 148, 91-103.
- [107] E. Alonso, F. R. Field, R. E. Kirchain, *Platinum Availability for Future Automotive Technologies*, Environmental Science & Technology, **2012**, 46, 12986-12993.
- [108] S. M. Hayes, E. A. McCullough, *Critical minerals: A review of elemental trends in comprehensive criticality studies*, Resources Policy, **2018**, 59, 192-199.
- [109] T. Junne, N. Wulf, C. Breyer, T. Naegler, *Critical materials in global low-carbon energy scenarios: The case for neodymium, dysprosium, lithium, and cobalt*, Energy, **2020**, 211, 118532.
- [110] L. Bloxham, S. Brown, L. Cole, A. Cowley, P. Duncan, M. Fujita, L. Han, J. Jiang, R. Raithatha, M. Ryan, E. Shao, F. Xiaoyan, *PGM Market Report*, Johnson Matthey, **2018**.
- [111] USGS, *Mineral commodity summaries 2020*, U. S. Geological Survey, Reston, VA, **2020**.
- [112] F. Marscheider-Weidemann, S. Langkau, T. Hummen, L. Erdmann, L. T. Espinoza, G. A. M. Marwede, S. Benecke, *Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2016. - DERA Rohstoffinformationen 28*: 353 S., Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Berlin, **2016**.
- [113] A. Månberger, B. Stenqvist, *Global metal flows in the renewable energy transition: Exploring the effects of substitutes, technological mix and development*, Energy Policy, **2018**, 119, 226-241.
- [114] T. Junne, *Persönliche Kommunikation mit Dr. Martin Grube (Forschungszentrum Jülich) zur zukünftigen Entwicklung des Platingehalts in PEMFC*, 2020.
- [115] S. Teske, T. Pregger, S. Simon, T. Naegler, S. Schmid, M. Meinshausen, *Achieving the Paris Climate Agreement Goals - Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C*, Springer International Publishing, **2019**.
- [116] S. Ehrenberger, S. Seum, T. Pregger, S. Simon, G. Knitschky, U. Kugler, *Land transport and energy system development in three integrated scenarios for Germany – technology options, energy demand and emissions*, **2020**, under review.
- [117] S. Seum, S. Ehrenberger, T. Pregger, *Extended emission factors for future cars in Germany with a focus on fleet composition, new technologies and emissions from energy supplies*, Atmospheric Environment, **2020**, 233, 117568.
- [118] *SYSEET – Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien. Abschlussbericht FKZ 37EV 16 108 0*, JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Umweltbundesamt (UBA), **2020**.
- [119] T. Feck, *Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust – Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft in Schriften des Forschungszentrums Jülich*, **2009**.

- [120] B. Vogel, T. Feck, J.-U. Grooß, M. Riese, *Impact of a possible future global hydrogen economy on Arctic stratospheric ozone loss*, Energy & Environmental Science, **2012**, 5, 6445-6452.
- [121] B. Vogel, T. Feck, J.-U. Grooß, *Impact of stratospheric water vapor enhancements caused by CH₄ and H₂O increase on polar ozone loss*, Journal of Geophysical Research, **2011**, 116, D05301.
- [122] D. Wilken, U. Brand, T. Vogt, *Dynamic Ecological Assessment of Different Kinds of renewable Energy Based Synthetic Fuels in Comparison to Fossil Fuels and Electric Vehicles*, Life Cycle Management 2019, **2019**.
- [123] S. Ehrenberger, E. D. Özdemir, S. Gerner, M. Keller, *Evaluation of environmental impacts and cost development of future fuel cell drivetrains in passenger cars*, 7th International Conference on Life Cycle Management, **2015**.
- [124] S. Ehrenberger, M. Feinauer, *Umweltwirkungen von Antrieben - Stand des Wissens und Defizite zu den Emissionen von Pkw-Antrieben*, **2019**.
- [125] L. A. W. Ellingsen, G. Majeau-Bettez, B. Singh, A. K. Srivastava, L. O. Valøen, A. H. Strømman, *Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack.*, Journal of Industrial Ecology, **2014**, 18, 113-124.
- [126] H. Helms, C. Kämper, K. Biemann, U. Lambrecht, J. Jöhrens, K. Meyer, *Klimabilanz von Elektroautos – Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial*, Agora Verkehrswende, **2019**.
- [127] *Jährliche Stromerzeugung in Deutschland in 2018*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), https://www.energy-charts.de/energy_de.htm?source=all-sources&period=annual&year=2018 (10.03.2020).
- [128] M. Miotti, J. Hofer, C. Bauer, *Integrated environmental and economic assessment of current and future fuel cell vehicles*, The International Journal of Life Cycle Assessment, **2017**, 22, 94-110.
- [129] C. Wulf, M. Kaltschmitt, *Hydrogen Supply Chains for Mobility – Environmental and Economic Assessment*, Sustainability, **2018**, 10, 1699.
- [130] G. Wernet, C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, B. Weidema, *The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology*, The International Journal of Life Cycle Assessment, **2016**, 21, 1218-1230.
- [131] J. C. Gomez Trillos, D. Wilken, U. Brand, T. Vogt, *HySeas III: The World's First Sea-Going Hydrogen-Powered Ferry – A Look at its Technical Aspects*, Market Perspectives and Environmental Impacts, 26. Energie-Symposium, **2019**.
- [132] K. Bekel, S. Pauliuk, *Prospective cost and environmental impact assessment of battery and fuel cell electric vehicles in Germany*, **2019**, 1-18.

Das DLR im Überblick

Das DLR ist das Forschungszentrum der Bundesrepublik Deutschland für Luft- und Raumfahrt. Wir betreiben Forschung und Entwicklung in Luftfahrt, Raumfahrt, Energie und Verkehr, Sicherheit und Digitalisierung. Das DLR Raumfahrtmanagement ist im Auftrag der Bundesregierung für die Planung und Umsetzung der deutschen Raumfahrtaktivitäten zuständig. Zwei DLR Projektträger betreuen Förderprogramme und unterstützen den Wissenstransfer.

Global wandeln sich Klima, Mobilität und Technologie. Das DLR nutzt das Know-how seiner 47 Institute und Einrichtungen, um Lösungen für diese Herausforderungen zu entwickeln. Unsere mehr als 9.000 Mitarbeitenden haben eine gemeinsame Mission: Wir erforschen Erde und Weltall und entwickeln Technologien für eine nachhaltige Zukunft. So tragen wir dazu bei, den Wissens- und Wirtschaftsstandort Deutschland zu stärken.

Herausgeber

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

Anschrift:

Carl-von-Ossietzky-Straße 15, 26129 Oldenburg
Telefon: +49 441 99906 0
E-Mail: info-ve@dlr.de

DLR.de

Bilder DLR, soweit nicht anders angegeben.
Titelbild: DLR



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages