

ABSCHLUSSBERICHT

Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz





INHALTSVERZEICHNIS

1. KURZZUSAMMENFASSUNG.....	4
2. EINLEITUNG.....	9
3. BASISWISSEN WASSERSTOFF.....	13
4. UNSERE AUSGANGSLAGE.....	25
5. TRANSFORMATIONSPFADE DES ENERGIESYSTEMS IN RHEINLAND-PFALZ MIT FOKUS AUF WASSERSTOFF.....	60
6. CHANCENANALYSE ZUM EINSATZ VON WASSERSTOFF IN RHEINLAND-PFALZ.....	102
7. STRATEGIE.....	123
8. ROADMAP.....	138
9. HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN.....	161
QUELLEN.....	172
ANHANG.....	179
IMPRESSUM.....	195

Disclaimer: Die vorliegende Studie spiegelt ausschließlich die Empfehlungen und Einschätzungen der an der Studie beteiligten Autorinnen und Autoren wider und repräsentiert nicht notwendigerweise die Meinung der beteiligten Ministerien oder der Mitglieder des Projektbeirats.

Die Rahmendaten für die Szenariorechnungen wurden vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine festgelegt. Aufgrund dessen sind Folgen, wie die drohende Gasmangellage oder gestiegene fossile Energiepreise, nicht bei den Rechnungen berücksichtigt worden.

KURZ- ZUSAMMEN- FASSUNG



1 KURZZUSAMMENFASSUNG

Rheinland-Pfalz hat sich zum Ziel gesetzt, seinen Strombedarf bis zum Jahr 2030 bilanziell vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken. Darüber hinaus soll spätestens bis zum Jahr 2040 die Klimaneutralität des gesamten Landes erreicht werden, also mindestens fünf Jahre vor dem bundesdeutschen Ziel. Einen wichtigen Baustein bei der Zielerreichung stellt dabei Wasserstoff dar, dem als Element der Sektorkopplung – der Vernetzung der verschiedenen Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr und des nichtenergetischen Verbrauchs (stoffliche Nutzung) – eine herausgehobene Stellung zuteilwird.

Grundlagen und Ausgangslage

Wasserstoff (H_2) ist kein gänzlich neues Element. In der Industrie wird Wasserstoff bereits seit Jahrzehnten aus Erdgas gewonnen und als (fossiler) Grundstoff eingesetzt. Treibhausgasneutraler, grüner Wasserstoff hingegen wird per Elektrolyse aus Wasser unter Verwendung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) erzeugt. Dieser kann neben dem Einsatz in der Industrie als nachhaltige Energiequelle auch im Gebäudesektor zur Strom- und Wärmeversorgung, in der Mobilität als Treibstoff, vor allem im straßen- und schienengebundenen Personen- und Güterverkehr sowie als Ausgangsstoff für sogenannte Power-to-Fuel-Kraftstoffe für die Schiff- und Luftfahrt Anwendung finden. Darüber hinaus kann Wasserstoff in großen Mengen gespeichert und über Brennstoffzellen und Verbrennungskraftmaschinen rückverstromt werden. Dadurch steht in einem durch transmittierende erneuerbare Energieerzeugung geprägten Energiesystem eine Lösung für die notwendige Aufgabe der Langzeitspeicherung zur sicheren Energieversorgung zur Verfügung.

In Rheinland-Pfalz sind weltweit vernetzte Unternehmen der chemischen Industrie mit sehr hohem stofflichem Bedarf an Wasserstoff und Hersteller, die den Einsatz von Wasserstoff als Antriebsenergie für Nutzfahrzeuge weiterentwickeln, angesiedelt. Die weiteren industriellen Branchen in Rheinland-Pfalz sind, neben der Chemieindustrie und dem Fahrzeugbau,

der Maschinenbau, Gummi- und Kunststoffwarenindustrie sowie Keramik- und Baustoffindustrie, wodurch sich die rheinland-pfälzische Wirtschaft als überdurchschnittlich energieintensiv darstellt. Für diese Unternehmen ist die verlässliche und kostengünstige Versorgung mit grünem Strom und Wasserstoff für die Fortführung ihrer wirtschaftlichen Aktivitäten am Wirtschaftsstandort Rheinland-Pfalz ausschlaggebend.

Verschiedene Akteure und Netzwerke haben früh damit begonnen, sich mit dem Thema der H_2 -Versorgung auseinanderzusetzen. Erste Elektrolyseure beispielsweise im Energiepark Mainz, erzeugen bereits seit Jahren grünen Wasserstoff und zahlreiche weitere sind in der Planung. Zuvorderst ist hier das IPCEI bzw. CEEAG-Projekt „Hy4Chem“ am BASF-Standort in Ludwigshafen zur H_2 -Erzeugung und -Verwendung in der Chemieindustrie zu nennen. Die zentrale Lage von Rheinland-Pfalz in Mitteleuropa und Deutschland sowie die gemeinsame Grenze mit Luxemburg und Frankreich begünstigt eine führende Position als Transitland und Logistik-Drehscheibe für eine mögliche H_2 -Versorgung Mitteleuropas und Deutschlands mit Wasserstoff aus Südeuropa, Nordeuropa und der MENA-Region (Middle East and North Africa: Nahost und Nordafrika). Insbesondere dem H_2 -Pipelinennetz wird dabei eine wichtige Rolle zukommen, da hierüber große Mengen Wasserstoff zu niedrigen Kosten transportiert werden können. Hierzu werden sowohl vorhandene Erdgaspipelines umgenutzt als auch neue H_2 -Pipelines benötigt. Darüber hinaus verfügt Rheinland-Pfalz über ein gut ausgebautes Wasserstraßennetz, welches das Bundesland mit den größten europäischen Häfen Rotterdam und Antwerpen verbindet. Somit bieten sich die rheinland-pfälzischen Binnenhäfen als zukünftige Zentren für H_2 -Import und -Verteilung an.

Rheinland-Pfalz ist beim Aufbau der regionalen H_2 -Wirtschaft bereits sehr aktiv. Bislang wurden fünf HyLand-Projekte gefördert, wodurch Regionen H_2 -Projekte initiieren, planen und umsetzen können. In Kaisersesch wird zusätzlich im Rahmen des „Smart-Quart“-Projektes das derzeit einzige H_2 -Quartier erbaut und getestet. Neben der H_2 -Erzeugung sind auch die Speicherung in einer Pipeline, die Nutzung

von Wasserstoff für die Gebäudeheizung und der Betrieb einer Bahnlinie mit Wasserstoff geplant. In einem weiteren IPCEI-Projekt soll am Daimler Truck Standort Wörth die Umstellung der industriellen Produktion hin zur Brennstoffzellentechnologie im Nutzfahrzeugbereich vorbereitet werden.

Auch die Forschung ist mit mehreren außeruniversitären Forschungseinrichtungen (bspw. Leibniz-Gemeinschaft, Fraunhofer-Gesellschaft), Universitäten und Hochschulen angewandter Wissenschaften und privaten Forschungseinrichtungen breit aufgestellt. Zudem verfügt Rheinland-Pfalz über ein Kompetenzzentrum für Brennstoffzellentechnik.

Kostenoptimale Transformationspfade des Energiesystems

Mithilfe eines räumlich und zeitlich detailliert aufgelösten Optimierungsmodells wurden für Rheinland-Pfalz realistische Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2040 modelliert. Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Energiesystems unter den politisch gesetzten Randbedingungen. Insbesondere wurden für Rheinland-Pfalz die folgenden Ziele berücksichtigt:

- » Treibhausgasneutralität innerhalb von Rheinland-Pfalz bis spätestens 2040
- » Ausbau von Photovoltaik (PV) und Windkraft um mindestens 500 MW pro Jahr bis 2030
- » Ab dem Jahr 2030 bilanzielle Stromdeckung durch 100 % EE in Rheinland-Pfalz

Die einzelnen Komponenten stehen in ständiger Kostenkonkurrenz zueinander, sodass keine exogenen Vorgaben zur Technologieverteilung notwendig sind. Das Ergebnis ist als kostenoptimaler Benchmark zu verstehen, wovon der tatsächliche Transformationspfad aufgrund von weichen, nicht berücksichtigten Faktoren, individuellen Investitionsentscheidungen und zusätzlichen strategischen Überlegungen abweichen wird.

Die im Koalitionsvertrag beschlossene bilanzielle Deckung der Stromnachfrage über in Rheinland-Pfalz regenerativ erzeugten Strom ab dem Jahr 2030 erfordert einen raschen und hohen Ausbau an Windenergie und PV. Die derzeit installierte Leistung der Windenergie muss bis zum Jahr 2040 um etwa

330 MW pro Jahr, also um den Faktor 2,5 erhöht werden, die Leistung von PV sogar verzehnfacht werden – auf dann 10 GW Wind bzw. 30 GW PV. Die H₂-Nachfrage ohne Berücksichtigung der bereits in der Industrie vorhandenen Erzeugung und Nutzung von grauem Wasserstoff wird – nach anfänglich etwa hälftiger Aufteilung im Jahr 2030 auf die Sektoren Verkehr und Industrie – ab den 2040er Jahren deutlich vom Industriesektor dominiert (drei Viertel im Jahr 2040, vier Fünftel im Jahr 2045). Die gesamte rheinland-pfälzische H₂-Nachfrage beträgt im Jahr 2040, dem Zieljahr der Treibhausgasneutralität, etwa 22 TWh und wird nach einer schrittweisen Substitution des grauen Wasserstoffs bis zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2040 vollständig durch grünen Wasserstoff gedeckt. Gut ein Achtel der H₂-Nachfrage wird mittels einer Elektrolysekapazität von 1,3 GW in Rheinland-Pfalz produziert; der Rest wird unter der Annahme günstigerer Importmöglichkeiten aus Norddeutschland bzw. Südeuropa und der MENA-Region per Pipeline importiert. Durch die Umstellung von bestehenden Erdgaspipelines auf den H₂-Transport ist nur ein geringer Anteil der Pipelines neu zu errichten. Wegen der zentralen Transitlage von Rheinland-Pfalz zur H₂-Versorgung Deutschlands kommt es in Rheinland-Pfalz zu einem im Vergleich starken Pipelineubau. Über diese wird die Anbindung an die Importpipelines aus Südeuropa und den MENA-Staaten sowie der Anschluss an das Saarland und Nordrhein-Westfalen gewährleistet, über die der in den sonnen- bzw. windreichen Ländern günstig produzierte Wasserstoff kostengünstig nach Rheinland-Pfalz und Deutschland transportiert werden kann.

Chancenanalyse

Je nach Einsatzgebiet und Rahmenbedingungen entstehen unter Berücksichtigung der aktuellen Förderlandschaft unterschiedliche Chancen für eine wirtschaftliche Produktion und Nutzung von Wasserstoff in Rheinland-Pfalz. Dafür werden in der Studie drei exemplarische Chancenanalysen durchgeführt und vorgestellt.

H₂-Erzeugung per Elektrolyse zur Stromspeicherung (EEG 2023)

Durch das EEG 2023 wird eine neue Förderung für Anlagenkombinationen bestehend aus EE, Stromspeicherung in Wasserstoff und Rückverstromung sowie für H₂-Verstromungsanlagen generell geschaffen. Dadurch entstehen ab Ende des Jahres 2023

gesicherte Investitions- und Betriebsbedingungen für H₂-Erzeugungsprojekte.

H₂-Produktion und (stoffliche) Nutzung von H₂, O₂ und Wärme

Die nationalen Entlastungstatbestände für Strom zur Herstellung von Wasserstoff ermöglichen es Unternehmen, Wasserstoff zu geringeren Kosten als zuvor zu produzieren. Neben dem Wegfall der EEG-Umlage können die Unternehmen zusätzlich von der Befreiung der Stromsteuer und der Netzentgelte profitieren. Allerdings bedarf es einer gesetzgeberischen Klärstellung der noch nicht höchstrichterlich geklärten Befreiungstatbestände. Die zusätzliche Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff (O₂) und Wärme der Elektrolyse erhöht die Wirtschaftlichkeit der H₂-Produktion um zusätzlich etwa 1 €/kg_{H₂}. Jedoch liegt das größere Potenzial zur Kostenreduktion bei den möglichen Entlastungsszenarien für die gesetzlichen Strompreisbestandteile.

H₂-Tankstelle für kommunale Flotten

Nationale und europaweite Vorgaben wie die Clean Vehicle Directive sowie der angesprochene Wegfall der EEG-Umlage und weitere Strompreisbefreiungen reizen den Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff an. Zusätzlich besteht im Verkehrssektor die Möglichkeit zum Treibhausgas (THG)-Quotenhandel, wodurch die H₂-Kosten um weitere 2 – 6 €/kg_{H₂} reduziert werden können. Mit dem THG-Quotenhandel liegen die H₂-Kosten bereits heute auf dem gleichen Niveau wie die Dieselveilgleichskosten, was den Einsatz von H₂-betriebenen Fahrzeugen vor allem bei Anwendungen mit großen Reichweiten- bzw. Beladungsanforderungen wie Bussen und Fernlastverkehr wirtschaftlich macht.

Strategie und Roadmap

Auf Grundlage strategischer Überlegungen werden Ergebnisse der kostenoptimalen Modellierung eingeordnet und eine ambitionierte Kurz-, Mittel- und Langfriststrategie skizziert. Quantitative Konsequenzen des Ukrainekriegs lassen sich derzeit nicht ableiten, allerdings ist davon auszugehen, dass der Hochlauf grünen Wasserstoffs und die damit einhergehende Verdrängung fossiler Gase durch die neuen Rahmenbedingungen schneller vorteilhaft sein wird, vorausgesetzt, die Verfügbarkeit von Wasserstoff ist gegeben (Infrastruktur). Auf die Langfriststrategie wirkt sich die drohende Erdgasmanngellage kaum aus, da

der Anteil des Erdgases langfristig, bedingt durch die Treibhausgas-Reduktionsvorgaben, ohnehin gering ist, sodass nach dem Jahr 2040 die verbleibende Methan-nachfrage z. B. durch Biogas oder durch synthetisches grünes Methan, dessen Kohlenstoff in einer Kreislaufwirtschaft mit grünem Wasserstoff hergestellt ist, gedeckt werden kann.

Die Industrie stellt durch ihre hohe Wertschöpfung einen wesentlichen Pfeiler für Wohlstand und Beschäftigung in Rheinland-Pfalz dar, deren hoher Gasverbrauch energieintensive Branchen vor große Herausforderungen stellt. Relevant für die H₂-Strategie sind Betriebe mit stofflicher Nutzung von Wasserstoff, Werke mit Hochtemperaturprozessen sowie die Nutzung als Kraftstoff im Verkehr. In Rheinland-Pfalz besteht vor diesem Hintergrund ein hohes Potential, bereits mittelfristig die H₂-Technologieführerschaft bei der Nutzfahrzeugherstellung und der Grundstoffchemie zu übernehmen. Durch Industriezentren und den Aufbau einer H₂-Tankinfrastruktur entlang der Hauptverkehrskorridore sollten rasch relevante H₂-Nachfragen entstehen, die den Markthochlauf in Rheinland-Pfalz aktivieren. Für die Deckung der Nachfrage ist bis zum Jahr 2030 in Rheinland-Pfalz eine Elektrolysekapazität von mindestens 1 GW notwendig. In der Kurzfrist sollte hierbei vor allem auf H₂-Erzeugungsprojekte nach dem EEG 2023 gesetzt werden, für die durch die Bundesförderung eine hohe Investitionssicherheit gegeben ist sowie bereits bestehende H₂-Erzeugungsanlagen ausgebaut werden, bei denen von der vorhandenen Expertise profitiert werden kann. Ab dem Jahr 2025 sollte durch ein Elektrolysepilotprojekt mit einer Leistung von mindestens 100 MW die Phase der H₂-Erzeugung im industriellen Ausmaß in Rheinland-Pfalz eingeläutet werden. Langfristig liegt die kostenoptimale rheinland-pfälzische Elektrolysekapazität bei 1,3 GW (2040) bis 1,7 GW (2045). Durch eine Diversifizierung der Lieferländer und H₂-Transportoptionen sollte die H₂-Importabhängigkeit von einzelnen Exportländern minimiert werden, ohne auf die günstigen H₂-Importoptionen verzichten zu müssen. Für die H₂-Versorgung der ersten H₂-Verbrauchszentren ist der Aufbau einer initialen leitungsgebundenen Pipelineinfrastruktur bereits bis zum Jahr 2030 zu erwarten, wobei der Großteil der Pipelines umgewidmet und nicht neu gebaut werden muss. Zur verstärkten Anbindung des Saarlands und Nordrhein-Westfalens sowie der Verbrauchsschwerpunkte sind im geringeren Umfang jedoch Neubauten notwendig. Der industrielle H₂-Einsatz sollte durch passende Anreize auf

Hochtemperaturanwendungen und die stoffliche Nutzung fokussiert werden, die auf andere Weise schwierig zu dekarbonisieren sind. Für die Strom- und Wärmeversorgung werden jedoch effizientere Alternativtechnologien gesehen. Aus den gleichen Gründen wird Wasserstoff im Gebäudesektor nur eine untergeordnete Rolle spielen. Strategisch wird Wasserstoff vor allem in Fernwärmenetzen eingesetzt, in denen durch die kombinierte Strom- und Wärmeabgewinnung der Energieinhalt von Wasserstoff effizient ausgenutzt werden kann. Nach dem Jahr 2030 und der dann nahenden Treibhausgasneutralität wächst für Wasserstoff zusätzlich die Bedeutung der Absicherung des Energiesystems vor Dunkelflauten. Dafür ist die Anbindung an Salzkavernenspeicher in Norddeutschland sowie das Bereithalten von Rückverstromungskapazitäten zu gewährleisten.

Porenspeicher sind nicht im gleichen Maße geeignet, da ihre Ausspeicherleistungen deutlich geringer sind und die große Oberfläche Biofilmbildung und einhergehende Schwefelwasserstoffbildung begünstigt.

In der Forschung und Lehre sollte durch die Ausarbeitung von Lehrplänen und Hochschulcurricula eine Wissensbasis für H_2 -Technologien in der Gesellschaft gelegt werden. Eine verstärkte Forschung in der H_2 -Systemperipherie ist wichtig für die Startbedingungen über alle H_2 -Wertschöpfungsstufen hinweg, wozu ebenso Lehrstühle mit H_2 -Bezug beitragen.

Handlungsempfehlungen

Für die umfängliche Unterstützung aller Akteure beim H_2 -Hochlauf sollte die Einrichtung einer ressortübergreifenden rheinland-pfälzischen „Koordinierungsstelle Wasserstoff“ geprüft werden. Als Grundlage der Energiewende müssen der EE-Ausbau weiter stark beschleunigt und ausreichend Fachkräfte für die H_2 -Technologien aus- und weitergebildet werden. Dafür muss die H_2 -Kompetenz im Land durch akademische Qualifizierungsangebote und Forschungsaktivitäten gestärkt werden. Zuvorderst steht die sichere H_2 -Versorgung der Industrie. Um dies zu garantieren, sollte die Netzplanung für Strom, Gas und Wasserstoff unter Berücksichtigung der langfristigen H_2 -Bedarfe durch die Netzbetreiber erfolgen, um Rheinland-Pfalz frühzeitig als Importkorridor für Wasserstoff aus Südeuropa und der MENA-Region zu positionieren. Weiterhin zeigt sich, dass Genehmigungsprozesse derzeit für die Umsetzung von H_2 -Projekten anspruchsvoll in der Umsetzung sind und entsprechend lang dauern. Durch Vereinfachung und Zentralisierung von Genehmigungsprozessen sollte dem entgegengewirkt werden. Im Verkehr muss ein flächendeckendes H_2 -Tankstellennetz entlang der wichtigsten Fernverkehrskorridore aufgebaut werden und Kommunen beim Aufbau des CO_2 -freien ÖPNV unterstützt werden. Durch die Änderungen im Osterpaket EEG 2023 sollten wirtschaftlich rasch umsetzbare H_2 -Erzeugungsprojekte priorisiert und unterstützt werden, um bereits an den für Ende 2023 angesetzten Ausschreibungen partizipieren zu können.



EINLEITUNG



2 EINLEITUNG

Der menschengemachte Klimawandel ist überall spür- und sichtbar geworden. Sei es durch das Gletscherschmelzen, das Wald- oder Korallensterben oder die durch den Klimawandel induzierten vermehrt auftretenden Extremwetterereignisse. Eines dieser Extremwetterereignisse waren die immensen Regenmengen, die Mitte Juli 2021 zur größten Naturkatastrophe in der Geschichte von Rheinland-Pfalz führten.

Damit der Klimawandel gebremst wird, haben sich international 195 Staaten dazu verpflichtet, den menschengemachten Klimawandel einzudämmen und die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2°C zu reduzieren bzw. alle Bemühungen zu unternehmen, diesen auf möglichst unter 1,5°C zu begrenzen (Übereinkommen von Paris). Deutschland möchte zur Erreichung dieses Ziels bereits bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral werden.

Rheinland-Pfalz ist noch ambitionierter und hat sich das Ziel gesetzt, bis spätestens 2040 und damit fünf Jahre vor Deutschland treibhausgasneutral zu werden. Hierzu ist insbesondere der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) wie Wind und Photovoltaik und die konsequente Elektrifizierung aller möglichen Endanwendungen eine Grundvoraussetzung. Rheinland-Pfalz hat in der Vergangenheit bereits vorbildhaft den EE-Ausbau betrieben und nimmt eine führende Rolle bei der EE-Erzeugung unter den Mittelgebirgsbundesländern ein. Dennoch erfordert der Transformationsdruck eine weiter erhöhte Beschleunigung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Damit die Treibhausgasneutralität über alle Sektoren (Erzeugung, Verkehr, Gebäude, Industrie, Transport und Speicherung) funktionieren kann, braucht es auch Wasserstoff. Die Erkenntnisse der Energiesystemforschung der vergangenen Jahre lässt sich hierzu wie folgt zusammenfassen: „Ohne Wasserstoff keine kostenoptimale Energiewende“. Dies verdeutlicht nochmals die Wichtigkeit dieser Studie. Hier sei nochmals darauf hingewiesen, dass Wasserstoff nur einer von vielen Energieträgern ist, aber sich insbesondere in den letzten Jahren seine Eignung zur

chemischen Speicherung von erneuerbarem Strom und zur Dekarbonisierung insb. von industriellen Prozessen herauskristallisiert hat. Dennoch sollte Wasserstoff nur dort eingesetzt werden, wo dies ökonomisch und ökologisch ist. Die Bedeutung von Wasserstoff ist aber durch den Krieg in der Ukraine und unter dem Substitutionsdruck von russischem Erdgas nochmals stark gestiegen.

Hierbei stellen sich für Rheinland-Pfalz mehrere Fragen: Wo steht Rheinland-Pfalz im Bereich Wasserstoff und welche Ziele sollen verfolgt werden bzw. wann sollen diese erreicht sein? Welche Chancen und Herausforderungen ergeben sich mit Wasserstoff?

Auf diese und weitere Fragen geht die vorliegende Studie vertieft ein. Es werden Vorschläge für eine **H₂-Strategie mit Roadmap für Rheinland-Pfalz unterbreitet**.

Vorgehensweise

Zur Beantwortung der oben skizzierten Fragen hat ein inhaltlich breit aufgestelltes Konsortium unter Einbeziehung aller wichtiger Stakeholder in Rheinland-Pfalz über einen Projektzeitraum von einem Jahr die hier vorliegende Studie durchgeführt. Die Sicht der Stakeholder in Rheinland-Pfalz wurde entweder über fachliche Interviews oder über den zur Studiererstellung etablierten Beirat einbezogen. Dieser Projektbeirat setzt sich neben den Vertretern der beteiligten Ministerien aus 29 Interessensvertretern aus Industrie, Politik, Gewerkschaften und Gesellschaft zusammen (siehe Abbildung 2-1).



Abbildung 2-1: Mitglieder des Projektbeirats

Der Beirat wurde entlang des gesamten Projektablaufs durch Workshops eingebunden. Ferner hatte der Beirat die Möglichkeit, diese Studie vor Veröffentlichung zu kommentieren und zu ergänzen. Trotzdem sei auch an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die Studie ausschließlich die Empfehlungen und Einschätzungen der an der Studie beteiligten Autorinnen und Autoren widerspiegelt.

Aufbau der Studie

Der inhaltliche Aufbau der hier vorliegenden Studie orientiert sich stark an dem einjährigen Projektablauf (siehe Abbildung 2-2).

Damit eine grundlegende Basis für alle folgenden Kapitel geschaffen wird und auch die fachfremde Öffentlichkeit einen Zugang zur H₂-Strategie von Rheinland-Pfalz finden kann, wird zuerst in Kapitel 3 das Basiswissen im Bereich Wasserstoff erläutert.

In jedem Strategieprozess muss zuerst die Ausgangslage und der eigentliche Zielkorridor analysiert werden. Die Ergebnisse dieser Analyse finden sich in Kapitel 4. Hierfür wurden umfangreiche Interviews geführt und in einem Workshop mit dem Projektbeirat die Ergebnisse validiert. Die zugrunde gelegten Fragen, die dieses Kapitel beantworten sollen, lauten: „Wo stehen wir?“ und „Wo möchten wir hin?“

Ausgehend von der Ausgangslage und Zielvorstellung werden in Kapitel 5 kostenoptimale Transformationspfade für Deutschland und für Rheinland-Pfalz im Detail beleuchtet. Dabei liegt der Fokus in der

Beantwortung der Frage: „Welche Wege zur Zielerreichung mit Wasserstoff gibt es?“

„Welche Chancen ergeben sich aus dem Zielkorridor für Rheinland-Pfalz?“ In Kapitel 6 werden diese Chancen an drei konkreten Beispielen rechtlichregulatorisch eingeordnet und technoökonomisch bewertet.

Da die Analyse aus Kapitel 5 von kostenoptimalen Pfaden ausgeht und damit den optimalen Benchmark darstellt, bedarf es einer Ableitung in realistische Pfade zur Zielerreichung und damit einer konkreten Strategie. Diese werden in Kapitel 7 dargestellt sowie die Frage „Welche konkreten Ziele möchten wir verfolgen?“ beantwortet.

Aus diesen strategischen Vorüberlegungen geht dann die eigentliche Roadmap für Wasserstoff in Rheinland-Pfalz mit ambitionierten Zielen in Kapitel 8 hervor. Diese wurde insbesondere durch die zwei Workshops „Visioning“ und „Sounding Board“ gemeinsam mit den beteiligten Ministerien und dem Projektbeirat erarbeitet und um konkrete Zeit- und Meilensteine ergänzt. Das Kapitel beantwortet die Frage: „Wie und wann möchten wir konkrete Ziele erreichen?“

Aktuelle Herausforderungen entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette wurden sowohl in einem gemeinsamen Workshop mit dem Projektbeirat als auch über die Analyse der Ausgangslage entwickelt. Diese Herausforderungen wurden in Kapitel 9 in konkrete Handlungsempfehlungen überführt.

Mit der erarbeitenden Strategie und Roadmap sowie den abgeleiteten Handlungsempfehlungen werden für Rheinland-Pfalz zahlreiche Möglichkeiten aufgezeigt, an der zukünftigen H₂-Wirtschaft zu partizipieren. Dennoch sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass das rheinland-pfälzische Energiesystem, wie das bundesdeutsche Energiesystem ebenso, vor einer Umbruchphase steht. Wenn nicht entschieden genug gehandelt wird, besteht das Risiko der Abwanderung wichtiger Teile der industriellen Wertschöpfung und der damit einhergehenden Arbeitsplätze, falls nicht ausreichend H₂ zu marktfähigen Preisen in Rheinland-Pfalz zur Verfügung stehen wird. Da das Bundesland auch zukünftig auf Energieimporte angewiesen sein wird, besteht weiterhin die Gefahr in eine erneute Energieabhängigkeit zu geraten, dem durch eine Diversifizierung der Exportpartner und eine nennenswerte heimische H₂-Erzeugung entgegen gewirkt werden kann. Die zentrale Lage ermöglicht es Rheinland-Pfalz, eine bedeutende Rolle bei der nationalen und internationalen H₂-Verteilung zu übernehmen. Um diesen gute Ausgangslage jedoch nicht zu verspielen, sollte sich Rheinland-Pfalz rasch durch erste Infrastrukturprojekte als H₂-Verteil-Hub für Deutschland und Europa präsentieren.



Abbildung 2-2: Inhaltliche Gliederung des Projektes mit entsprechenden Workshops

BASISWISSEN



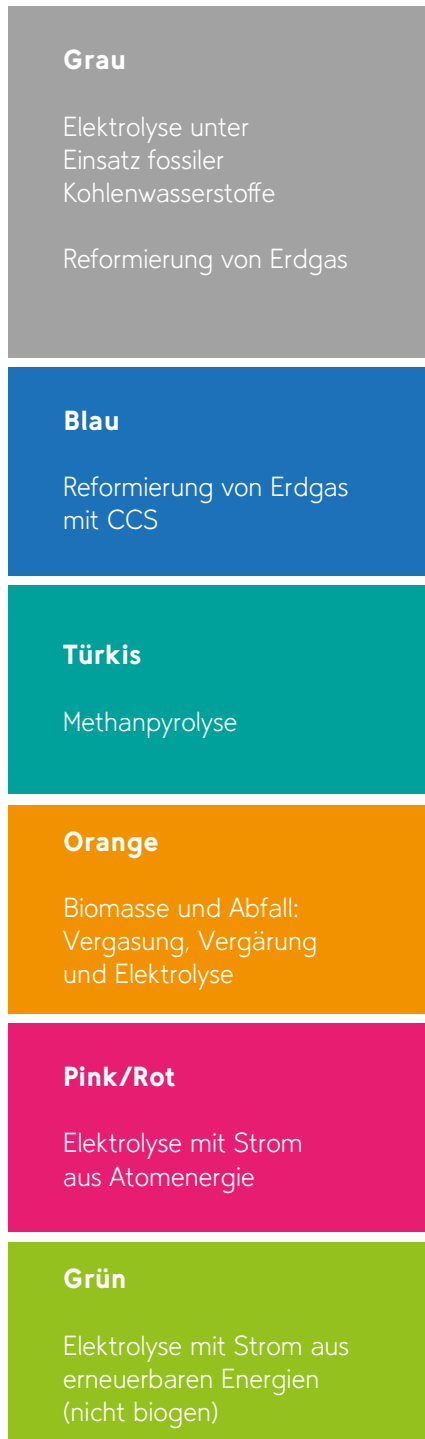
KURZZUSAMMENFASSUNG

des Kapitels „Basiswissen Wasserstoff“

- › Je nach Erzeugungsart und den spezifischen Treibhausgasemissionen werden dem erzeugten Wasserstoff verschiedene „Farben“ zugeordnet. Bei der Erzeugung per Wasserelektrolyse mit Erneuerbaren Energien spricht man von „grünem Wasserstoff“.
- › Die optimale Distributionsart von Wasserstoff hängt wesentlich von der Transportdistanz und der Transportmenge ab. Aktuell wird Wasserstoff größtenteils per Lkw transportiert, zukünftig wird die Verteilung von Wasserstoff per Pipeline zunehmend relevant. Importe nach Deutschland werden per Pipeline (gasförmig) oder per Schiff (in flüssigem Zustand / Ammoniak / LOHC) erfolgen.
- › In der Industrie wird Wasserstoff bereits seit Jahrzehnten als Grundstoff eingesetzt, auch die Bereitstellung von Prozesswärme kann über Wasserstoff erfolgen. Im Gebäudesektor kann Wasserstoff zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. In der Mobilität findet Wasserstoff vor allem im straßen- und schienengebundenen Personen- und Güterverkehr sowie perspektivisch in Teilbereichen der Schiff- und Luftfahrt Anwendung.
- › Eine lokale H₂-Erzeugung bietet große Potenziale für die regionale Wertschöpfung, Sie ist notwendig, um den Hochlauf zu befördern und ergänzt den Bezug von Wasserstoff über eine Transportinfrastruktur.

3 BASISWISSEN WASSERSTOFF

TREIBHAUSGASEMISSIONEN »



H₂-Technologien nehmen eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung der Sektoren Strom, Wärme, Industrie und Verkehr ein. Entlang der Wertschöpfungskette können sie in die Kategorien Erzeugung, Verteilung und Speicherung sowie Nutzung unterteilt werden.

3.1 H₂-Erzeugung

Bis auf wenige Ausnahmen kann Wasserstoff nicht aus natürlichen Vorkommen gewonnen werden, sondern muss aus Wasser oder Kohlenwasserstoffen erzeugt werden. Hierzu stehen verschiedene elektro- und thermochemische sowie biologische Verfahren zur Verfügung. Je nach Ausgangsstoff und Energiequelle fallen unterschiedlich hohe Treibhausgas (THG)-Emissionen an. Die gängigsten und aussichtsreichsten Verfahren inklusive ihrer Zuordnung zu den „Farben“ von Wasserstoff werden im Folgenden erläutert.

In der Industrie wird Wasserstoff schon seit vielen Jahrzehnten per Dampfreformierung hergestellt. Daneben entsteht Wasserstoff auch als Nebenprodukt von Prozessen. Bei der Dampfreformierung wird Erdgas unter Einfluss von Wasserdampf und Wärme in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt. Da fossiles Erdgas als Eingangsstoff für die Dampfreformierung dient, entstehen im Prozess CO₂-Emissionen. Zudem gelangt bei der Förderung und dem Transport von Erdgas das Treibhausgas Methan in die Atmosphäre (Methanschluß). Wasserstoff, der durch Dampfreformierung hergestellt wird, wird als grauer Wasserstoff bezeichnet. Grundsätzlich kann Wasserstoff auch durch die Dampfreformierung von Biogas bzw. Biomethan erzeugt werden.

Werden die CO₂-Emissionen nach der Dampfreformierung mittels Carbon Capture and Utilization / Storage (CCUS) abgeschieden, wird Wasserstoff als blau bezeichnet. Da mit CCUS allerdings nur bis zu 95 % des anfallenden CO₂ abgeschieden werden kann, können die Emissionen stark reduziert, aber nicht gänzlich vermieden werden. Zudem kommt es auch hier zu Methanschluß. Außerdem müssen Speicherstätten für das

Abbildung 3-1 Die wichtigsten Farben von Wasserstoff in Abhängigkeit ihrer Treibhausgasemissionen (Stand November 2021 nach^{[1][2][3]})

Kohlenstoffdioxid identifiziert und erschlossen werden. Bislang wird CCUS nicht großskalig eingesetzt.^[4] Aktuell werden Speicherkapazitäten weltweit erschlossen und ausgebaut. In Europa sind das insbesondere Speicherstätten vor den Niederlanden oder Norwegen.^[5]

Die H₂-Produktion per Wasserelektrolyse mit Strom aus Erneuerbaren Energien ist laut Nationaler H₂-Strategie aktuell das präferierte Erzeugungsverfahren^[6]. Ein Elektrolyseur spaltet mithilfe von elektrischem Strom Wasser in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff. Wird Strom aus Erneuerbaren Energien verwendet, fallen keine direkten CO₂-Emissionen an. Wird Strom aus dem Strommix zur H₂-Produktion verwendet, entstehen in Abhängigkeit der Zusammensetzung des Strommix entsprechende CO₂-Emissionen. Je höher der Anteil an Erneuerbaren Energien im Strommix ist, desto weniger CO₂-intensiv ist der Wasserstoff. Weiterhin wird Wasserstoff, welcher durch Elektrolyse mit Strom aus Kernenergie hergestellt wird, als gelb, rot oder rosa definiert. In Deutschland sollen die letzten Atomkraftwerke im April 2023 abgeschaltet werden^[7], jedoch besteht bei einem leitungsgebundenen Transport die Möglichkeit eines Importes von rotem (bzw. pinkfarbenem) Wasserstoff aus Frankreich, wo Kernenergie eine tragende Rolle in der Energieversorgung spielt.

Es existieren verschiedene Elektrolyseurarten: Alkalische Elektrolyseure werden in der Industrie bereits seit Jahrzehnten kommerziell eingesetzt und weisen mit 60 % bis 70 % mindestens vergleichbare Wirkungsgrade wie Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyseure auf, die aktuell in kleineren und mittleren Anlagen kommerziell eingesetzt werden. Hochtemperaturelektrolyseure, die durch die Nutzung von Dampf Wirkungsgrade bis etwa 80 % erzielen können, befinden sich noch im Entwicklungsstadium und werden in einzelnen Pilotprojekten getestet.

Ein weiteres Verfahren zur H₂-Produktion stellt die Methanpyrolyse dar. Hierbei wird Erdgas oder Biomethan in einem thermochemischen Verfahren in Wasserstoff und festen Kohlenstoff zerlegt. Der Energieaufwand, der für die Spaltung von Methan erforderlich ist, ist hierbei deutlich geringer als bei der Spaltung von Wasser in einem Elektrolyseur^[8]. Wird die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus regenerativen Energieträgern bereitgestellt, ist das Verfahren bilanziell selbst CO₂-neutral, denn der anfallende, reine Kohlenstoff kann als Nebenprodukt genutzt werden. Aktuell befindet sich die

Methanpyrolyse in der Pilotphase, u. a. BASF forscht an einer Weiterentwicklung der Technologie^[9]. Dem per Methanpyrolyse hergestellten Wasserstoff wird die Farbe türkis zugeordnet.

Über verschiedene Verfahren kann Wasserstoff aus Biomasse hergestellt werden. Thermochemische Vergasungsverfahren unterscheiden sich je nach Vergasungsmittel und Vergasungsprinzip. Biomasse mit einem hohen Wassergehalt kann unter Ausschluss von Sauerstoff zur Produktion von Biogas vergärt werden (anaerobe Fermentation). Bislang werden Vergasungs- und Vergärungsverfahren zur H₂-Produktion nicht im industriellen Maßstab eingesetzt. Wasserstoff aus Biomasse ist bilanziell CO₂-neutral, allerdings sind prozessbedingte Treibhausgasemissionen wie Methanschlupf zu berücksichtigen. Hervorzuheben ist hierbei die höhere Klimawirksamkeit von Methan, das 25-mal so wirksam ist wie Kohlendioxid^[10].

In der chemischen Industrie fällt bei bestimmten Prozessen, wie z. B. der Chlor-Alkali-Elektrolyse und der Ethylenproduktion, als Nebenprodukt Wasserstoff an. Dieser wird aktuell in der Regel direkt in weiteren Industrieprozessen genutzt, wird teilweise aber auch kostengünstig weiteren Sektoren zur Verfügung gestellt. Die Verfügbarkeit ist von der regionalen Industrie abhängig, sodass der Nebenproduktwasserstoff nur in begrenzten Mengen zur Verfügung steht. Nebenproduktwasserstoff wird aktuell keine Farbe zugeordnet.

Zurzeit gibt es noch keine letztverbindliche einheitliche Definition, was als grüner Wasserstoff gilt. Neben der Nationalen H₂-Strategie, welche Wasserstoff als grün definiert, wenn dieser durch Elektrolyse mit Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird^[11], gibt es die Definition durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das neben der Festlegung von Strom aus Erneuerbaren Energien ebenfalls festschreibt, dass Strom zur Erzeugung von grünem Wasserstoff ausgeschlossen wird, der bereits gefördert wurde (bspw. durch eine EEG-Vergütung). Weiterhin existieren derzeit verschiedene Zertifizierungsmöglichkeiten, beispielsweise über den „TÜV“ oder „CertifHy“. Bei „CertifHy“ werden die Zertifizierungen anhand der im Herstellungsprozess anfallenden CO₂-Emissionen und den eingesetzten Energieträger (Erneuerbare Energien bei „Green Hydrogen“ / fossile Energieträger mit CCS „Low Carbon Hydrogen“) definiert^{[11][12]}.

3.2 H₂-Verteilung und H₂-Speicherung

Wasserstoff ist in vielen Zuständen transportier- und speicherbar: Gasförmig, flüssig, in Feststoffen (Metallhydridspeichern), in flüssigen Trägerstoffen (Liquid Organic Hydrogen Carriers – LOHC) oder als Folgeprodukt, wie beispielsweise Methanol, synthetische Kohlenwasserstoffe oder Ammoniak.

- » Standardmäßig werden zur Speicherung und zum Transport heutzutage Gasdrucktanks eingesetzt. Diese zeichnen sich durch sehr geringe Verluste aus, sind aufgrund von hohen Speicherdrücken und begrenzten Volumina jedoch eher für kleine H₂-Mengen wirtschaftlich einsetzbar. Gasförmiger Wasserstoff wird bereits heute in H₂-Pipelines transportiert. Grundsätzlich ist auch eine Umstellung vorhandener Erdgaspipelines möglich.
- » Höhere Energiedichten werden durch die Verflüssigung durch Abkühlung auf Temperaturen von –253,15 °C erreicht. Da es bei Wärmeeintrag zur Verdampfung des Wasserstoffs und somit zu Verlusten durch den sogenannten „Boiloff“-Effekt kommt, sind die Anforderungen an die Wärmeisolation der Tanksysteme hoch. Um die Verluste durch den „Boiloff“-Effekt zu reduzieren, werden aktuell Konzepte zur Nutzung des verdampften, gasförmigen Wasserstoffs entwickelt.
- » Wasserstoff kann auch in Metallhydridspeichern eingespeichert werden. Die reversible Einlagerung von H₂-Atomen in eine Metallverbindung erfolgt unter Wärmefreisetzung^[13]. Der Einsatz dieser Technologie erfolgt heute wegen des hohen

Gewichtes nur in speziellen Nischenanwendungen wie z. B. in U-Booten.

- » Die Speicherung von Wasserstoff in LOHC erfolgt durch die chemische Bindung von Wasserstoff an ein flüssiges Trägermedium (bspw. die Stoffe Toluol, N-Ethylcarbazol, Dibenzyltoluol und Benzyltoluol). Diese Stoffe weisen ähnliche Eigenschaften wie Erdöl auf und sind entsprechend transportierbar.
- » Wasserstoff kann in Form von Methanol über die Methanolsynthese gespeichert werden. Methanol wird bei Umgebungsbedingungen in flüssiger Form transportiert.
- » Die Speicherung in Form von Ammoniak erfolgt über die Reaktion von Wasserstoff mit Stickstoff nach dem Haber-Bosch-Verfahren. Ammoniak wird bei 8 bar flüssig und kann in Pipelines, Schiffen oder Trailern transportiert werden, was heute bereits auf der Schiene und mit Schiffen im großen Maßstab erfolgt.

Für eine wirtschaftliche Speicherung und einen effizienten Transport von Wasserstoff sind insbesondere die Energiedichte sowie die Umwandlungsverluste relevant. In Tabelle 3-1 sind die Energiedichten sowie Speicher- und Umwandlungsverluste der relevanten Speichertechnologien aufgelistet. Weiterhin ist der Technologiereifegrad der verschiedenen Speichertechnologien aufgeführt. Der Technologiereifegrad (TRL) ist eine Ordinalskala zur Bewertung des Entwicklungsstandes von Technologien. Die Skala reicht von 1 (Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips) bis 9 (Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes).

Tabelle 3-1: Standardmäßig eingesetzte Speichertechnologien und entsprechende Energiedichten und Verluste^[14]

	ENERGIEDICHTE UMWANDLUNGS- VERLUSTE*	SPEICHER- UND POTENZIELLE EINSATZGEBIETE	TECHNOLOGIEREIFEGRAD (TRL)
GASDRUCKTANK	800 – 1275 kWh/m ³	Nahezu verlustfreie Speicherung, Umwandlungsverluste bei Kompression auf 350 bar ca. 7 %, bei Kompression auf 700 bar ca. 12 %	Kleinskalige Speicherung, z. B. in der Mobilität
FLÜSSIGTANK	bis zu 1.800 kWh/m ³	Boil-Off: 1 – 3 %/d (kleiner Tank); ca. 0,1 %/d (großer Tank) hoher Energieaufwand für Verflüssigung (25 – 35 %)	Stationäre Speicherung, Transport per Trailer und Schiff, zukünftig Tanks in Sattelzugmaschinen
PIPELINES*	80 kWh/m ³	Nahezu verlustfreie Speicherung, Umwandlungsverluste bei Kompression	Heute Industriecluster, perspektivisch Transport- und Verteilnetze

* Angenommener Betriebsdruck der Pipeline bei 30 bar.

Tabelle 3-2: Speichertechnologien und entsprechende Energiedichten und Verluste weiterer Verfahren^{[14][15][16]}

	ENERGIEDICHTE UMWANDLUNGS- VERLUSTE*	SPEICHER- UND UMWANDLUNGS- VERLUSTE*	POTENZIELLE EINSATZGEBIETE	TECHNOLOGIE- REIFEGRAD (TRL)
SALZKAVERNEN	ca. 270 kWh/m ³	Nahezu verlustfreie Speicherung	Großskalige, saisonale Speicherung	5
METALLHYDRID-SPEICHER	2.700 – 6.500 kWh/m ³ (materialabhängig)	Beladung: Wärmefreisetzung, Entladung: Wärmebedarf	Stationäre Speicherung, Kleinanwendungen	4 – 6
LOHC	bis zu 2.150 kWh/m ³ (abhängig vom Trägermedium).	Energieaufwand (Freisetzung) ca. 35 – 40 %	Transport per Trailer und Schiff, Industrie	4 – 6
AMMONIAK	2.900 – 3.100 kWh/m ³	Gesamtverluste: 15 – 35 %.	Transport per Pipeline, Trailer und Schiff, Industrie	7
METHANOL	bis zu 4.400 kWh/m ³	Fast vollständig verlustfreie Speicherung, Energieaufwand Freisetzung 20 %	Stationäre und mobile Speicherung	7 – 8

*bezogen auf den Energiegehalt des Energieträgers

Eine großskalige Speicherung zum Ausgleich von saisonalen Schwankungen durch Erneuerbare Energien kann durch die unterirdische Speicherung von gasförmigem Wasserstoff in Salzkavernen erfolgen. In Deutschland herrschen gute geologische Voraussetzungen, die eine Speicherung zu geringen Kosten ermöglichen. Das Potenzial an Untertagespeichern liegt bei einem theoretischen Potenzial von bis zu 1.000 TWh^[17]. In der praktischen Umsetzung werden die erreichbaren Speicherpotenziale deutlich niedriger liegen.

Bei Flüssigwasserstoff, LOHC oder Ammoniak werden hohe Energiedichten erreicht. Vorteilhaft bei Ammoniak, LOHC und Methanol sind die geringen Anforderungen an die Isolation und Stabilität der Tanks. Zudem können existierende Infrastrukturen, die bereits kommerziell eingesetzt werden (Schiffe, Pipelines, Trailer), weiterhin genutzt werden. Allerdings ist ein hoher Energieaufwand für die Konditionierung notwendig. Verluste entstehen auch durch die Rückgewinnung des Wasserstoffs aus Ammoniak, LOHC und Methanol. Aufgrund der hohen Fixkosten, die beim Transport von Wasserstoff per LOHC und Ammoniak für die Umwandlung und Rücklösung anfallen, ist ein Transport von sehr großen Mengen über große Distanzen (ab 1.500 km) bspw. per Schiff sinnvoll. Sowohl Ammoniak als auch LOHC und Methanol sind toxische Medien.

Der Transport von gasförmigem Wasserstoff kann straßen- oder schienengebunden per Trailer oder mittels einer Pipeline erfolgen. Die eingesetzte Transportvariante ist maßgeblich abhängig von der vorhandenen Infrastruktur, den Betriebskosten, dem energetischen Aufwand sowie der maximalen Transportkapazität. Standardmäßig werden aktuell LKW-Trailer für den H₂-Transport eingesetzt. Hierbei transportieren Trailer mit Röhrenbehältern bei einem Druckniveau von 200 – 250 bar insgesamt bis zu 500 kg_{H₂}. Trailer mit Gasdruckflaschen aus Carbonfaserverbundstoffen erreichen bei einem Druckniveau von 500 bar eine Gesamtkapazität von bis zu 1.100 kg. Dies entspricht in etwa der Versorgung von 50 Brennstoffzellenbussen / –LKW pro Tag. Pipelines werden bereits seit Jahrzehnten zwischen Industriestandorten betrieben. Insgesamt existieren in Deutschland mehrere kleinere H₂-Netze mit einer Gesamtlänge von ca. 400 km. Das Druckniveau liegt in einem Bereich von 10 – 100 bar. Vorteile von H₂-Pipelines liegen in den geringen Betriebskosten und der langen Lebensdauer der Infrastruktur. Für die Errichtung der Pipeline

fallen jedoch hohe Kapitalkosten an. Durch die Umstellung von stillgelegten Erdgaspipelines können die Kosten deutlich reduziert werden^[18]. Insbesondere für den Import von Wasserstoff kann der Schifftransport eine Rolle spielen. Hierbei könnten im Fall von LOHC derzeit eingesetzte Erdöltanker genutzt werden, auch flüssiger Ammoniak wird aktuell bereits in großen Mengen mit entsprechenden Tankern transportiert.^[19] Eine Probefahrt eines Tankers für den Transport von flüssigem Wasserstoff wurde im Frühjahr 2022 durchgeführt^[20]. Die günstigste Transportoption ist von der zu transportierenden Menge und der abschließenden Nutzung abhängig^[19]. Für kurze Strecken und geringe H₂-Mengen ist der Transport von gasförmigem Wasserstoff in Trailern die kostengünstigste Variante^[21]. Werden Transportdistanzen von 300 km überschritten, ist der Transport von Flüssigwasserstoff in Trailern die kosteneffizienteste Möglichkeit, da die energieintensive Verflüssigung des Wasserstoffs durch die erhöhte Transportkapazität kompensiert wird. Die Transportkapazität liegt beim Transport von flüssigem Wasserstoff, Ammoniak und LOHC bei bis zu 4.000 kg_{H₂} pro Trailer. Sind Schifffahrtswege, bspw. der Rhein, vorhanden, kann der Wasserstoff auch kostengünstig über Binnenschiffe verteilt werden. Der Einsatz von Pipelines ist ab einer H₂-Menge von 20 t/d sinnvoll^[22].

Die Transportkapazität zwischen LKW-Trailern und einer Pipeline unterscheiden sich stark voneinander. Die Wirtschaftlichkeit einer H₂-Pipeline ist im Wesentlichen abhängig von der Transportdistanz und der Transportmenge und ist im Einzelfall zu prüfen. Um die Akzeptanz für Wasserstoff zu erhöhen, den Straßenverkehr zu entlasten und den Anwohnerschutz zu gewährleisten, sollte der langfristig zu erwartende H₂-Bedarf für den Ausbau der Infrastruktur angesetzt werden. Eine H₂-Pipeline dient zudem als wichtiger Anknüpfungspunkt an ein überregionales H₂-Pipelinetz, um Wasserstoff aus anderen Regionen oder Ländern importieren zu können.

Bei der Auswahl der passenden Speicher- und Transporttechnologie ist die gesamte Wertschöpfungskette einschließlich der geplanten Verwendung des Wasserstoffs einzubeziehen. Aktuell ist eine Festlegung auf ein Speicher- bzw. Transportmedium noch nicht absehbar, daher werden alle entsprechenden Medien diskutiert.

3.3 H₂-Anwendungen

Wasserstoff kann in allen Sektoren zur Dekarbonisierung beitragen. In der Industrie wird Wasserstoff bereits seit Jahrzehnten als Grundstoff eingesetzt. Auch die Bereitstellung von Prozesswärme für die Industrie und Strom- und Wärmeerzeugung im Gebäudesektor kann über Wasserstoff erfolgen. In der Mobilität kann er im straßen- und schienengebundenen Verkehr sowie in der Schiff- und Luftfahrt genutzt werden.

Industrie – Stoffliche Nutzung

Jährlich werden tausende Tonnen von Wasserstoff in der Industrie stofflich genutzt. Typische Anwendungsbereiche sind beispielsweise die Ammoniak- und Methanolherstellung sowie die Veredelung von Kraftstoffen wie Benzin oder Diesel in Raffinieren und die Aufbereitung und Aufwertung von langkettigen Kohlenwasserstoffen^[4]. Wasserstoff bildet als wichtiges Molekül die Grundlage für verschiedene Wertschöpfungsketten, beispielsweise für die Kunststoffherstellung oder für Care Chemicals.

Insbesondere im Bereich der Kunststoffherstellung wird perspektivisch als Ausgangs- und Prozessstoff auch synthetisches Methan verwendet. Die Herstellung von erneuerbarem synthetischem Methan erfolgt mit Wasserstoff und biogenem CO₂. Wird synthetisches Methan mit nicht vermeidbaren CO₂-Quellen (bspw. aus der Zement- oder Kalkherstellung) produziert, gilt dieses nicht als erneuerbares synthetisches Methan. Daher sind für erneuerbares Methan wirtschaftliche biogene CO₂-Quellen zu identifizieren. Die Methanisierung ist aufgrund zusätzlicher Umwandlungsverluste^[23] und der Klimawirksamkeit von entweichendem Methan umstritten^[24].

Perspektivisch wird Wasserstoff eine wichtige Rolle zur Erzeugung von grünem Stahl per Direktreduktion spielen. Aktuell werden ca. 70 % des Stahls über die Hochofen-Konverter-Route produziert (Stand 2018^[25]). Hierbei wird durch das Reduktionsmittel Koks, das zu großen Anteil aus Kohlenstoff besteht, bei bis zu 2.200 °C der Eisenanteil aus dem Eisenerz herausgelöst, indem Kohlenstoff die im Erz enthaltenen Eisenoxide zu metallischem Eisen reduziert. Eine Substitution des Reduktionsmittels Koks durch grünen Wasserstoff verhindert prozessbedingte CO₂-Emissionen, die durch den Kokeinsatz auftreten.

Prozesswärmeerzeugung

Weiterhin kann Wasserstoff in der Industrie energetisch genutzt werden, um fossile Brennstoffe wie Kohle, Öl oder Erdgas zur Erzeugung von Prozesswärme zu ersetzen. Prozesswärme wird zur Herstellung, Weiterverarbeitung oder Veredelung von Produkten genutzt und auf unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigt^[13]. Prozesswärme auf einem hohen Temperaturniveau kann durch Strom, Biomasse oder synthetische Energieträger wie Wasserstoff und Methan gedeckt werden^[14]. Zur Erzeugung von Prozesswärme im Nieder- und Mitteltemperaturbereich wird Wasserstoff voraussichtlich selten eingesetzt werden, da hier vorrangig Power-to-Heat (z. B. Wärmepumpen) Anwendung finden. Mit sinkenden H₂-Kosten und einem höheren Grad der Sektorkopplung wird der Einsatz von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung – insbesondere im Bereich der Hochtemperaturprozesswärme – an Bedeutung gewinnen.

In Rheinland-Pfalz spielen insbesondere Unternehmen aus der Kalk- und Zementindustrie sowie aus der Papier- und Glasherstellung sowie bei Hochtemperaturprozessen in der Chemieindustrie eine wichtige Rolle. Bei Prozessen wie der Herstellung von Branntkalk bei über 1.000 °C oder bei der Verbrennung von Zementklinkern bei über 1.400 °C ist nicht nur ein hoher Prozesswärmebedarf vorhanden, sondern es fallen auch nicht vermeidbare CO₂-Emissionen an. Neben der Prozesswärmeerzeugung durch Wasserstoff kann in diesen Branchen auch Carbon-Capture and Usage (bspw. durch die Herstellung von Methan oder Methanol) angewandt werden. Mit einem erforderlichen Temperaturniveau von bis zu 1.600 °C ist der Einsatz

1 | Während in der Nahrungsmittelindustrie, der Grundstoffverarbeitung und im Kraftfahrzeug- und Maschinenbau Temperaturen bis zu 500 °C benötigt werden, reichen die erforderlichen Temperaturniveaus in der Metallerzeugung und -bearbeitung, Glas- und Keramikindustrie und bei der Verarbeitung von Steinen und Erden bis zu 3.000 °C. ^[14]

von Wasserstoff in der Prozesswärmebereitstellung in der Glasherstellung relevant. In einem Pilotprojekt der Schott AG in Rheinland-Pfalz wurde die Glasherstellung von grünem Wasserstoff bereits erfolgreich erprobt^[26]. In der Papierherstellung hängt die Trocknungsenergie wesentlich von dem Feuchtigkeitsgrad des Rohmaterials ab. Die Firma Essity in Mainz führt ein Pilotprojekt mit Wasserstoff durch, bei dem Brenner mit 100 % Wasserstoff betrieben werden sollen^[27].

Verkehr

Für die Bereitstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor ist ein flächendeckendes Netz an H₂-Tankstellen erforderlich. Aktuell sind in Deutschland ca. 100 H₂-Tankstellen in Betrieb, hiervon sind 95 öffentlich zugänglich^[28]. Ein Großteil dieser Tankstellen ermöglicht aktuell lediglich eine Betankung von Fahrzeugen mit einem Speicherdruckniveau von 700 bar (bspw. Pkw), teilweise ist bereits auch eine Betankung mit 350 bar möglich. Der Infrastrukturaufbau wird federführend durch die H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG (H2 MOBILITY) koordiniert. Die Betankungszeit an H₂-Tankstellen liegt mit ca. 3 – 5 Minuten für PKW im Bereich von Flüssigkraftstoffen. Die Kosten an öffentlichen Tankstellen der H2 MOBILITY liegen aktuell bei 12,85 €/kg_{H₂} brutto bzw. 10,80 €/kg_{H₂} netto². Dieser Preis entspricht in etwa den Kraftstoffkosten des Diesel-Äquivalents bei PKW. Bei den meisten schweren Nutzfahrzeugen liegt das Betankungsdruckniveau bisher bei 350 bar. Es werden auch schwere Nutzfahrzeuge entwickelt, die eine Betankung mit 700 bar oder flüssigem Wasserstoff vorsehen, um höhere Reichweiten zu erzielen (bspw. durch FAUN Umwelttechnik GmbH & Co. KG oder auch die Daimler Truck AG).

Wasserstoff im Verkehrssektor bietet Nutzerinnen und Nutzern eine (lokal) emissionsfreie Mobilität bei gewohnter Flexibilität. Bei hohen Anforderungen an Reichweite, Betankungszeit oder Nutzlast weisen H₂-betriebene Fahrzeuge Vorteile gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen auf. Im Straßenverkehr werden bei H₂-betriebenen Fahrzeugen aktuell aufgrund von Effizienz und Emissionsvorteilen hauptsächlich Brennstoffzellen eingesetzt. In einer Brennstoffzelle wird bei einer kontinuierlichen Zufuhr von Wasserstoff und Umgebungsluft die chemische Energie des Wasserstoffs in elektrische Energie umgewandelt, die einen Elektromotor antreibt. H₂-Verbrennungsmotoren, die technisch gesehen wie Erdgasmotoren funktionieren, werden voraussichtlich im Off-Road-Bereich – z. B. bei Baumaschinen mit hoher Staubbelastung – und bei besonders schweren Nutzfahrzeugen mit sehr hohen Leistungsanforderungen relevant^[29]. H₂-Verbrennungsmotoren werden in verschiedenen Anwendungen erprobt^[30].

2 | Eine Erhöhung der ursprünglichen Kosten an öffentlichen Tankstellen der H2 MOBILITY (9,50 €/kg_{H₂} brutto bzw. 7,98 €/kg_{H₂} netto) ist im Juni erfolgt.

Tabelle 3-3: Marktverfügbarkeit von aktuellen Straßen- und Schienenfahrzeugen

TECHNOLOGIE	FAHRZEUGREIFE	HERSTELLER	REICHWEITE	DRUCKNIVEAU
Als Serienmodelle verfügbar	Als Serienmodelle verfügbar	Toyota, Hyundai	bis zu 650 km	700 bar
Ab Ende 2021 als Kleinserien verfügbar	Ab Ende 2021 als Kleinserien verfügbar	Stellantis, Renault, Quantron	bis zu 500 km	700 bar
Als Serienmodelle verfügbar	Als Serienmodelle verfügbar	Solaris, Van Hool, Caetano, u.a.	bis zu 400 km	350 bar
Vorserien und Erprobungsfahrzeuge	Vorserien und Erprobungsfahrzeuge	Faun, E-Trucks, Geesinknorba		350 bar / 700 bar
Vor der Markteinführung, in der Schweiz bereits Fahrzeuge im Regelverkehr	Vor der Markteinführung, in der Schweiz bereits Fahrzeuge im Regelverkehr	Hyundai, Hyzon, Faun, Daimler	aktuell ca. 400 km	350 bar / 700 bar
Serie bzw. Vorserie	Serie bzw. Vorserie	Plugpower, Linde, STILL	bis zu 6 h Betrieb	350 bar
Kleinserie bzw. Entwicklung und Erprobung	Kleinserie bzw. Entwicklung und Erprobung	Alstom, Siemens	bis zu 1.000 km	350 bar

Brennstoffzellenflurförderfahrzeuge werden in der Logistik bereits eingesetzt und ermöglichen im Vergleich zur Ladung von Batterien eine schnelle Betankung. Für Logistikprozesse bieten Flurförderfahrzeuge so insbesondere im durchgängigen Drei-Schicht-Betrieb einen Wettbewerbsvorteil. Für Binnenschiffe und Fähren wird der Einsatz von Wasserstoff aktuell in ersten Piloten erprobt, bspw. im Schubboot „ELEKTRA“^[31]. Weiterhin dient Wasserstoff als Ausgangsstoffe für synthetische Kraftstoffe, die voraussichtlich in der Luftfahrt zur Anwendung kommen werden^[32].

Im Bereich der Mobilität ist eine Beschaffung von H₂-Fahrzeugen heute in nahezu allen Fahrzeugklassen möglich (vgl. Tabelle 3-3). Da aktuell nur geringe Stückzahlen produziert werden, liegen die Investitionskosten zurzeit deutlich über den Investitionskosten von konventionellen Fahrzeugen. Zudem sind die Produktionskapazitäten aktuell noch begrenzt, sodass es zu längeren Lieferzeiten kommen kann.

Unabhängige Experten erwarten einen Durchbruch von Brennstoffzellenfahrzeugen im Nutzfahrzeugbereich um 2030. Grundvoraussetzung hierfür ist eine entsprechende Tankstelleninfrastruktur^[33].

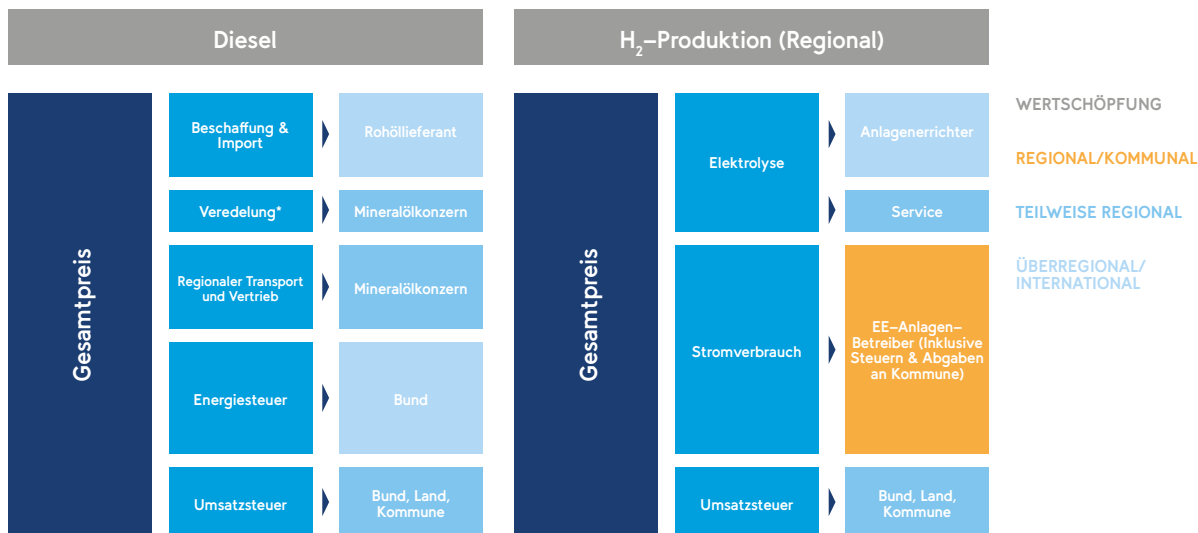
Wärmesektor

Aktuell wird Wärme, die vorrangig als Raumwärme in Gebäuden anfällt, größtenteils über Erdgas und Öl gedeckt. Um die Dekarbonisierung im Wärmesektor voranzutreiben, können zum einen strombasierte Wärmeanwendungen wie Wärmepumpen verwendet werden, zum anderen kann Wasserstoff direkt genutzt oder zum Erdgas beigemischt werden. Aktuell werden durch das bestehende Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) Quoten von 1–10 Vol.-% Wasserstoff für Erdgasnetze vorgegeben. Mögliche Beimischungsquoten in konkreten Anwendungsfällen sind mit den Gasnetzbetreibern und Endanwendern abzuklären. Aus technischer Sicht sind bereits heute höhere Beimischungsquoten denkbar. Entsprechend unterbreitet der DVGW einen Vorschlag zur Weiterentwicklung der Quoten für Wasserstoff im Erdgasnetz von bis zu 20 Vol.-%.^[34] Eine Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz kann – zumindest in der Übergangsphase – eine Möglichkeit zur Verteilung von Wasserstoff darstellen. Aktuell wird an Verfahren geforscht mittels eines Filters Wasserstoff aus dem Erdgasnetz herauszufiltern.

Auch im Wärmesektor ist die Nutzung von synthetischem Methan auf Grundlage von Wasserstoff und erneuerbarem CO₂ grundsätzlich denkbar. Aufgrund der geringen Effizienz wird diese Option aber höchstens als Übergangslösung gesehen. Ab sofort sollten bei den Endkunden nur noch Kessel und Blockheizkraftwerke verbaut werden, die sowohl mit (synthetischem) Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden können („H₂-ready“), um einen schrittweisen Umstieg zu ermöglichen. Brennstoffzellensysteme mit vorgeschalteten Reformern können beide Gase mit hoher Effizienz umsetzen. Verschiedene Gaskessel- und Blockheizkraftwerkhersteller arbeiten aktuell an einer Anpassung ihrer Geräte auf Gasgemische und reinen Wasserstoff.

Stromsektor

Wasserstoff spielt in einem zukünftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil an fluktuierenden Energiequellen auch als Langzeitspeicher eine wichtige Rolle. Überschüssige erneuerbare Energie kann per Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden und als Gas in großskaligen Speichern (vgl. Kapitel 3.2) gespeichert werden. In Zeiten geringer erneuerbarer Stromerzeugung (z. B. in einer sogenannten „Dunkelflaute“) kann der gespeicherte Wasserstoff in Kraftwerken oder KWK-Anlagen rückverstromt und die elektrische Energie in das Stromnetz eingespeist werden. Zudem bieten sowohl die Elektrolyse als auch die Anlagen zur Rückverstromung die Möglichkeit, Systemdienstleistungen wie Netzfrequenz- bzw. Spannungsregelung zu erbringen. Dazu ist es sinnvoll, dass die jeweilige Infrastruktur, welche die Systemdienstleistungen erbringen soll, an – oder nahe – einem Netzknotenpunkt lokalisiert ist.



* abhängig vom Standort der Raffinerie – meist Überregional/International

Abbildung 3-2: Mögliche Steigerung der lokalen Wertschöpfung durch die Nutzung von (mit lokaler Energie erzeugtem) Wasserstoff statt Diesel

3.4 Exkurs: Regionale Wertschöpfung

Im Bereich der H₂-Erzeugung können große Potenziale für die regionale Wertschöpfung liegen. Bei der Nutzung fossiler Kraftstoffe fließt ein Großteil der Wertschöpfung aus der Region ab, wenn nicht auch Unternehmen aus der Wertschöpfungskette für Gas- oder Mineralölprodukte in der Region ansässig sind (bspw. Grace GmbH in Worms). Wenn Wasserstoff mit Energie aus Rheinland-Pfalz produziert und bspw. im Verkehrssektor eingesetzt wird, kommt ein großer Teil der Wertschöpfung bei Akteuren aus der Region an. Abbildung 3-2 stellt beispielhaft die Wertschöpfungsanteile von importiertem Diesel und – mit lokaler Energie erzeugtem – Wasserstoff gegenüber. Die grün markierten Felder zeigen, welche regionalen Akteure direkt oder indirekt von der H₂-Erzeugung profitieren können. Je nach Energiequelle für die H₂-Herstellung kann somit ein Teil der Kraftstoffausgaben in der Region verbleiben.

Weitere Wertschöpfungseffekte können entlang der gesamten Kette von H₂-Verteilung, H₂-Speicherung und H₂-Nutzung entstehen. Auch Komponentenhersteller, Systemintegratoren oder Dienstleister, die Standorte in der Region haben, können zusätzliche Wertschöpfung und Arbeitsplätze schaffen. Eine Betrachtung zu positiven und negativen Wertschöpfungseffekten wird in Kapitel 5.4.4 erstellt.

UNSERE AUSGANGS- LAGE



KURZZUSAMMENFASSUNG

des Kapitels „Unsere Ausgangslage“

- › Das Land Rheinland-Pfalz strebt die Klimaneutralität¹ bis 2040 an, in Deutschland soll die Treibhausgasneutralität² bis 2045, in der Europäischen Union bis 2050 erreicht werden.
- › Regulatorische Rahmenbedingungen (CO₂-Preis, THG-Quoten, usw.) dienen als Anreize für eine Umstellung auf H₂-basierte und treibhausgasarme Technologien.
- › Einige EU-Staaten und deutsche Bundesländer haben bereits H₂-Strategien veröffentlicht. Der Ausbau an Elektrolyseleistung bleibt in den Strategien bisher hinter dem prognostizierten Bedarf zurück, sodass voraussichtlich H₂-Importe aus nicht-EU-Staaten notwendig sein werden.
- › Rheinland-Pfalz verfügt über weltweit vernetzte Unternehmen der chemischen Industrie mit sehr hohem stofflichen Bedarf an Wasserstoff und über Hersteller und Forschungseinrichtungen, die den Einsatz von Wasserstoff als Antriebsenergie für Nutzfahrzeuge weiterentwickeln.
- › Verschiedene Akteure und Netzwerke haben früh damit begonnen, sich mit dem Thema auseinanderzusetzen. Daher arbeiten bereits erste Elektrolyseeinheiten, zahlreiche weitere sind in der Planung.
- › Darüber hinaus liegen in Rheinland-Pfalz hinsichtlich des Transports durch nationale und transnationale Pipelines sowie optional mehrere Häfen gute Grundvoraussetzungen vor.
- › Die Forschung in Rheinland-Pfalz ist mit mehreren außeruniversitären Forschungseinrichtungen, Universitäten und Hochschulen angewandter Wissenschaften und privaten Forschungseinrichtungen gut aufgestellt. Zudem verfügt Rheinland-Pfalz über ein Kompetenzzentrum für Brennstoffzellentechnik.
- › Mehrere Netzwerke unterstützen die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik generell bzw. die Fahrzeuganwendung im Besonderen.

1 | Klimaneutralität bedeutet, dass das Klima sich nicht ändert.

2 | Treibhausgasneutralität bedeutet, dass die Summe an klimarelevanten Gasen in der Atmosphäre nicht mehr ansteigt („Netto-Null-Emissionen“).

4 UNSERE AUSGANGSLAGE

4.1 Zielkorridor

Handlungsdruck

Laut des aktuellen Berichts des „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (IPCC) lag die globale Oberflächentemperatur im Zeitraum 2011 – 2020 um 1,09 °C höher als 1850 – 1900^[35]. Das Ziel der UN-Klimakonferenz in Paris, die Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf „deutlich unter“ 2 °C zu begrenzen, mit Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 °C, rückt somit in weite Ferne^[36]. Werden in den kommenden Jahrzehnten keine drastischen Reduktionen von CO₂- und anderen Treibhausgas (THG)-Emissionen erreicht, wird die globale Erwärmung von 1,5 °C und 2 °C im Laufe des 21. Jahrhunderts überschritten werden^[35]. Entsprechend steigt der Handlungsdruck zur Reduktion von Treibhausgasemissionen bei allen Akteuren erheblich an.

Ziele zur Treibhausgasreduktion auf europäischer, nationaler und Landesebene

Im Rahmen des „European Green Deal“ wurde das europäische Klimaschutzgesetz verabschiedet, das eine Treibhausgasneutralität bis 2050 im europäischen Recht verankert. Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen bezogen auf das Referenzjahr 1990 um mindestens 55 % gesenkt werden. Auf Bundesebene wurde das Klimaschutzgesetz verschärft, sodass eine Treibhausgasneutralität bis 2045 angestrebt wird. Weiterhin werden sektorenspezifische Ziele zur Emissionsreduktion bis 2030 festgelegt.

Das Landesklimaschutzgesetz des Landes Rheinland-Pfalz aus dem Jahr 2014 strebt eine Treibhausgasneutralität bis 2050 an, mindestens jedoch eine Verringerung der Gesamtemissionen um 90 % bezogen auf das Jahr 1990^[33]. Durch den „Zukunftsvertrag Rheinland-Pfalz“ der neuen Regierung soll eine Klimaneutralität schon zwischen 2035 und 2040 erreicht werden^[38].

Im Jahr 2019 lagen die Treibhausgasemissionen in Deutschland bei etwa 810 Mio. t_{CO₂äq} (vgl. Abbildung 4–1). Entsprechend dem neuen Klimaschutzgesetz werden die Treibhausgasziele für die Jahre 2030 (–65 %), 2040 (–88 %) und 2045 (–100 %) bezogen auf 1990 vorgegeben. Treibhausgasziele für einzelne Sektoren werden bis zum Jahr 2030 vorgegeben. Durch die neuen Zielsetzungen des aktuellen Klimaschutzgesetzes verringert sich die über den Zeitraum von 25 Jahren emittierte Treibhausgasmenge gegenüber den vorherigen Zielsetzungen (Klimaschutzgesetz 2019 und Zielsetzungen des Energiekonzeptes) von 14.160 Mt_{CO₂äq} auf 10.100 Mt_{CO₂äq}, was einem Rückgang von fast 29 % entspricht. Während das vorherige Emissionsbudget einem Temperaturziel von 2 °C (50 % Wahrscheinlichkeit) entspricht, lässt sich das neue Budget zwischen einem Temperaturziel von 2 °C (67 % Wahrscheinlichkeit) und 1,75 °C (50 % Wahrscheinlichkeit) einordnen.^[22,23]

Zum Vergleich: Für das Erreichen des 1,5 °C-Ziels (50 % Wahrscheinlichkeit) im Kontext des Pariser Klimaabkommens dürfte ein Gesamtbudget von ca. 4.260 Mio. t_{CO₂äq} nicht überschritten werden. Die historische spezifische Treibhausgasreduktionsrate lag in den letzten 30 Jahren im Durchschnitt bei ca. 15 Mio. t_{CO₂äq} pro Jahr. Für das Erreichen der alten Zielsetzungen wäre eine durchschnittlich jährliche Minderungsrate von 25 Mio. t_{CO₂äq} über einen Zeitraum von 30 Jahren erforderlich gewesen. Die Zielsetzungen des aktuellen Klimaschutzgesetzes sowie die Verkürzung des Handlungszeitraums auf 25 Jahre erfordern eine vergleichbare Minderungsrate von ca. 32 Mio. t_{CO₂äq}, was einer Verdopplung der historischen Rate entspricht.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 2019

Zukünftige Entwicklung nach Klimaschutzgesetz

Ø REDUKTION PRO JAHR IN MIO. T_{CO2eq}

Historisch (1990–2019): 15,1

KSG 2019 (2020–2050): 25,0

KSG 2021 (2020–2045): 32,5

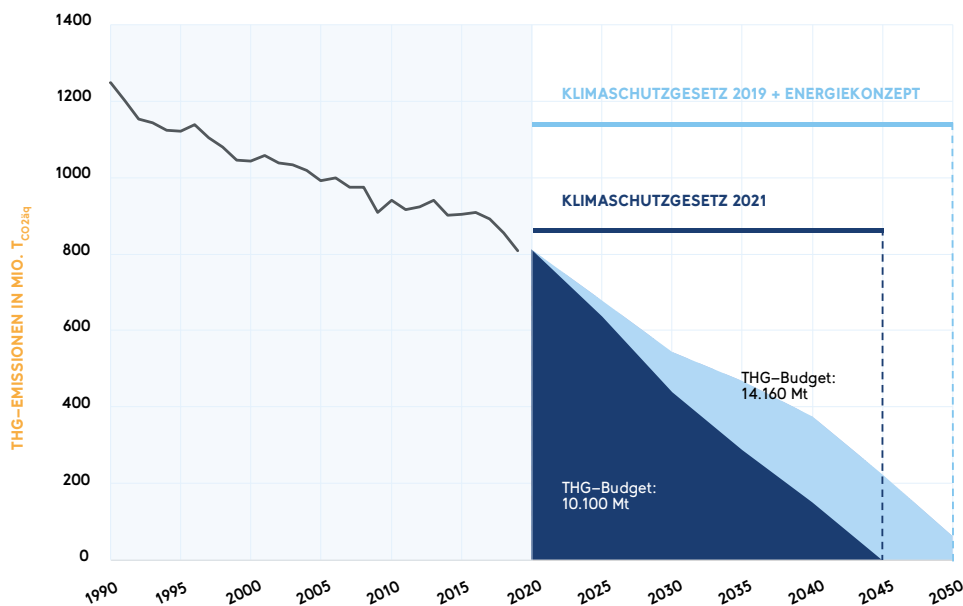


Abbildung 4-1: Historische Entwicklung (basierend auf^[41]) der Treibhausgasemissionen und THG-Reduktionsziele^[42].

H₂-Strategien der Europäischen Union und des Bundes

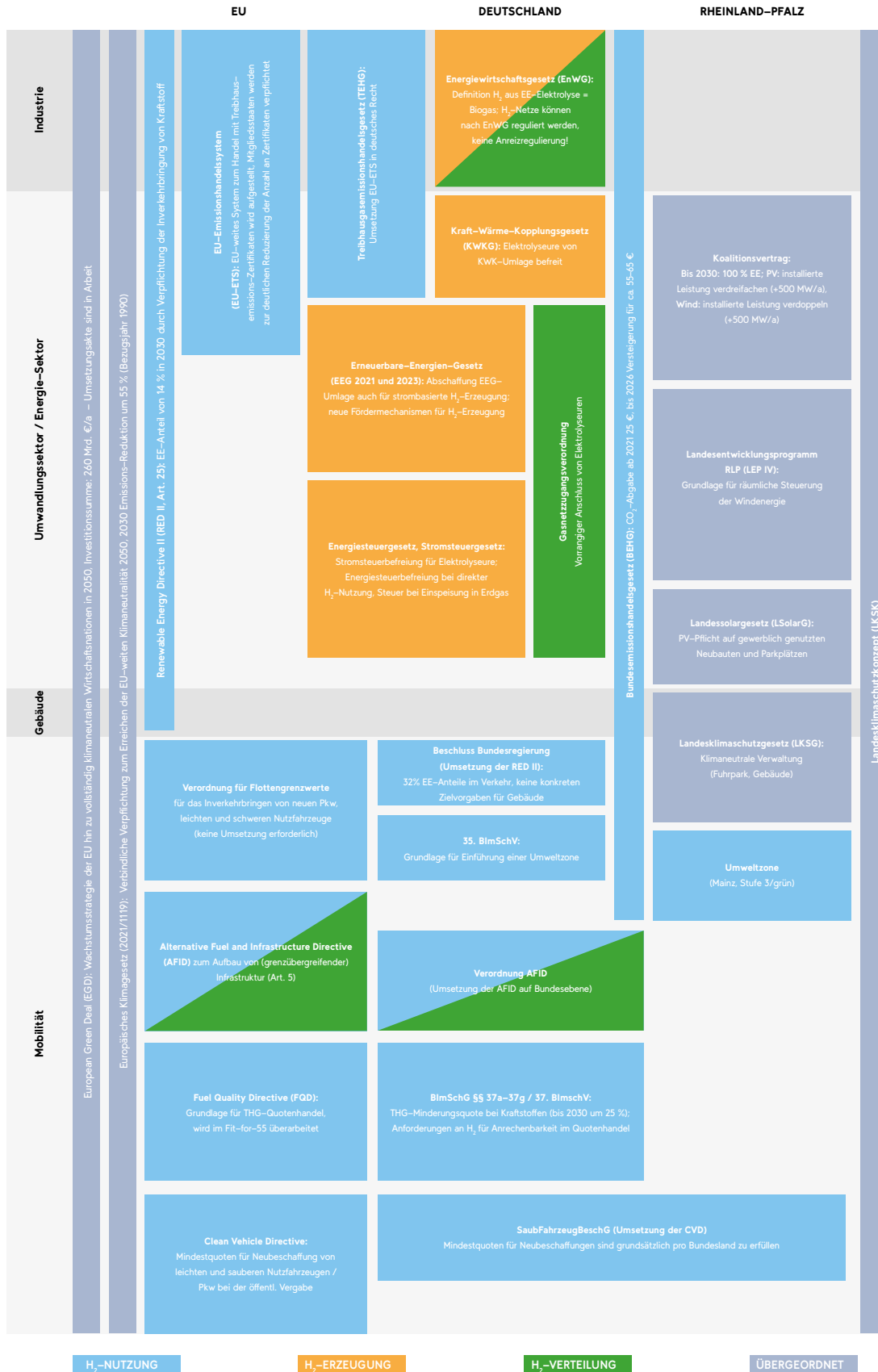
Ein wichtiger Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele ist Wasserstoff^[6]. Daher haben sowohl die Europäische Kommission als auch die Bundesregierung im Jahr 2020 jeweils eine H₂-Strategie veröffentlicht. In Europa sollen laut der Europäischen H₂-Strategie bis 2030 40 GW Elektrolyseleistung errichtet werden, in angrenzenden Ländern wie Marokko und der Ukraine sollen weitere 40 GW Elektrolysekapazität entstehen³. Die Nationale H₂-Strategie sieht bis 2030 den Aufbau von 5 GW Elektrolyseleistung sowie bis 2035, spätestens aber bis 2040, weitere 5 GW Elektrolyseleistung in Deutschland vor. Die prognostizierten H₂-Bedarfe liegen jedoch sowohl bundes- als auch EU-weit deutlich über den angestrebten Ausbauzielen aus den Strategien^[6]. Der neue Koalitionsvertrag 2021–2025 auf Bundesebene sieht mit 10 GW Elektrolyseleistung in 2030 eine Verdopplung des Ziels aus der H₂-Strategie vor^[43].

Mehrere deutsche Bundesländer haben bereits ebenfalls H₂-Strategien veröffentlicht. Insgesamt überschreitet die angestrebte Ausbauleistung für Elektrolyse der Bundesländer das Ausbauziel für Elektrolyseleistung in der Nationalen H₂-Strategie deutlich. Allein die Norddeutsche H₂-Strategie sieht 5 GW Elektrolyseleistung bis 2030 vor.

Treiber von H₂-Technologien

Um die Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen, sind auf europäischer, Bundes- und der Landesebene Rheinland-Pfalz regulatorische Rahmenbedingungen festgesetzt worden. Ein Überblick über die wesentlichen regulatorischen Rahmenbedingungen für den Themenbereich Wasserstoff ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Die Rahmenbedingungen betreffen die Sektoren Mobilität, Gebäude, Industrie sowie den Umwandlungs- und Energiesektor und sind zudem farblich in die Kategorien „Erzeugung“, „Nutzung“ und „Übergeordnet“ unterteilt.

3 | 1 GW Elektrolyseleistung entspricht 2,8 TWh/84.000 t Wasserstoff bei einem Wirkungsgrad von 70 % und 4.000 Volllaststunden. 40 GW entsprechen somit 112 TWh/3,4 Mio. t Wasserstoff.



H₂-NUTZUNG

H₂-ERZEUGUNG

H₂-VERTEILUNG

ÜBERGEORDNET

Abbildung 4-2: Überblick über wesentliche regulatorische Rahmenbedingungen

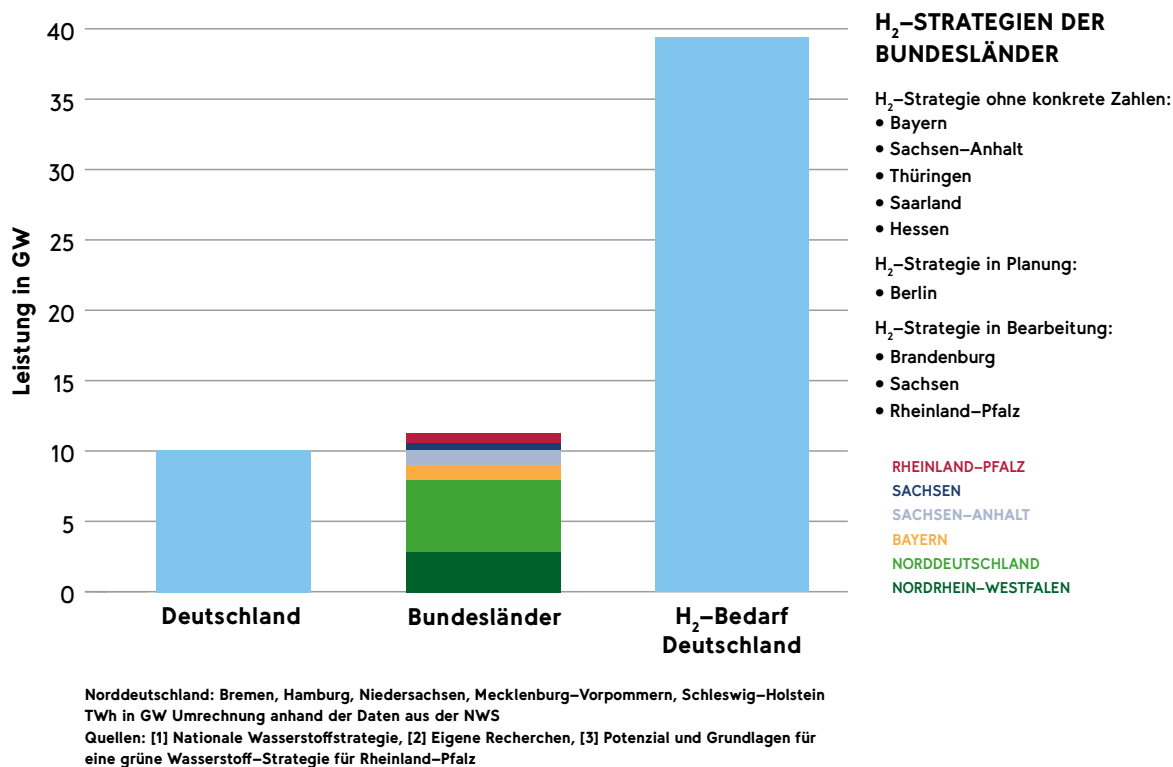


Abbildung 4-3: Ausbauziele für Elektrolyseleistung auf Bundes- und Landesebene sowie H₂-Bedarf der Nationalen H₂-Strategie^{[1][47][48][49][50][51][52]}

Zukunftsvertrag Rheinland-Pfalz und kommunale Klimaschutzkonzepte

Neben den aktuellen und verbindlichen Rahmenbedingungen durch die Gesetzgebung sind im „Zukunftsvertrag Rheinland-Pfalz“ weitere Ziele für die kommende Legislaturperiode festgehalten. Hierbei steht der Ausbau Erneuerbarer Energien im Vordergrund. Doch auch Effizienzmaßnahmen spielen eine wichtige Rolle: So wird beispielsweise im Gebäudesektor eine Sanierungsquote von 3 % bis 2030 angestrebt. Weiterhin soll bis 2030 die Landesverwaltung klimaneutral aufgestellt sein, inklusive des Fuhrparks und der energetischen Gebäudesanierung. Im Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz ist zudem eine bilanzielle Stromversorgung aus 100 % Erneuerbaren Energien bis 2030 angestrebt. Die aktuelle Landesregierung strebt eine Einbindung dieses Ziels in das aktuelle Landesklimaschutzgesetz an^[44]. Weiterhin wurde bereits 2011 in Rheinland-Pfalz beschlossen, dass 2 % der Landesfläche für Windenergie zur Verfügung gestellt werden^[45]. Im aktuellen Koalitionsvertrag der Bundesregierung ist dieses Ziel erstmals auf nationaler Ebene vorgesehen^[43]. Das Klimaschutzkonzept von Rheinland-Pfalz formuliert verschiedene Maßnahmen, die durch den Einsatz von

Wasserstoff zum Erreichen der Klimaziele beitragen sollen, u. a. eine klimaneutrale Produktion im Handlungsfeld „Industrie und Prozessgebundene Emissionen“ sowie H₂-Antriebe für Nutzfahrzeuge.^[46]

Abbildung 4-3 stellt die geplanten Ausbauziele für Elektrolyseleistung für Deutschland und die Bundesländer dar sowie den H₂-Bedarf laut Nationaler H₂-Strategie. Der ermittelte H₂-Bedarf übersteigt die nationalen Ausbauziele auf Bundesebene. Weiterhin wird deutlich, dass die norddeutschen Bundesländer mit 5 GW Ausbauleistung für Elektrolyse das gleiche Ziel für 2030 ausweisen wie die Bundesregierung in der Nationalen H₂-Strategie. Durch den aktuellen Koalitionsvertrag 2021–2025 der Bundesregierung wird die Erhöhung der Elektrolyseausbauleistung für Deutschland daher im Jahr 2030 auf 10 GW angekündigt. Die Elektrolyseausbauleistung für Rheinland-Pfalz wurde im Rahmen einer Potenzialanalyse ermittelt und als Orientierungswert gemeinsam mit den geplanten Elektrolyseleistungen der weiteren Bundesländer in die Abbildung aufgenommen^[53]. Die große Mehrheit der kommunalen Klimaschutzkonzepte in Rheinland-Pfalz wurde lange vor der Veröffentlichung der Europäischen und Nationalen H₂-Strategie publiziert.

Entsprechend spielt das Thema Wasserstoff in den bislang veröffentlichten Konzepten aktuell eine untergeordnete Rolle. Die Verschärfung der Zielwerte auf Bundes- und Landesebene sowie die technische und energiewirtschaftliche Entwicklung erfordert eine Anpassung der Klimaschutzkonzepte, insbesondere in Bezug auf die Einbindung von Wasserstoff.

4.2 Unsere Nachbarn

Vorbemerkung:

Spätestens mit der Verabschiedung der Nationalen H₂-Strategie wurde deutlich, dass das kleine Molekül Wasserstoff seine große Wirkung nur entfaltet, wenn sowohl in Produktion, Transport als auch in den Anwendungen der Wille zur Zusammenarbeit besteht, und zwar über Regionen und Landesgrenzen hinweg, bis hin zur grenzüberschreitenden Zusammenarbeit in Europa. Was tut sich in den Grenzregionen, in den Randbereichen zu Rheinland-Pfalz und wo gibt es aktuelle Projekte, die beispielhaft als Ansatzpunkte der Kooperation dienen? Dieser Frage soll im Folgenden nachgegangen werden.

Sowohl in Baden-Württemberg als auch in Nordrhein-Westfalen, Hessen und dem Saarland hat der Wasserstoff Fahrt aufgenommen, und eine zum Teil große Dynamik entfaltet. Alle Nachbarbundesländer verfügen über H₂-Strategien und Roadmaps bzw. stehen kurz vor deren abschließender Formulierung. Im Grunde sind diese Strategien nach demselben Prinzip und System aufgebaut und berücksichtigen mehr oder weniger die jeweils spezifischen geografischen Verhältnisse bzw. wirtschaftlichen und technologischen Präferenzen.

Die Nachbarbundesländer:

Baden-Württemberg hat zum Dezember 2020 eine H₂-Strategie verabschiedet und in einer Roadmap insgesamt 29 Maßnahmen aufgelistet. In der Roadmap sind konkrete Zielsetzungen (zeitlich und inhaltlich) und Maßnahmen definiert, um die H₂- und Brennstoffzellentechnologie im Land zu forcieren und zu fördern. Handlungsschwerpunkte für das Land Baden-Württemberg werden benannt und die Ziele und entsprechenden Maßnahmen definiert. Bei der Festlegung der Ziele, Maßnahmen und Beiträge wurden alle relevanten Dimensionen des Aufbaus einer lokalen H₂-Wirtschaft berücksichtigt: Produktion, Infrastruktur, Anwendungen.

Als erster Schritt zur Umsetzung der H₂-Roadmap wurde die „Plattform H₂BW“ als sektorübergreifendes Dach für die H₂ und Brennstoffzellenaktivitäten im Land und zur Bündelung der Aktivitäten und Vernetzung der Akteure eingerichtet. Die Aufgaben der Plattform umfassen die Begleitung der Umsetzung von Maßnahmen sowie deren Weiterentwicklung, aber auch die Planung, Koordinierung und Umsetzung von ergänzenden (Förder-)Programmen und Projekten in Abstimmung mit dem Fördermittelgeber, die Koordination und Umsetzung der Öffentlichkeitsarbeit sowie Bereitstellung von Informationen für Unternehmen, Kommunen, Forschungseinrichtungen und weitere Akteure im Bereich der H₂- und Brennstoffzellentechnologie, außerdem die Netzwerkarbeit. Angesiedelt ist die Plattform in Form einer Geschäftsstelle bei der Landesagentur „emobil BW GmbH“. Um die „H₂BW“-Plattform aufzubauen und zu betreiben, stehen bis 2024 3,5 Mio. EUR zur Verfügung.

Das Saarland hat im Rahmen der „HyExperts“ Modellregion eine Strategie erarbeitet und darauf aufbauend ein Leitbild mit entsprechenden Zielen entworfen. In diversen Handlungsfeldern wurden Maßnahmen abgeleitet, die kurz-, mittel- und langfristig abgearbeitet werden. Der Schwerpunkt liegt auf der Industrie/Stahlproduktion und der Mobilität. Schiff- und Flugverkehr sind ausgenommen.

Die H₂-Strategie in Hessen ist noch im Entwurfsstadium und wurde in einem Fachbeirat mit Vertretern aus Industrie und Wissenschaft ausgearbeitet. Darin werden insbesondere drei Schwerpunktthemen für Hessen definiert: Wasserstoff für eine nachhaltige Luftfahrt (Einsatz von e-Kerosin und perspektivisch auch reinem Wasserstoff als Treibstoff), Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität im Bereich Nutzfahrzeuge sowie Ermöglichung von Technologieentwicklung (F&E, Pilot- und Demonstrationsprojekte). In einem nächsten Beteiligungsschritt (Konsultation) werden weitere Akteure eingebunden, um die in der Strategie genannten Maßnahmen ggf. weiter zu präzisieren und inhaltlich auszugestalten. Das Monitoring der Maßnahmen und die Vorbereitung der Fortschreibung und Weiterentwicklung der H₂-Strategie des Landes Hessen erfolgt durch die neu eingerichtete Landesstelle Wasserstoff bei der „LandesEnergieAgentur“.

Motivation zur Zusammenarbeit:

Es gibt eine Reihe gemeinsamer Themen, die nach einer länderübergreifenden Kooperation und engen Zusammenarbeit entlang der Rheinschiene rufen. Dazu

zählt u. a. die dezentrale Erzeugung von grünem Wasserstoff, die Sicherstellung der notwendigen H₂-Menge durch Übergangsszenarien (blauer, türkiser Wasserstoff), der sichere Transport von Wasserstoff über Binnenschiffe, Pipelines sowie die Schaffung einer flächendeckenden Betankungsinfrastruktur in diesem wirtschaftsstarken Korridor.

Aber auch in den europäischen Nachbarländern gewinnt Wasserstoff als Energieträger der Zukunft an Bedeutung. Europäische Förderprogramme zur grenzüberschreitenden, gemeinsamen und integrierten H₂-Wirtschaft (Interreg Großregion) bieten sich im grenznahen Bereich in den Ländern Frankreich, Deutschland, Luxemburg und Belgien an.

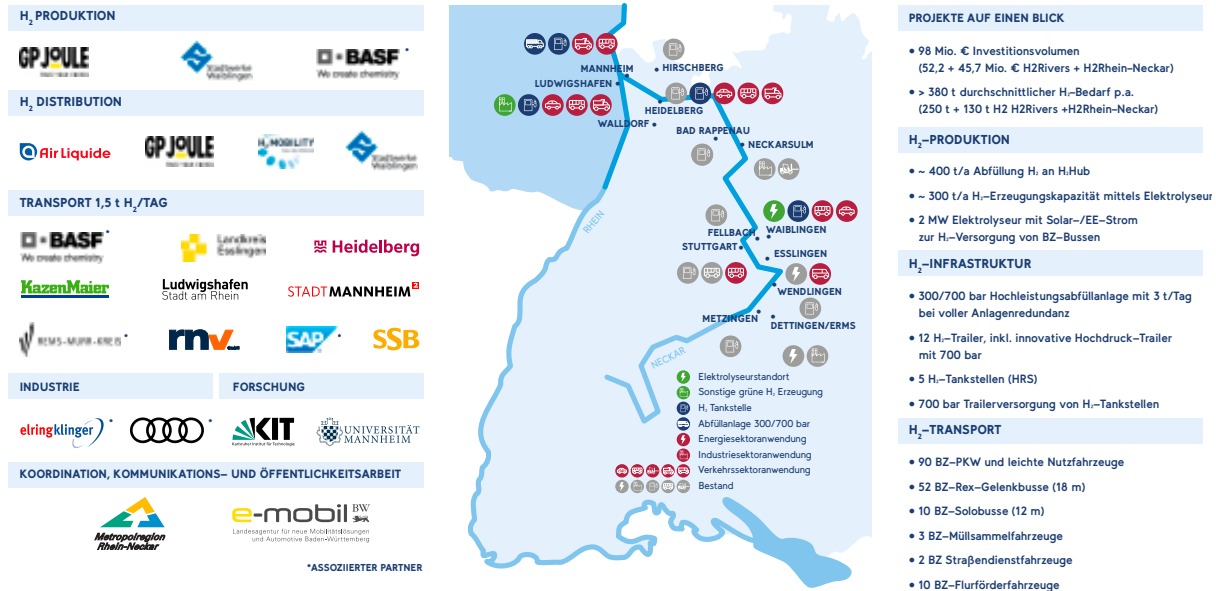


Abbildung 4-4: Steckbrief der Projekte H2Rivers und H2Rhein-Neckar. Mit freundlicher Genehmigung der Metropolregion Rhein-Neckar

Hy-Five = vier Leuchtturmprojekte + Information & Bildung

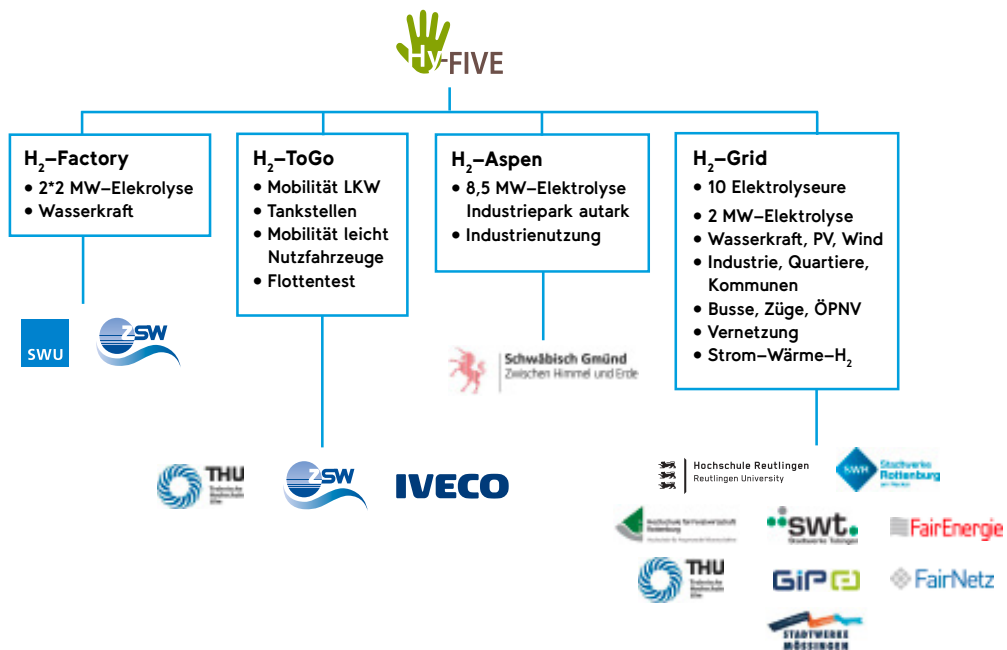


Abbildung 4-5: Leuchtturmprojekte der Modellregion „Hy-FIVE“

Aktuelle Projekte – eine Auswahl:

Projekt H2Rivers und H2Rhein-Neckar

Unter Federführung der Metropolregion Rhein-Neckar entstand im Jahr 2019 im Schnittpunkt der drei Bundesländer Baden-Württemberg, Hessen und Rheinland-Pfalz das Projekt „H2Rivers“ als einer der vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) gekürten erfolgreichen „HyPerformer“. Beim „HyLand“ Wettbewerb geht es um die Integration von erneuerbarem Wasserstoff im Verkehrssektor, der Beschleunigung des Markthochlaufs von H₂-Technologien, der Sicherstellung einer klimaschonenden H₂-Produktion, der Akzeptanzsteigerung von H₂-Technologien und um die regionale Wertschöpfung und Innovationen.

Im „H2Rivers“ und „H2Rhein-Neckar“-Projekt (vgl. Abbildung 4-4) sind 17 Partner aus allen drei Bundesländern beteiligt. Mit 20 Mio. EUR unterstützt der Bund die Investitionen von 52,2 Mio. EUR. Ergänzend dazu steuert das Land Baden-Württemberg weitere 20 Mio. EUR bei, um dem angeschlossenen Projekt „H2Rhein-Neckar“ in den Städten Mannheim und Heidelberg zu mehr Sichtbarkeit als Schaufenster für klimafreundlichen öffentlichen Personennahverkehr zu verhelfen (Investitionssumme 47 Mio. EUR).

Baden-Württemberg

Unter dem Titel „Modellregionen Grüner Wasserstoff“ hat das Land Baden-Württemberg im Jahr 2020 einen Wettbewerb ausgeschrieben mit dem Ziel, in diesen Modellregionen grünen Wasserstoff als Energieträger zu verwenden und die damit verbundenen technologischen, wirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Gesichtspunkte zu beleuchten. Insgesamt wurden 47 Mio. EUR zur Verfügung gestellt. Die Gelder stammen aus dem Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) und vom Land Baden-Württemberg. Ausgewählt wurden die beiden Projekte „Hy-FIVE“ und „H2 GeNeSiS“.

„Hy-FIVE“ – H₂-Wirtschaft im ländlichen und städtischen Raum

Die Modellregion „Hy-FIVE“ umfasst die Region Mittlere Alb-Donau mit der Stadt Ulm, dem Landkreis Reutlingen, dem Alb-Donau-Kreis, dem Ostalbkreis, der Stadt Schwäbisch Gmünd, dem Landkreis Heidenheim und dem Landkreis Tübingen. Das Gesamtbudget liegt bei ca. 56,9 Mio. EUR, der Förderbedarf bei

32,5 Mio. EUR. Jährlich sollen 26.000 Tonnen CO₂-Emissionen eingespart werden. Die vier Leuchttürme bilden:

1. H₂-Factory – Grüner Wasserstoff für existierende Verbraucher
2. H₂-ToGo – Wasserstoff für LKW-Brennstoffzellenantriebe in der Logistik
3. H₂-Aspen – Wasserstoff-Technologiepark in Schwäbisch Gmünd (60 ha Fläche)
4. H₂-Grid – Vernetzung von dezentraler H₂-Erzeugung und Verbrauch

Modellregion Grüner Wasserstoff (H2 GeNeSiS)

Die Modellregion „H2 GeNeSiS“ in der Region Stuttgart setzt auf ein ausgedehntes Verteilernetz, dem sogenannten „H₂-Marktplatz“. Herzstück ist eine reine H₂-Pipeline entlang des Neckars. Dabei reihen sich Erzeuger und Anwender perlenkettenartig entlang dieses linearen Pipelinenetzes auf. Das stark industriell geprägte Gebiet bietet vielerlei Möglichkeiten für die Anwendung von Wasserstoff zum Beispiel für Quartiere, industriennahe Unternehmen und die Mobilität. Grundlage bietet die H₂- und Brennstoffzellenstrategie für die Region Stuttgart mit über 60 Projekten (Analyse und Priorisierung), ausgearbeitet und erstellt durch das Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (Fraunhofer IAO), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) sowie der Region Stuttgart.

Die Neckarpipeline umfasst folgende wesentlichen Schwerpunkte:

- » Integriertes H₂-Konzept für die Region Stuttgart als Schaufenster für eine erfolgreiche Kopplung der Sektoren Energie, Industrie und Mobilität
- » Rückgrat und verbindendes Element der Einzelprojekte: H₂-Pipeline entlang des Neckars
- » Konsequente Fortführung mit „H2Rivers“ begonnenem Weg zum Aufbau einer regionalen H₂-Wertschöpfungskette
- » Weitere Stärkung der gesellschaftlichen Akzeptanz von Wasserstoff
- » Errichtung von drei Elektrolyseuren mit voraussichtlich mindestens 5 MW Leistung in Ergänzung zu zwei bestehenden Elektrolyseuren (2 MW) unter Nutzung regional erzeugter Erneuerbarer Energie
- » Erzeugung und Verbrauch von ca. 1,3 Tonnen H₂ pro Tag, ca. 450 Tonnen pro Jahr bei Einsparung von 2,300 Tonnen CO₂ pro Jahr

Täglicher H₂-Durchsatz der H2 GeNeSis-Pipeline

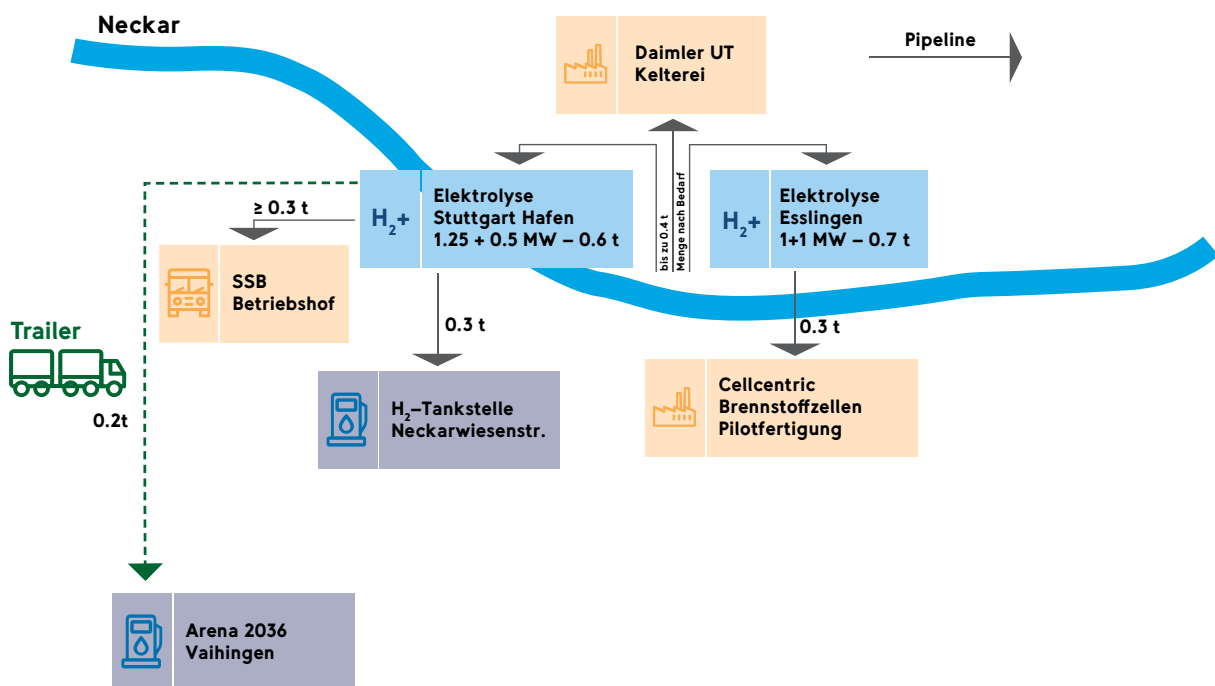


Abbildung 4-6: Täglicher H₂-Durchsatz der H2 GeNeSis-Pipeline



Hessen

Brennstoffzellentriebzüge im Taunusnetz

Ab dem Jahresfahrplan 2023 werden insgesamt 27 H₂-getriebene Züge – die bislang größte Flotte weltweit im Personenverkehr – auf den Strecken von Frankfurt nach Königstein und Brandoberndorf, von Frankfurt-Höchst nach Bad Soden und von Bad Homburg nach Friedberg unterwegs sein. Zur Betankung der Züge steht im Industriepark Höchst eine entsprechende H₂-Tankstelle zur Verfügung.

Das Land Hessen fördert den Bau der grundlegenden Schieneninfrastruktur für die H₂-Tankstelle mit rund 2,5 Mio. Euro, knapp 60 Prozent der hierfür anfallenden Kosten. Ergänzend wurden vom Land Hessen für die Erstellung vorbereitender Gutachten und den Bau einer mobilen Zugbetankungseinrichtung über 800.000 Euro zur Verfügung gestellt. Für die Betankungseinrichtung als solche stellt der Bund Fördermittel bereit.

Statt Dieseltriebzügen ermöglicht es der Brennstoffzellenzug, lokal emissionsfrei und nahezu geräuschlos zu fahren. In Hessen ist derzeit noch etwa ein Drittel der Bahnstrecken nicht elektrifiziert – das Potential für innovative Antriebe und die so ermöglichte saubere Mobilität damit groß. Mit dem sogenannten Taunusnetz werden vier Regionalzuglinien auf den innovativen Brennstoffzellenantrieb umgestellt. Die Bauarbeiten für die H₂-Tankstelle haben im April 2021 begonnen und sollen bereits Anfang 2022 abgeschlossen werden. Um jederzeit die Betankung sicherzustellen, baut „Infraserv“ zudem einen Elektrolyseur, der Wasserstoff herstellt.

HyWheels

Im Jahr 2019 hat die Stadt Fulda mit ihrer Bewerbung im Förderprogramm „HyLand“ des „BMDV“ als „HyExperts“ den Zuschlag erhalten, den H₂- / Brennstoffzellenantrieb in Deutschland mit dem Projekt „HyWheels“ voranzubringen. Mit dem Projekt soll u. a. der Wirtschaftsstandort Osthessen gestärkt und ein Beitrag zur Abkehr von fossilen Kraftstoffen im Verkehrssektor geleistet werden.

Ein Schwerpunkt des Feinkonzepts liegt auf dem Einsatz von Brennstoffzellen-LKW. Hier sehen alle beteiligten Akteure das Potenzial zur Anschaffung von mindestens 1.000 H₂-betriebenen Fahrzeugen. Durch die gemeinschaftliche Beschaffung werden die Mehrkosten für den Betrieb der Fahrzeuge minimiert. Zum

anderen sollen für die regionalen Verkehrsunternehmen Wettbewerbsvorteile geschaffen werden, da sie in einem umkämpften Logistikmarkt gefragte grüne Verkehrsdienstleistungen anbieten können.

Saarland/Grand Est

MosaHyc (Mosel Saar Hydrogen Conversion)

Durch eine Umstellung bestehender Gaspipelines sowie durch gezielten und bedarfsgerechten Neubau soll eine 100 km lange H₂-Infrastruktur realisiert werden, die Völklingen (Deutschland), Saarbrücken (Deutschland), Carling (Frankreich), Bouzonville (Frankreich), Dillingen (Deutschland) und Perl (Deutschland/Grenze Luxemburg) miteinander verbindet und in Abhängigkeit vom Betriebsdruck bis zu 120.000 m³/h reinen Wasserstoff transportiert. Das Projekt wird eine Infrastruktur zur Versorgung der Stahlindustrie sowie des Verkehrssektors (Zug, Bus, Automobile, LKW) mit sauberem Wasserstoff bereitstellen als grenzüberschreitender Beitrag des Saarlandes, der Region Grand Est und Luxemburgs. Das „Mosel Saar HYdrogen Conversion“ („MosaHYc“)-Projekt wird die Attraktivität des Wirtschaftsstandortes stärken – vgl. auch [Abschnitt 4.3.5.1](#).

Die starke überregionale Komponente des Projekts ist besonders geeignet, die Entwicklung einer H₂ Drehscheibe in diesen Ländern auf der Grundlage von erneuerbarem oder kohlenstoffarmen Wasserstoff zu fördern. Die beiden Gasnetzbetreiber GRTgaz (Frankreich) und Creos (Deutschland) haben das Projekt übernommen und stimmen die technischen und netzwirtschaftlichen Aspekte mit den Netznutzern sowie die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen mit den jeweiligen nationalen Behörden ab.

Darüber hinaus haben Creos Deutschland, das Energieunternehmen STEAG, der Anlagenbauer Siemens Energy, die Saarbahn und die Stahlunternehmen SHS – Stahl-Holding-Saar (mit den Unternehmen Dillinger und Saarstahl) in Deutschland sowie das Energieunternehmen Enecvo in Luxembourg, das Energieunternehmen Gazel Energy sowie die Anlagenbauer HDF Energy und H₂V Industry aus Frankreich eine gemeinsame grenzüberschreitende Initiative gegründet, mit der sie durch die Erzeugung, die Verwendung und den Transport von Wasserstoff eine

grenzübergreifende und perspektivisch grüne H₂-Wirtschaft etablieren wollen.

Dafür hatten die genannten deutschen Unternehmen im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens des Bundeswirtschaftsministeriums zur Identifizierung wichtiger H₂-Projekte von gesamteuropäischem Interesse (IPCEI) diesen Verbund im Februar 2021 gemeinsam eingereicht und vom Bundeswirtschaftsministerium grünes Licht erhalten, an der zweiten Phase, dem sogenannten „Match-Making“ auf europäischer Ebene, teilzunehmen.

Nordrhein-Westfalen

Es gibt insbesondere zwei wichtige Anknüpfungspunkte zum nordrhein-westfälischen H₂-Programm. Im Dezember 2019 wurde das Projekt „SmartQuart“ im Rahmen der Förderlinie „Reallabore der Energiewende“ durch das damalige Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) als eines von 20 Leuchtturmprojekten bewilligt^[21]. Das von einem Konsortium aus neun Partnern unter der Leitung des Energieunternehmens innogy – jetzt E.ON – erarbeitet wurde, hat das Ziel, die Nutzung fossiler Energieträger in den Modellregionen zu reduzieren.

Als Besonderheit beschäftigt sich „SmartQuart“ mit drei sehr unterschiedlichen Modellregionen. Essen steht als Vorbild für ein urbanes Quartier mit einer hohen Bebauungs- und Leistungsdichte, das künftig eine Vorbildfunktion für Großstädte einnehmen soll. Das Quartier zeigt, wie auch im hochverdichteten Raum von großen Städten und Kommunen Energie effizient genutzt und damit ein wesentlicher Beitrag zur Energiewende geleistet werden kann. In Bedburg entsteht auf einem ehemaligem Tagebaugelände ein energieoptimiertes Neubaugebiet von 60.000 m² mit typisch kleinstädtischer Bebauungsdichte als sogenanntes „elektrisches Quartier“. Eines der drei Quartiere liegt in Rheinland-Pfalz. Im „Wasserstoff-Quartier“ Kaisersesch wird schwerpunktmäßig die Sektorenkopplung mittels der H₂-Technik demonstriert (vgl. Projekte in [Abschnitt 4.3.6](#))^[15].

Neben anderen H₂-Busprojekten in Nordrhein-Westfalen verfügt die Stadt Hürth seit 2020 über zehn Brennstoffzellenbusse^[23]. Das in Rheinland-Pfalz ansässige Unternehmen Bohr Omnibus GmbH ist in die Wartung der Busse involviert. Gleichzeitig hat die Biertergemeinschaft bkr, die in Kaisersesch ansässig

ist und zu der die Firma Bohr gehört, im Rahmen der öffentlichen Ausschreibung ein Linienlos in Birkenfeld gewonnen. Somit sind hervorragende Voraussetzungen geschaffen für den Betrieb eines im Rahmen des H₂-Projekts am Umwelt-Campus Birkenfeld ([Abschnitt 4.3.6](#)) zu beschaffenden Brennstoffzellenbusses.

Das Projekt „RH2INE“ (Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence) beschäftigt sich mit der Einführung H₂-betriebener Binnenschiffe im Fahrgebiet zwischen Nordrhein-Westfalen und den Niederlanden. Perspektivisch soll der Aktionsradius der Binnenschiffe auch auf den Oberrhein bis Basel ausgeweitet werden. Ziel ist der Bau von mindestens 10 H₂-betriebenen Binnenschiffen und sowie die Schaffung der erforderlichen Tankinfrastruktur an Land.

4.3 Bestehende H₂-Aktivitäten und -Kompetenzen in Rheinland-Pfalz

Im vorliegenden Unterkapitel werden zunächst die bestehenden Netzwerke vorgestellt. Es schließt sich eine Liste der Firmen aus Rheinland-Pfalz an, die auf dem Gebiet Wasserstoff wirtschaftlich aktiv sind, indem sie Arbeiten für eigene Produkte und Dienstleistungen durchführen und somit Kernkompetenzen erworben haben.

Anschließend wird eine Übersicht der laufenden, der in der Bewilligung befindlichen und der in den kommenden Jahren bis 2026 geplanten Projekte gegeben. Hierbei geht es vorrangig um Erprobungsvorhaben.

4.3.1 H₂-Netzwerke in Rheinland-Pfalz

Vom Wissenschaftsministerium des Landes wurde im Herbst 2001 das standortübergreifende „Kompetenzzentrum Brennstoffzelle Rheinland-Pfalz“ – „Fuel Cell Centre Rhineland Palatinate“ (FCC-RLP) gegründet.

Am Standort Bingen fanden hierzu seinerzeit Erprobungen mit kommerziellen Hochtemperatur-Brennstoffzellen statt, während der Schwerpunkt am „Umwelt-Campus Birkenfeld“ auf der Membranbrennstoffzellentechnik liegt und seit zwanzig Jahren in enger Kooperation mit der Wirtschaft Brennstoffzellenkomponenten und Systeme entwickelt werden. Ab ca. 2022 sollen mit Förderung durch ein

Klimaschutzprojekt des Bundesministeriums für Umwelt, Klima und Reactorsicherheit am „Umwelt-Campus Birkenfeld“ die saisonale Speicherung von Photovoltaikstrom und der Betrieb von Bussen für die Nationalparkregion mit Wasserstoff praktisch demonstriert werden. Die Forschung an Brennstoffzellen und Elektrolyseuren am „H₂-Campus“ würde so massiv unterstützt.

Aufbauend auf dem Kompetenzzentrum gründete das Umweltministerium im Jahr 2003 das „Kompetenznetzwerk Brennstoffzelle Rheinland-Pfalz“ mit dem Zweck, die Wirtschaft des Landes besser zu vernetzen und ihr Forschungskompetenz zur Seite zu stellen.

Zwei konkrete Maßnahmen sind hier besonders zu erwähnen: Seit 2003 fand im jährlichen Wechsel an den Standorten Bingen und Birkenfeld das vom Umweltministerium Rheinland-Pfalz geförderte „Forum Brennstoffzelle für Unternehmen“ statt, bei dem über den aktuellen Stand der Brennstoffzellentechnik referiert wurde. Im Zeitraum von 2004 bis 2007 gelang es dann, mit der „Initiative Brennstoffzelle Rheinland-Pfalz“, zunächst gefördert vom Wirtschaftsministerium, später vom erweiterten Umweltministerium, einen gemeinsamen Fokus für die am Netzwerk beteiligten Unternehmen zu schaffen. Hierzu wurde in Kooperation mit etwa einem Dutzend Firmen und den Kammern des Landes ein Propan-Reformersystem unter Führung des Kompetenzzentrums in Birkenfeld entwickelt, an dem exemplarisch Reformertechnik, H₂-Brennstoffzelle, Sensorik, Steuerung und Anwendung erprobt werden konnten^{[24][54]}. An diesem Projekt war auch das „Fraunhofer-Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme“ (Fraunhofer IMM) in den Bereichen Reformer und Sensorik beteiligt.

Das öffentliche und unternehmerische Interesse an der Brennstoffzellentechnik ebte im Zeitraum von 2011 bis 2018 deutlich ab, bis Pressemitteilungen aus Korea und China massive Brennstoffzellenentwicklungen im Nutzfahrzeugbereich bekannt machten.

Seit etwa zehn Jahren dient auch das „H₂BZ Netzwerk Rheinland-Pfalz e.V.“, das aus dem 2005 gegründeten „H₂BZ H₂ Brennstoffzellenkooperationsnetzwerk Rheinland-Pfalz“ am „Technologie- und Gründerzentrum Kaisersesch e.V.“ hervorging, als Impulsgeber für H₂-Projekte in Rheinland-Pfalz. Mit personeller und ideeller Unterstützung durch die Verbandsgemeinde Kaisersesch gelang es dem Netzwerk, in den vergangenen Jahren mehrere H₂-Projekte erfolgreich

anzustoßen. Kaisersesch ist einer der drei Standorte des „SmarQuart“-Projekts, einem der „Reallabore der Energiewende“.

Im November 2021 wurde das Netzwerk „HyCoVe – Die Region H₂-basierter Nutzfahrzeugmobilität“ durch das Wirtschaftsministerium Rheinland-Pfalz ins Leben gerufen^[55]. Neben einem Steuerungskreis übernimmt das Beiratsmitglied „Nutzfahrzeugcluster Commercial Vehicle Cluster“ (CVC) als Konzeptentwickler eine koordinierende Rolle. „HyCoVe“ basiert auf einem wirtschaftsorientierten Ansatz, der weniger durch „Förderung“ getrieben ist als durch die Marktorientierung der beteiligten Akteure. Schwerpunkt des Interesses ist die in Rheinland-Pfalz starke Nutzfahrzeugbranche: Lastkraftwagen und Baumaschinen. Bei Letzteren wird – neben Brennstoffzellenantrieben für Hilfsaggregate – aus Gründen der Robustheit und Unempfindlichkeit gegen Staub und Schadstoffe vorrangig H₂-Motorentchnik in den Antriebseinheiten favorisiert. „HyCoVe“ fußt auf den Vorarbeiten des CVC bei der Entwicklung der „CVC-H₂-Strategie für Nutzfahrzeuge“, die in die Beantragung und Koordination des Verbundprojekts „WaVe“^[56] (vgl. Abschnitt 4.4.2.4) mündete.

4.3.2 Unternehmerische Aktivitäten: Produkte und Dienstleistungen

Die BASF SE (Ludwigshafen) ist mit Abstand der größte derzeitige Nutzer von Wasserstoff für die chemische Synthese von Lösungsmitteln, Polymeren und anderen wichtigen Grundstoffen in Rheinland-Pfalz und einer der größten H₂-Nutzer weltweit. Die BASF SE beabsichtigt, in einer strategischen Partnerschaft mit Siemens Energy, 50 MW an Elektrolysekapazität aufzubauen^[57]. Ziel ist es, den Markthochlauf CO₂-reduzierter Chemieprodukte durch Einsatz von grünem Wasserstoff zu ermöglichen sowie auch die H₂-Mobilität in der Metropolregion Rhein-Neckar mit grünem Wasserstoff zu versorgen. Dafür hat die BASF im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens des Bundeswirtschaftsministeriums zur Identifizierung wichtiger H₂-Projekte von gesamt-europäischem Interesse (IPCEI) im Februar 2021 ein Projekt („Hy4Chem“) eingereicht und vom Bundeswirtschaftsministerium grünes Licht erhalten, an der zweiten Phase, dem sogenannten „Match-Making“ auf europäischer Ebene, teilzunehmen. Im Oktober 2022 wurde von der EU-Kommission kommuniziert, dass die Förderung freigegeben wird.

Außerdem arbeitet die BASF an einem Wasserelektrolyseprojekt sowie in der internen Forschung an der Prozessentwicklung für türkisfarbenen Wasserstoff durch Pyrolyse mit Kohlenstoffabscheidung in festem Zustand. Eine erste Testanlage ist bereits in Betrieb. BASF benötigt emissionsfreien bzw. -armen Wasserstoff für die Transformation hin zur Klimaneutralität. Daneben werden erste eigene Studien zu der Gewinnung von blauem Wasserstoff durch Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung, Speicherung oder Verwendung (CCUS, vgl. Kapitel 3.1) durchgeführt.

Cryotherm GmbH & Co. KG (Kirchen) entwickelt Speicher für die Lagerung kryogener Gase. Für Wasserstoff sind auch Systeme für den mobilen Einsatz in Nutzfahrzeugen geplant (vgl. „WaVe“^[56] in Abschnitt 4.4.2.4 H₂-Anwendungen).

Mercedes-Benz Werk Wörth (Wörth) könnte künftig nach Plänen der **Daimler Truck AG** batterieelektrisch und mit Wasserstoff angetriebene Nutzfahrzeuge bauen. Diese Aktivitäten finden auch im Kontext eines sog. IPCEI-Projekts des Bundes statt. Die Daimler Truck AG ist zudem in der rheinland-pfälzischen „HyCoVe“-Initiative engagiert^[55].

H₂-CHEM GmbH (Hoppstädten-Weiersbach) ist eine Hochschul-Ausgründung des „Umwelt-Campus Birkenfeld“, die im Bereich Brennstoffzellen sowie Wasser- und CO₂-Elektrolyse aktiv ist und im Kundenauftrag Prozesse, Zellen und hoch spezialisierte elektrochemische Komponenten wie Membran-Elektroden-Einheiten (MEAs) und Katalysator beschichtete Membranen (CCMs) in Kleinserien entwickelt.

KST Motorenversuch GmbH (Bad Dürkheim) testet Verbrennungs-, hybride und rein elektrische Antriebssysteme und seit 2020 auch Brennstoffzellenantriebssysteme sowie H₂-Motoren. Geplant sind weiterhin Tests von Brennstoffzellenstacks. In Anbetracht des erwarteten Bedarfs von 300 t/a hat KST eine umfangreiche H₂-Versorgungsinfrastruktur auf Trailerbasis geschaffen. Eine Versorgung mit lokal erzeugtem Elektrolyse-Wasserstoff in Kooperation mit den Pfalzwerken ist geplant.

Der E-Truck-Umrüster **ORTEN Electric-Trucks GmbH** (Wittlich) plant derzeit die Realisierung eines mit Wasserstoff betriebenen Schwerlast-LKW für Langstreckentransporte^[58]. Im Oktober 2022 kündigte die Orten GmbH die Kooperation mit dem US-amerikanischen Brennstoffzellenentwickler Hyzon an.

Tenneco (Edenkoben) war bereits ab 2004 in ein europäisches („HyTRAN“^[59]) und ab 2007 in einem rheinland-pfälzischen Brennstoffzellenprojekt^[54] involviert. Zurzeit setzt Tenneco jedoch auf e-Fuels, also synthetische Kraftstoffe aus grünem Wasserstoff, und arbeitet hieran mit Projektpartnern im BMBF-Projekt „Namosyn“^[60]

4.3.3 Forschungsinstitute mit Bezug zu Wasserstoff

Darüber hinaus sind mehrere international renommierte Forschungsinstitute auf dem Gebiet der H₂-Technik aktiv.

Das **Fraunhofer-Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme** („Fraunhofer IMM“, Mainz) entwickelt und fertigt seit 20 Jahren H₂-Erzeugungsgeneratoren (sogenannte Reformer) für die Gewinnung von Wasserstoff aus H₂-haltigen Speichermedien wie Kohlenwasserstoffen, Alkoholen und Ammoniak im Leistungsbereich bis zu 100 kW. Die zahlreichen Projekte werden durch bilaterale Industriekooperationen und mittels Förderung durch das Land Rheinland-Pfalz, die Bundesregierung und die EU finanziert. Die Mikroreaktoren des „Fraunhofer IMM“ zeichnen sich in der Regel durch kompakte Bauweise aus. Außerdem entwickelt das „Fraunhofer IMM“ empfindliche Sensorelemente für Wasserstoff.

Zusammen mit dem „Fraunhofer IMM“ forscht das „Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik“ („Fraunhofer ITWM“, Kaiserslautern) im Forschungsprojekt „AM-MONPAKTOR“ an der Nutzung von Ammoniak als kohlendioxidfreien H₂-Speicher für die dezentrale Bereitstellung von Wasserstoff. Darüber hinaus nutzt das „Fraunhofer ITWM“ Simulationsmethoden und Künstliche Intelligenz, um die Energieversorgung und den Energiebedarf im Bereich Gebäude, Verkehr und Produktion zu optimieren.

Das **Leibniz-Institut für Verbundwerkstoffe GmbH** („IVW“, Kaiserslautern) arbeitet an der Entwicklung von H₂-Druckspeichern in Leichtbautechnik unter Verwendung von Carbonfasern (vgl. „WaVe“^[56] in Abschnitt 4.4.2.4).

4.3.4 H₂-Erzeugung

Die Pionierin in Sachen H₂-Erzeugung ist zuallererst die **BASF SE** mit ihrem Standort Ludwigshafen (vgl. Abbildung 4-7), der seit über 150 Jahren für die Synthese von chemischen Grundstoffen sowie einer großen Anzahl von Veredelungsprodukten den weitaus größten H₂-Bedarf im Land aufweist.

Die **Mainzer Stadtwerke** initiierten 2015 ein F&E-Projekt zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und betreiben seit 2018 im kommerziellen Betrieb im „Energiepark Mainz“ einen Membranelektrolyseur und eine Trailer-Abfüllanlage (vgl. Abbildung 4-7). Eine Erweiterung der heutigen Anlage wird im Rahmen des „HyExperts“-Projektes der Stadt Mainz mit mehreren Verbundpartnern geprüft.

Seit 2017 befindet sich auf dem Gelände des **Autohof Bolz** in Koblenz Metternich (vgl. Abbildung 4-7) die erste H₂-Tankstelle des Landes Rheinland-Pfalz. Der benötigte Wasserstoff wird allerdings derzeit nicht vor Ort erzeugt, sondern per Trailer angeliefert.

Standorte bereits laufender und bis 2026 geplanter H₂-Erzeugung in Rheinland-Pfalz sind in Abbildung 4-8 dargestellt. Es handelt sich um Projekte mit Elektrolysewasserstoff und teilweise H₂-Gewinnung aus Biomasse. Eine Liste von Projekten findet sich in Tabelle 4-1.

Die Abbildung 4-8 rechts macht eindrucksvoll deutlich, dass die unternehmerische Anforderung der Versorgung der BASF mit grünem Wasserstoff nicht unerheblich ist.

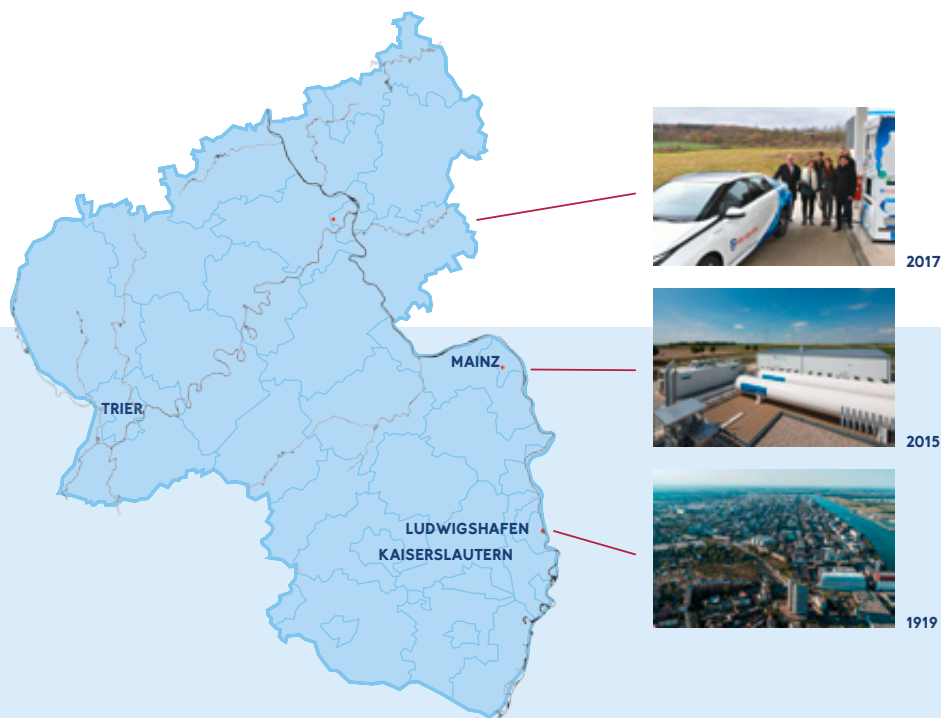


Abbildung 4-7: Standorte der ersten Anlagen zur Erzeugung und Betankung von Wasserstoff in Rheinland-Pfalz – Autohof Bolz, Mainzer Stadtwerke und BASF SE

Standorte und Jahreskapazitäten

Wasserstoff-Elektrolyseanlagen in Rheinland-Pfalz bis 2026

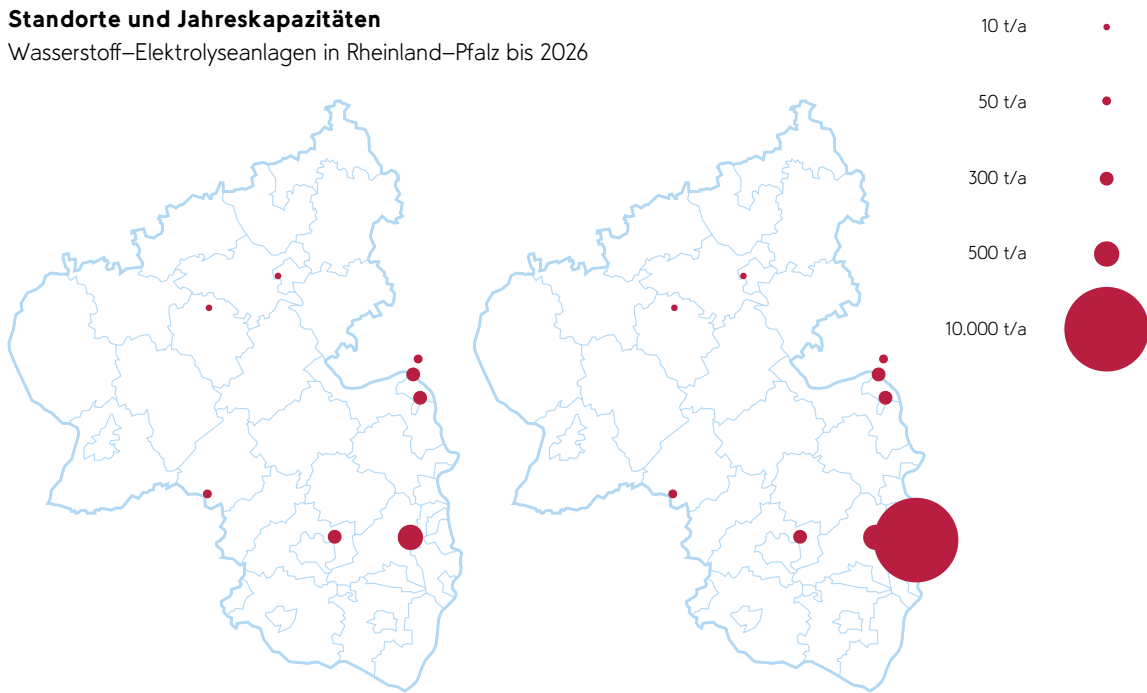


Abbildung 4-8: Standorte und Jahreskapazität von H₂-Elektrolyseanlagen in Rheinland-Pfalz bis 2026 ohne (links) und mit (rechts) der BASF.



Tabelle 4-1: Projektliste H₂-Erzeugung soweit bekannt, bis ca. 2026.

INSTITUTION	PROJEKTNAME	START	ANLAGEN- STANDORT	KATEGORIE	DRUCK [BAR]	KAPAZITÄT (CA.) [T/A]
Mainzer Stadtwerke	Energiepark Mainz	2015	Eindhoven-Allee 6, Mainz	Erzeugung		200
Wirtschaftsbetrieb Mainz	ARRIVED	2020	Industriestr. 70, Mainz	Einspeisung und Ozongewinnung Kläranlage		100
VG Kaisersesch	SmartQuart	2022	Am Römerturm, Kaisersesch	Erzeugung		30
Wirtschaftsbetrieb Mainz	HyExperts	2024	Industriestr. 70, Mainz	Erzeugung		75
Wirtschaftsbetrieb Mainz	HyExperts	2024	Industriestr. 70, Mainz	Tankstelle	700/350	150
Wirtschaftsbetrieb Mainz	HyExperts	2024	Industriestr. 70, Mainz	Einspeisung		30
ESWE		2020	Gartenfeldstraße 18, Wiesbaden	Tankstelle	350	75
Autohof in Koblenz-Metternich		2017	Autohof in Koblenz-Metternich	Tankstelle	700/350	50
Stadtwerke/Entsorgungsbetriebe Speyer + Wirtschaft		2022	Kläranlage Speyer	Erzeugung		8
Pfalzwerke AG	Wasserstoff an der Weinstraße	2023	Bad Dürkheim	Erzeugung		300
Pfalzwerke AG	Wasserstoff an der Weinstraße	2025	Bad Dürkheim	Erzeugung		500
KST-Motorenversuch GmbH & Co. KG	Wasserstoff an der Weinstraße	2023	Bruchstraße 24-38, Bad Dürkheim	Forschung	350	Bedarf 300
SWK, WVE und ZAK	Blue Corridor	2025	Kapittelal, Kaiserslautern	Tankstelle	700	200
Fraunhofer IMM und Fraunhofer ITWM	Ammonpaktor	2021	Mainz, Kaiserslautern	Forschung/Erzeugung	350	10-30
VG Birkenfeld	Klimaschutz-Modellprojekt H ₂ -Campus	2024	Neubrücker Straße, Hoppstädten-Weiersbach	Saisonale Speicherung	350	7,5
Prüf- und Forschungsinstitut Pirmasens e. V.	HyperP2G	2017	Energiepark Pirmasens-Winzeln	Forschung		
Zukunftsregion Westpfalz e. V.	HyStarter	2021	Region Westpfalz	Vernetzung		
Hafen Bendorf	HyStarter	2021	Bendorf	Flüssig-H ₂		
BASF	Hy4Chem	2024	Ludwigshafen	Erzeugung		8.000
Leibniz-Institut für Verbundwerkstoffe GmbH (IVW)	TPC-H ₂ -Storage	2021	Kaiserslautern	Forschung Speicherung		

4.3.5 H₂-Verteilung und -Speicherung

Neben der dezentralen Erzeugung von Wasserstoff ist künftig von einem globalen Handel mit reinem Wasserstoff in gasförmiger oder flüssiger Form oder als Derivat wie Ammoniak, LOHC oder auch als synthetischer Kohlenwasserstoff oder Alkohol (v.a. Methanol) auszugehen. Gasförmiger Wasserstoff kann bei kleineren Mengen mit Trailern von bis zu ca. 1,1 t Fassungsvermögen transportiert werden; größere, kontinuierliche Transportwege stellen spezialisierte Pipelines dar (vgl. [Abschnitt 3.2](#)).

Die anderen Speicherformen des Wasserstoffs eignen sich zum Transport per Tanklastler oder Tankwagen für Bahntransport. Ein Transport von kryogenem Wasserstoff per LKW ist heute bis über 4 t möglich. Ein weiterer, günstiger Transportweg – gerade bei global gehandeltem Wasserstoff, der in Seehäfen bereits flüssig angelandet wird – ist die Binnenschifffahrt – vgl. [Abschnitt 4.3.5.2](#). Hierzu läuft derzeit mit dem Hafen Bendorf ein HyStarter-Projekt.

Vorhandene und mögliche künftige Infrastruktur wird in den folgenden beiden Unterkapiteln genauer beleuchtet⁴.

4.3.5.1 Pipelinetransport

Bisher ist insbesondere die zukünftige Rolle der Erdgaspipelines noch nicht final geklärt. Eine gewisse Uneinigkeit besteht auch bei Überlegungen zur Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas, die technisch gesehen machbar ist. Eine eichrechtskonforme Abrechnung des Mischgases im Gebäudebereich ist inzwischen nachgewiesen. Technische Herausforderungen treten bei Konzentrationen über 10 Vol.-% im Erdgas auf, bei größeren Transportwegen beispielsweise durch notwendige Änderungen an den Kompressorstationen.

Industrielle Nutzer benötigen indessen reinen Wasserstoff, wenn dieser als Grundlage chemischer Syntheseprozesse dient. Eine graduelle Umstellung des Erdgasnetzes von Erdgas auf Wasserstoff ist daher insbesondere nur bei reiner Wärmenutzung denkbar. Eher wird es im nationalen Transportnetz einen parallelen Transport von Erdgas und Wasserstoff geben – letzteres über Umwidmung von einzelnen Strängen

oder Neubau. Damit könnte reiner Wasserstoff zu den Oberzentren herangeführt werden, während Überschussmengen in der Fläche dem Verteilnetz beigemischt werden. Neben dem Transport ist die Speicherfunktion des Erdgasnetzes nicht zu unterschätzen.

In Rheinland-Pfalz gibt es bereits verschiedene Überlegungen zur Nutzung des Erdgasnetzes. Ein „HyStarter“-Projekt der „ZukunftsRegion Westpfalz e. V.“ mit Versorgern und Unternehmen zielt auf eine Abstimmung von Angebot und Nachfrage von Wasserstoff für energieintensive Mittelständler ab. Ein wichtiger Aspekt der Region ist zudem die Lage an einem Knotenpunkt wichtiger Erdgaspipelines (vgl. [Abbildung 4-9](#)) und die mögliche energetische Integration einer Kompressorstation in Mittelbrunn.

Anderenorts laufen Bedarfsmeldungen an die Bundesnetzagentur für den Neubau von H₂-Pipelines für den nationalen Nord-Süd-Transport.

BASF hat sich am Netzentwicklungsplan (NEP) 2032 beteiligt. Es scheint so, dass Ludwigshafen bereits zu einem frühen Zeitpunkt Anfang 2030 an ein H₂-Netz angeschlossen werden könnte, entsprechend der Aussagen aus einem Webinar der FNB zur Detailplanung von H₂-Netzen in Deutschland 2030 bzw. 2050^[61].

Auf europäischer Ebene sind als wichtige Initiativen „GET H₂“ und das „European Hydrogen Backbone“ zu nennen. Bis 2040 wird ein länderübergreifendes Netz von bis zu 23.000 km hauptsächlich durch Umwidmung von bereits existierenden Erdgaspipelines angestrebt. Eine Vision des „European Hydrogen Backbone“ zeigt [Abbildung 4-10](#). Es ist deutlich, dass in der Westpfalz ein wichtiger Kreuzungspunkt von Pipelines liegt. Ein Knotenpunkt wird auch im Rhein-Main-Gebiet gesehen.

4 | Der Zwang zur CO₂-Minderung wird auch einen Transport von CO₂, beispielsweise aus der industriellen Rohstoffgewinnung, erfordern, entweder zur dauerhaften Abscheidung oder zur Weiterverarbeitung als Kohlenstoffquelle in der chemischen Synthese (vgl. [Kapitel 3](#)).

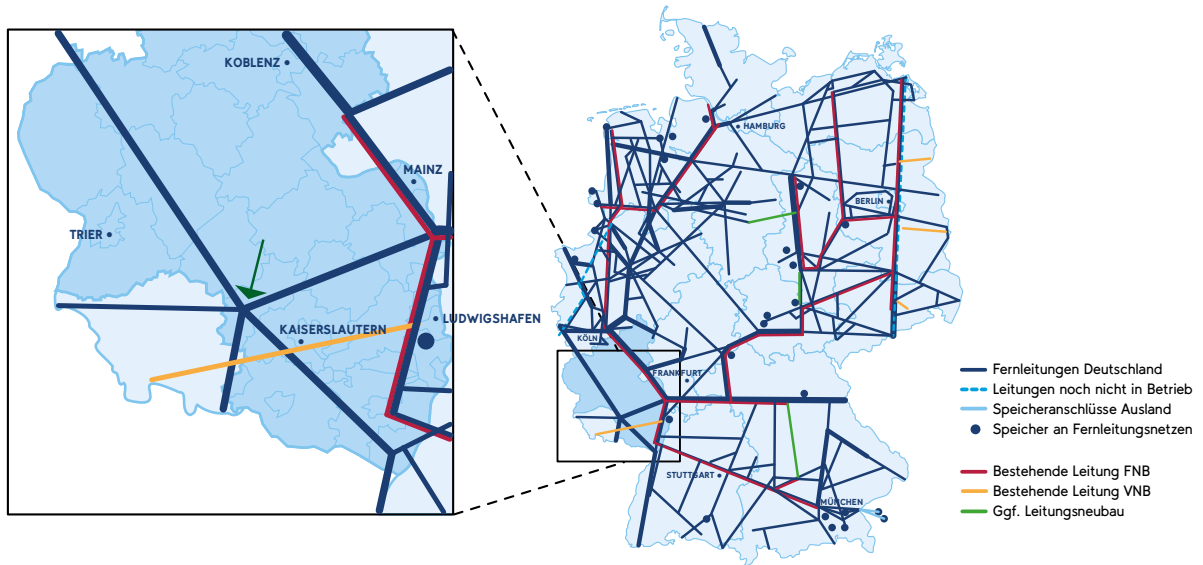


Abbildung 4-9: Heutiges Erdgasnetz. Detail: Wichtiger Knotenpunkt und Druckerhöhungsstufe im Bereich der Westpfalz (Pfeil).

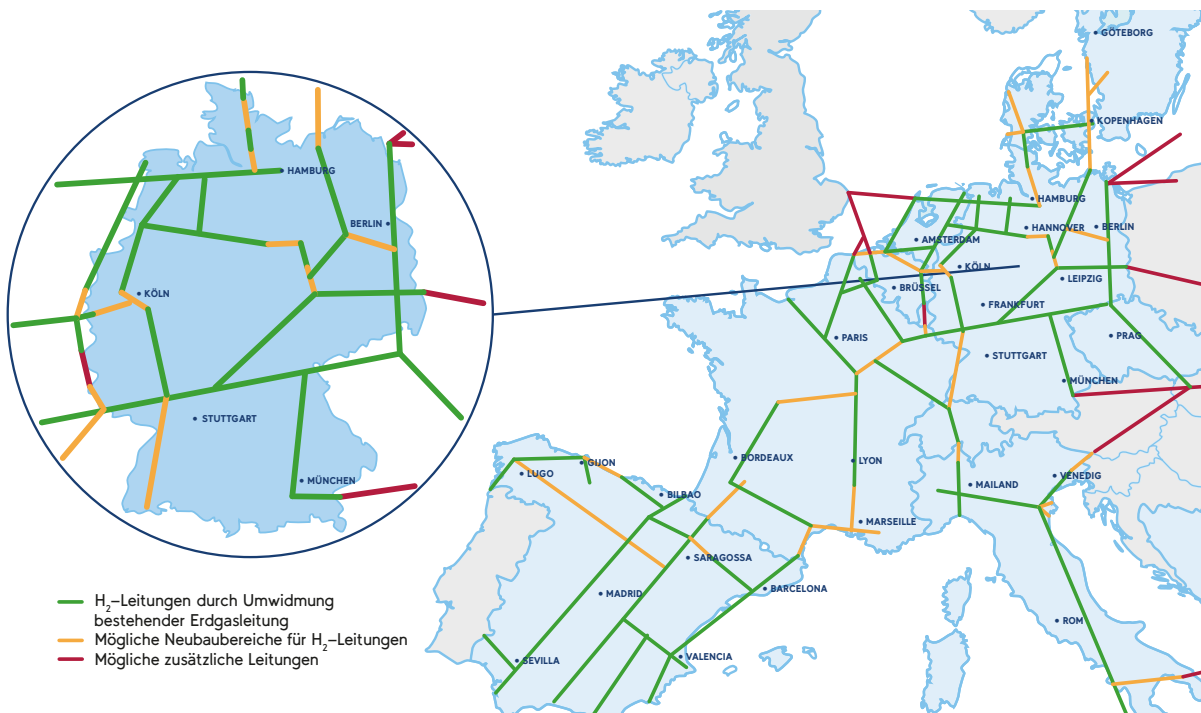


Abbildung 4-10: „European Hydrogen Backbone 2040“ – Planung der Firmen Enagas, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas und Terega^[42] nach^[43].

4.3.5.2 Binnenhäfen in Rheinland-Pfalz

Die deutschen See- und Binnenhäfen zählen zu den leistungsfähigsten und flexibelsten Umschlagplätzen der Welt. Die Unternehmen der Hafenvirtschaft sind als Logistikdienstleister und Wachstumsmotoren für die gesamte Volkswirtschaft von herausragender Bedeutung. Die Häfen sichern Deutschlands Rolle als eine der führenden Exportnationen in der Welt und stellen einen Großteil der Rohstoff- und Energieversorgung für die deutsche Wirtschaft sicher. Nahezu jeder Wirtschaftszweig ist auf funktionierende Häfen und gut ausgebaute Verkehrsinfrastrukturen angewiesen.

Rheinland-Pfalz verfügt über 12 Binnenhäfen mit einem Gesamtumschlagvolumen von über 25 Mio. Tonnen

(vgl. Abbildung 4-11 und Tabelle 4-2). Allein der wasserseitige Güterverkehr liegt bei ca. 21,6 Mio. Tonnen. Den Häfen fällt – analog zu den Industrieunternehmen – die Rolle als H₂-Nutzer zu. Gleichzeitig können die Häfen aber auch eine zentrale Rolle als Speicher und Umschlagplatz spielen. In Anlehnung an die vom „Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz“ veröffentlichte Grundlagenuntersuchung zu rheinland-pfälzischen Binnenhäfen vom Mai 2019^[62] wurden alle Häfen nachstehend aufgelistet und die wasserseitigen jährlichen Güterumschlagmengen, unterteilt in trockenes, flüssiges und konventionelles Massengut, charakterisiert.

Rheinland-pfälzische Häfen nach Standorträumen



Abbildung 4-11: Rheinland-Pfälzische Häfen nach Standorträumen. Mit freundlicher Genehmigung der Planco Consulting GmbH, Essen.

Tabelle 4-2: Rheinland-Pfälzische Häfen mit Umschlagdaten.

HAFEN	EIGENTÜMER/ BETREIBER	WASSER- SEITIGER GÜTER- VERKEHR [KT] 2016	CONTAINER- VERKEHR [TEU] 2016	GESAMTER UMSCHLAG [KT] 2016/2030	TROCKENES MASSENGUT	FLÜSSIGES MASSENGUT	KONV. MASSEN- GUT
ANDERNACH	Stadtwerke Andernach GmbH	2.555	34.229	2.272/ 2.498	1.460/ 1.685	537/473	275/340
BENDORF	Rheinhafen Bendorf GmbH	1.987		1.984/ 2.076	1.081/ 1.212	802/737	101/127
GERMERSHEIM	Stadtwerke Germersheim GmbH	1.523	156.821	291/344	244/276		47/68
INGELHEIM	Grieshaber Schiffahrt GmbH & Co.KG	108		108/122	108/122		
KOBLENZ	Stadtwerke Koblenz GmbH	836	35.602	479/503	161/186	223/200	95/117
LAHNSTEIN	BLAW/Hafen- betriebe RLP GmbH	119		119/114	114/108	5/6	
LUDWIGS- HAFEN	Betreiber LU GmbH (90 %RLP/10 %LU)	6.656	96.779	6.008/ 6.515	1.863/ 2.126	1.540/ 1.439	2605/ 2.950
MAINZ	Stadtwerke Mainz AG/Frankenbach CT.	3.069	123.462	779/479	573/265	206/214	
SPEYER	Verkehrsbetriebe Speyer GmbH (100 % SWS)	698		697/788		697/788	
TRIER	Trierer Hafen- gesellschaft mbH (83,92 %RLP/ 16,08 %LKr)	953	15.432	835/865	43/48	425/391	367/426
WEISSEN- THURM	Stadt Weißen- thurm/RPBL Sinzig	98		98/110	98/110		
WÖRTH	BLAW/Hafen- betriebe RLP GmbH	937	128.010	193/92	65/0		128/92
WORMS	Hafenbetriebe Worms GmbH (100 % Stadt)	1.478		1.184/ 1.461	670/805	177/208	337/448
ÜBRIGE		390					
GESAMT:		21.600	590.335	15.047/ 15.967	6.480/ 6.943	4.612/ 4.456	3.955/ 4.568

Die Häfen sind in der Regel trimodal ausgerichtet und erreichen als Bahnknoten mit entsprechenden Umschlagvolumina bedeutende wirtschaftliche Effekte bei der Bedienung eines überregionalen Hinterlandes. Aufgrund der Bedeutung und regionalen Belegenheit wurden die Binnenhäfen Trier, Wörth, Speyer, Ludwigshafen und Andernach näher betrachtet und Interviews geführt. In den Gesprächen sollten die möglichen Potenziale zur Errichtung eines H₂-Ökosystems ermittelt werden. Hinzu kam der Hafen Bendorf, da die Stadt aktuell als „HyStarter“ Aktivitäten zur Entwicklung einer H₂ Wirtschaft betreibt. Die Betankung der Binnenschiffe (Schiffsdiesel) findet in aller Regel nicht via Hafen statt. Die Binnenschiffe nutzen üblicherweise den Bunkerservice auf der Strecke.

Der **Binnenhafen Trier** (120 ha) ist der einzige Moselhafen und hat regionale Bedeutung zur Bedienung des Hinterlandes im Umkreis von 80 bis 100 km. Industriebetriebe nutzen den Hafen für den internationalen Warenaustausch. Das Umschlagsvolumen liegt bei jährlich 1,45 bis 1,7 Mio. Tonnen. Neben dem regen Containerumschlag (Güter aller Art) besticht der Hafen durch ein Tanklager (33.000 m³, 17 Einzeltanks, 2 Anlegestellen mit Rohrleitungen zu den Tanks). Kernprodukte sind Heizöl und Diesel. Der Hafen Trier ist als potenzieller Umschlagknoten für Wasserstoff denkbar. Die Nutzung des Tanklagers wäre allerdings nur für Wasserstoff mit Trägermedium (LOHC) vorstellbar. Der Transport und der Umschlag von Flüssigwasserstoff zieht erheblichen Mehraufwand durch nachgelagerte Logistik nach sich. Entwicklungspotenzial für Wasserstoff ist vorhanden: Vertrieb / Logistik, Containertransport / Stahlwerk / Reifenhersteller / Schrottbearbeitung / Automobilzulieferer etc. Ein Masterplan ist in Vorbereitung. Klimaneutralität unter Berücksichtigung von Wasserstoff wird angestrebt.

Der **Binnenhafen Wörth** (186 ha) liegt in direkter Nachbarschaft zum LKW-Werk von Daimler-Truck. Der Hauptzweck ist der Container- und Fahrzeugumschlag. Der Schiffsumschlag liegt jährlich bei ca. 820.000 Tonnen. Das Container-Terminal bedient neben dem Daimler LKW-Werk auch ein regionales und überregionales Einzugsgebiet im Seehafen-Hinterlandverkehr. Im Rahmen des anstehenden Ausbauprogramms sollen neben Verwaltungsgebäude, Parkhaus, autonom fahrende Kranmodule, Gleisusbau auch Infrastrukturaufrüstungen mit LKW Batterieladung, H₂-Tankstelle berücksichtigt werden. Das Potenzial für einen H₂-Umschlagknoten ist gegeben.

So beabsichtigt die hafenseitig angesiedelte Papierfabrik Palm die Inbetriebnahme eines neuen Gas- und Dampfkraftwerks (GuD-Anlage) zur Versorgung des Standortes mit Dampf und Strom. Die Anlage soll zu 50 % mit Wasserstoff betrieben werden, der dem Erdgas beigemischt wird. Die jährlichen H₂-Ausspeisungsmengen sind mit 660.000 MWh_{th} ab 2023 prognostiziert. Bei der Netzausbauplanung ist das Projekt angemeldet.

Der **Binnenhafen Bendorf** (16 ha) hat ein jährliches Umschlagvolumen von 1.900.000 Tonnen. Umgeschlagen werden neben Benzin und Gasöl insbesondere Ton, Holz, Lysit, Erde, Dünger, Zementklinker, Betonsegmente, Stahl, Möraene, Bims und Mais. Das Tanklager hat ein Fassungsvermögen von 145.000 m³. Der Hafen hat aufgrund der Lage an einer potenziellen Hauptverbindungsachse die Chance, sich zu einem Umschlagknoten für Wasserstoff zu entwickeln. Die Stadt Bendorf wurde im Bundesprogramm als „HyStarter“ aufgenommen und wird die weiteren Potenziale der H₂-Wirtschaft unter Einbeziehung des Binnenhafens prüfen. Es gibt bereits konkrete Ideen, in Zusammenarbeit mit dem Landkreis u. a. einen Schwerpunkt der H₂-Wirtschaft zu entwickeln mit Bendorf als Impulsegeber und Nukleus. Eigentümer sind die Stadt Bendorf (90 %) und die Fa. Kann GmbH (10 %).

Binnenhafen Ludwigshafen

Der **Binnenhafen Ludwigshafen** (120 ha, Abbildung 4-12) besteht aus den Teilbereichen Nordhafen, Stromhafen, Luitpoldhafen, Mundenheimer Altrheinhafen und Kaiserwörthhafen. Mit einem Schiffsgüterumschlag von rund 7 Mio. Tonnen und einem Containerumschlag von rund 85 Mio. EUR. rangiert Ludwigshafen bezüglich des Güterumschlages an fünfter Stelle in Deutschland und verfügt zudem über einen der modernsten und sichersten Tankschiffhäfen Europas. Am Chemiestandort Ludwigshafen sind die im Hafen operativ tätigen Unternehmen im Umgang mit explosionsfähigen Materialien erfahren. Der Hafen ist als H₂-Umschlagknoten bestens geeignet.

Abbildung 4-12 Der Binnenhafen Ludwigshafen am Rhein erstreckt sich über eine Gesamtfläche von 120 ha. Foto: Upper Rhine Ports – Ludwigshafen am Rhein mit freundlicher Genehmigung.



Tanklager für Flüssigwasserstoff sind nicht vorhanden und müssten gegebenenfalls neu geschaffen werden. Es wird auch der Einsatz des LOHC-Verfahrens erwogen, um möglicherweise auf vorhandene Tankanlagen zurückzugreifen. Zumindest sollen im Hinblick auf die bestehende Infrastruktur die Möglichkeiten und Chancen der LOHC-Technik näher betrachtet werden. Es gibt Überlegungen, die LKW-Flotte der am Hafen angesiedelten OQEMA Terminal GmbH auf Wasserstoff umzustellen und dazu eine Betankungsinfrastruktur zu schaffen. Es ist auch beabsichtigt, ab 2024 zwei Binnenschiffe mit H₂-Brennstoffzelle zu betreiben. In Anbetracht der enormen Mengen an benötigter Eigenenergie erscheint für einen angestrebten klimaneutralen Betrieb auch der Einsatz von Wasserstoff interessant. Fa. Triwo beabsichtigt in Verbindung mit einer PV-Anlage 12 MWp grünen Wasserstoff vor Ort zu produzieren und auch Anlegestellen für die Betankung von Schiffen mit Wasserstoff einzurichten. Der Binnenhafen Ludwigshafen pflegt eine enge Zusammenarbeit mit dem benachbarten Hafen Mannheim (rund 7 Mio. Tonnen Umschlagvolumen). Das Hafenzentrum Mannheim/Ludwigshafen als zentraler Umschlagplatz und Drehscheibe in der Metropolregion Rhein-Neckar gilt als zweitgrößter Binnenhafen Europas.

Der **Binnenhafen Andernach** ist zu einem der bedeutendsten Umschlagplätze am Mittelrhein gewachsen und wird von den Stadtwerken Andernach betrieben. Er ist nicht nur der umschlagsstärkste Hafen am Mittelrhein, sondern bietet auch die umfangreichsten Lagerkapazitäten. Andernach mit einem jährlichen Güterumschlag von über 3 Mio. Tonnen hat eine besondere Bedeutung für die Bedienung des überregionalen Hinterlandes (Schwerlast, Schüttgüter und Stückgut, Container, Lagerung). Das Tanklager mit 25.000 m³ ist verpachtet. Die jährliche Umschlagmenge an Brenn- und Treibstoffen (Diesel, Heizöl, Benzin, Ethanol) liegt bei rd. 490.000 Tonnen. Die Besonderheit des Hafens Andernach liegt darin, dass die Stadtwerke 35 ha der insgesamt 38 ha Hafenfläche selbst betreiben. Dies versetzt die Stadtwerke in die Lage, kurzfristig und ohne hohen Bürokratieaufwand, innovative Aktivitäten umzusetzen. Grundsätzlich besteht ein hohes Interesse an der klimafreundlichen Antriebstechnologie der hafenseitig eingesetzten Nutz- und Transportfahrzeuge, sobald die H₂-Technik dafür angeboten wird. Hier wäre man auch für ein Pilotprojekt aufgeschlossen. Neben diesen Anwendungen gibt es auch Sympathien, ein H₂-Ökosystem mit Erzeugung von grünem Wasserstoff über Elektrolyseur (PV-Freifläche), Verdichtung, Transport,

Tankstelle etc. aufzubauen. Durch Umorganisation/ Umwidmung wäre vorstellbar, zu gegebener Zeit die dafür erforderlichen Flächen bereitzustellen.

Der **Binnenhafen Speyer** gehört bezüglich Größe (34,5 ha) und Umschlagvolumen (922.000 t) zwar nicht zu den größten Binnenhäfen in Rheinland-Pfalz. Aufgrund der Nato-Pipeline und den Flugzeugwerken hat Speyer jedoch strategische Bedeutung. Das Tanquid Tanklager und das Chemieunternehmen Haltermann sind Eigentümer der Lager- bzw. Produktionsflächen und schlagen im Hafen wasser- und bahnseitig flüssige Massengüter um (Gesamtumschlag ca. 0,7 – 0,8 Mio. t p.a.). Die Firma Haltermann produziert Vorprodukte für die chemische Industrie. In großem Umfang werden sowohl Rohstoffe als auch verarbeitetes Material auf das Binnenschiff und die Bahn umgeschlagen. Das Tanklager mit 56 Tanks unterschiedlicher Größe bietet insgesamt eine Lagerkapazität von rund 800.000 m³ und versorgt die Region mit Mineralölerzeugnissen.

Aufgrund des enormen Energiebedarfes der ansässigen Unternehmen besteht ein großes Abnahmepotenzial von Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Produktionsprozesse. Dabei ragt Grünzweig & Hartmann (Dämmstoff- und Isoliertechnik) mit einem sehr hohen Energiebedarf heraus. Seitens der Stadtwerke Speyer GmbH gibt es konkrete Pläne zur Produktion von grünem Wasserstoff über einen größeren Windpark und Elektrolyseur. Bestehende Tanklager unterschiedlicher Größenordnung wären für den Umschlag von Wasserstoff mittels Trägermedium geeignet. Flüssigwasserstoff könnte zudem in vorhandenen Gas-Kugeln nach entsprechender Umrüstung gelagert bzw. umgeschlagen werden.

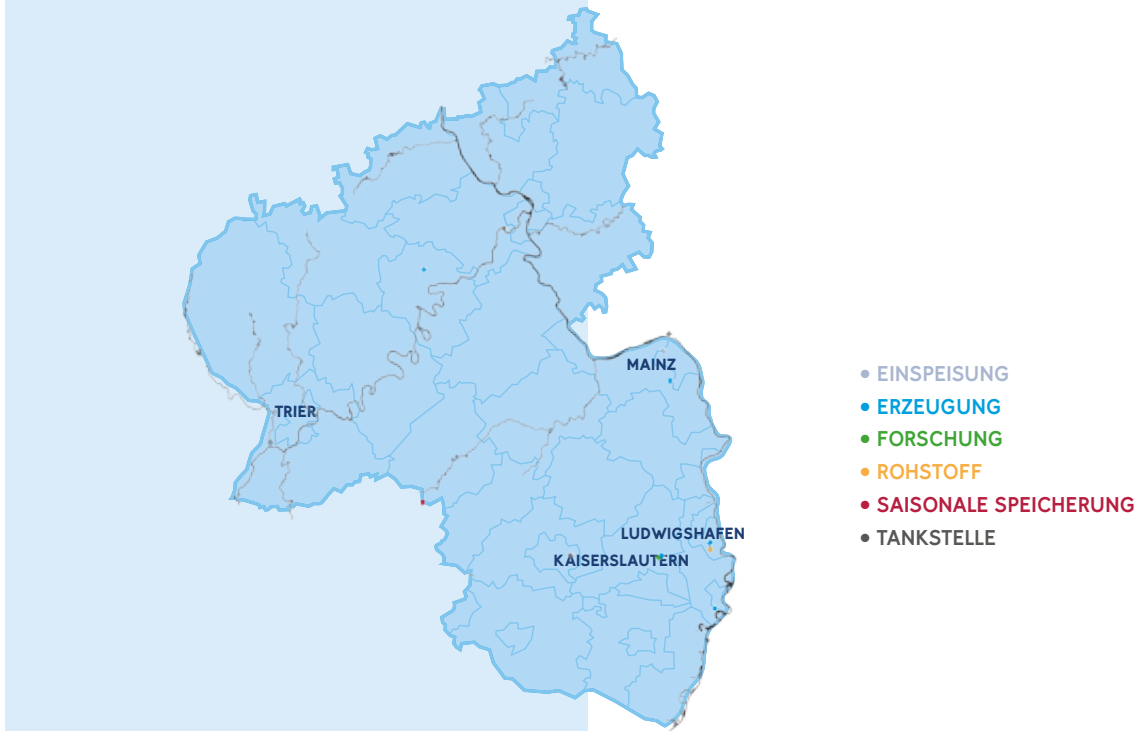


Abbildung 4-13: H₂-Anwendungen, einschließlich Planungen bis 2026.

4.3.6 H₂-Anwendungen

Neben der bereits erwähnten, gerade für Rheinland-Pfalz wichtigen stofflichen Nutzung (vgl. Abbildung 4-13) findet Wasserstoff grundsätzlich im Antriebsbereich in Kombination mit Brennstoffzelle und Elektroantrieb oder im H₂-Verbrennungsmotor Verwendung. Eine weitere Anwendung ist die Wärme- oder Kraft-Wärmegewinnung in Industrie oder Gebäuden, wobei Wasserstoff langfristig einen möglichen Ersatz für Erdgas bieten könnte. Auch kann Wasserstoff heute bereits dem Erdgas im Netz in gewissen Grenzen beigemischt werden. Dies geschieht in Rheinland-Pfalz heute bereits im Energiepark Mainz (vgl. Abbildung 4-14). Außerdem kann Wasserstoff als Energiespeicher dienen, wenn die erforderlichen Speicherkapazitäten oberhalb von Batterie- und unterhalb von Pumpspeicherkraftwerken oder Druckspeichern liegen. Die Rückverstromung erfolgt dann mittels Brennstoffzelle oder, deutlich ineffizienter aber dafür dynamisch fahrbar, mittels Gasturbine. Ein Projekt mit dem Element „saisonale Speicherung“ am „Umwelt-Campus Birkenfeld“ (vgl. Abbildung 4-14) wurde im Juli 2022 bewilligt.

Dementsprechend ist Wasserstoff ein mögliches Bindeglied für die Sektorenkopplung. Kaisersesch ist

einer der drei Standorte des „SmartQuart“-Projekts, einem der „Reallabore der Energiewende“. Eines der drei Quartiere liegt in Rheinland-Pfalz. Im „Wasserstoff-Quartier“ Kaisersesch wird schwerpunktmäßig die Sektorenkopplung mittels der H₂-Technik demonstriert^[15]. Neben Erzeugung über Elektrolyse sind auch die Speicherung in einer Pipeline, Konversion in den flüssigen Energieträger LOHC (mit angedachter Versorgung von Zügen) und die Nutzung von Wasserstoff in speziell entwickelten Brennwärmtarmermen (vgl. Abbildung 4-14) geplant. Auch der Betrieb einer Bahnlinie mit Wasserstoff ist eine mögliche Option^[22], erfordert aber noch erhebliche vergaberechtliche (europaweite öffentliche Ausschreibung) und planerische Anstrengungen.

Neben der vorhandenen Tankstelle in Koblenz Metternich (700 bar) sind weitere Tankstellen in Mainz (Gewerbetrieb Mainz bzw. Mainzer Stadtwerke, „HyExperts“-Projekt, 700 und 350 bar), in Speyer (Tankstelle für Sammelfahrzeuge, 350 bar), in Ludwigshafen (zwei öffentliche Tankstellen „H2Rivers“) und Kaiserslautern geplant. Die dortige „Blue Corridor“-Initiative der SWK (Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG), der WVE GmbH (Wasser, Versorgung, Energie) und der ZAK (zentrale Abfallwirtschaft Kaiserslautern) plant die Herstellung von Wasserstoff

mit Strom aus einem Biomasse-Kraftwerk. Lagerung und Nutzung z. B. bei Abfall-Sammelfahrzeugen sind weitere Projektziele.

Am „Umwelt-Campus Birkenfeld“ wird eine ÖPNV-Bustankstelle (350 bar) im Rahmen des im Juli 2022 bewilligten Klimaschutzprojekts der Verbandsgemeinde (4.5 Mio. Euro Fördersumme des BMWK) entstehen. Schon bei der Vergabe des Busbündels Birkenfeld wurde für das hier angesprochene Los im Rahmen der Vereinbarungen mit den Verkehrsunternehmen die Voraussetzungen geschaffen, dass der Brennstoffzellenbus im regulären Busbetrieb eingesetzt und getestet werden kann. Natürlich wird am Umwelt-Campus Birkenfeld Wasserstoff auch in der Brennstoffzellenforschung verwendet, ebenso wie bei „KST Motorenversuch“ (Projekt mit Pfalzer AG in Planung), wo bereits privatwirtschaftliche

Forschungsarbeiten mit H₂-Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellenantrieben durchgeführt werden (vgl. Abbildung 4-14).

HyLand - H₂-Regionen in Deutschland

„HyLand - H₂-Regionen in Deutschland“ ist ein 2019 vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) ausgerufenen Wettbewerb, der sich bereits in der zweiten Runde befindet. HyLand motiviert Akteure in allen Regionen Deutschlands Konzepte mit H₂-Bezug zu initiieren, zu planen und umzusetzen. In allen drei Kategorien HyStarter, HyExperts und HyPerformer wurden Projekte aus Rheinland-Pfalz in das Förderprogramm aufgenommen, befinden sich bereits in der Ausführung bzw. stehen unmittelbar am Start.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die für Rheinland-Pfalz relevanten Projekte.

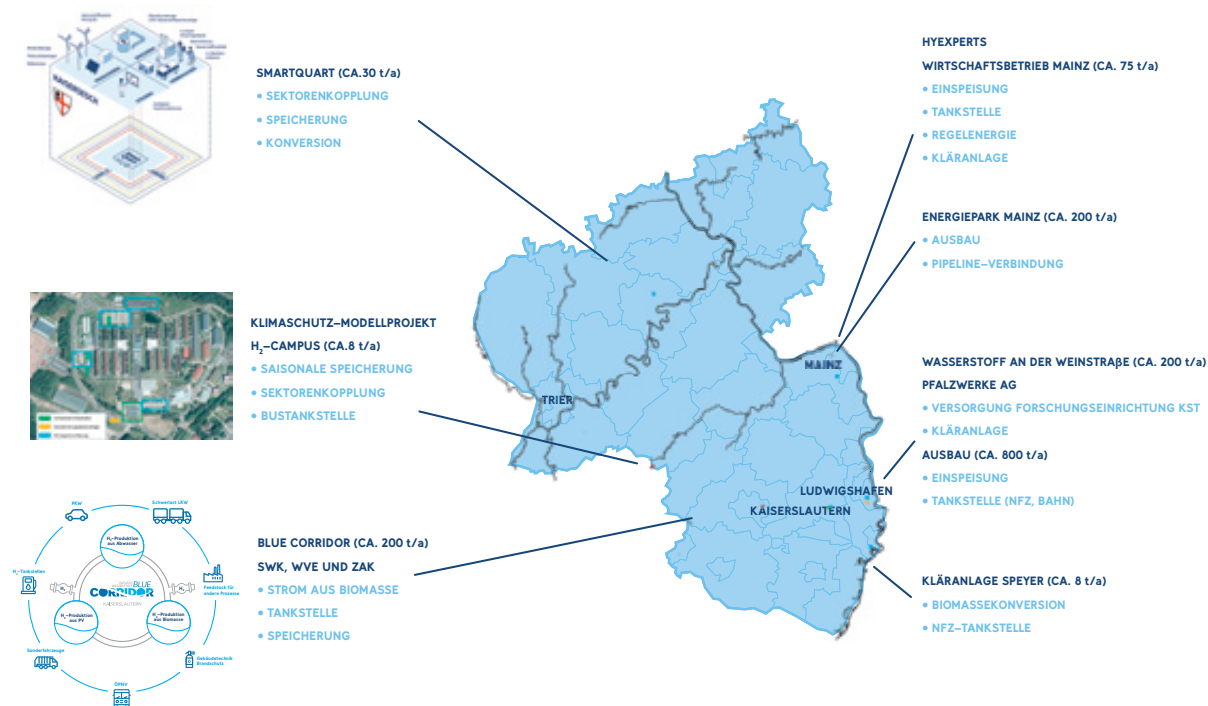


Abbildung 4-14: Einige konkrete H₂-Anwendungen bis ca. 2026 in Rheinland-Pfalz. Darstellungen Smart-Quart, H₂-Campus und Blue Corridor mit freundlicher Genehmigung.

KATEGORIE	ANTRAGSTELLER/ PARTNER	PROJEKTHALT	FÖRDERUNG
HYPERFOR- MER	Metropolregion Rhein-Neckar mit 17 Partnern	H2Rivers sorgt mit der Anschaffung von 78 PKW und leichte Nutzfahrzeuge, 62 Bussen, 10 Flurförderfahrzeugen, 3 Müllsammelfahrzeugen und 2 Straßenmeistereifahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb für die Nachfrage nach Wasserstoff. Gleichzeitig wird die erforderliche Infrastruktur gebaut. Dazu gehört der Bau des „H ₂ Hub“ in Mannheim, auf dem 400 t Wasserstoff pro Jahr konfektioniert und über eine Hochleistungsabfüllanlage bei 300 bar beziehungsweise 700 bar in Trailer abgefüllt werden können. Darüber hinaus werden in Waiblingen in einer 2-MW-Elektrolyseanlage bis zu 240 t Wasserstoff pro Jahr erzeugt.	Investition: 56 Mio. EUR Förderung: 20 Mio. EUR Start: Sept 2021 Laufzeit: 3 Jahre
HYEXPERTS	Landeshauptstadt Mainz MaHYnzExperts	Entwicklung eines koordinierten Ausbauplans für Wasserstoff in Mainz; Erkennung von Potenzialen der Schlüsseltechnologie Wasserstoff; Erstellung tragfähiger Konzepte; Gutachten: Untersuchung lokaler Erzeugung, Verbrauch, zugehöriger Infrastruktur, Distribution, Speicherung und Importbedarf	400.000 EUR vom BMDV (NIP2) zur Erstellung eines Feinkonzepts
HYSTARTER REGION WESTPFALZ	Städte Kaiserslautern, Pirmasens, Zweibrücken, Landkreise Kusel, Kaiserslautern, Südwestpfalz, Donnersbergkreis und diverse weitere Akteure	Produktionspotenzial: Bis 2030 ca. 2,4 GW durch Erneuerbare Energien Distributionspotenzial: Transeuropäische Gaspipelines in der Region Anwendungspotenzial: Mobilität (Busse, Müllfahrzeuge, LKWs, Züge, Landmaschinen), Industrie (energieintensive Betriebe), neue Geschäftsmodelle Verknüpfung mit anderen zukunftsorientierten Technologien (Kreislaufwirtschaft, Digitalisierung) Nutzung von Synergieeffekten und Wissenstransfer zwischen den Akteuren Westpfalz als „Reallabor“ für strukturierte Lösungen im ländlichen Raum Brückenschluss zwischen den umliegenden H ₂ -Regionen	Fachliche und organisatorische Begleitung bei der Entwicklung des regional zugeschnittenen H ₂ -Konzepts und der Bildung eines Netzwerks für lokale H ₂ -Akteure
REGION RHEINHES- SEN-NAHE	Landkreise Bad Kreuznach, Mainz, Bingen und Alzey-Worms	Klärung folgender Fragen: Welche Akteure und Akteursgruppen können durch den Einsatz von Wasserstoff dekarbonisiert werden? Wo und in welchen Mengen können durch den Einsatz von Wasserstoff Emissionen nachhaltig gespart werden? Welche Implikation hat die Nutzung von Wasserstoff auf andere Umweltaspekte, z. B. Wasserhaushalt der Region? Wer sind mögliche H ₂ -Produzenten und Konsumenten in der Region? Klärung konkreter Einsatzgebiete: Einsatz von Wasserstoff im Öffentlichen Personennahverkehr Erzeugung von Wasserstoff aus biogenen Reststoffen Integration des Wasserstoffs in regionale Stoff- und Energiekreisläufe	dto.
BENDORF	Stadt Bendorf	Klimaneutrale Energiebereitstellung, Aufbau von dezentralen Infrastrukturen zur Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, Weiterentwicklung des Bendorfer Binnenhafens als H ₂ -Umschlagplatz, Entwicklung eines überregionalen Innovations- und Wissensstandort, H ₂ -Tankstelle als Pilotprojekt	dto.

Hochschulstandorte in Rheinland–Pfalz

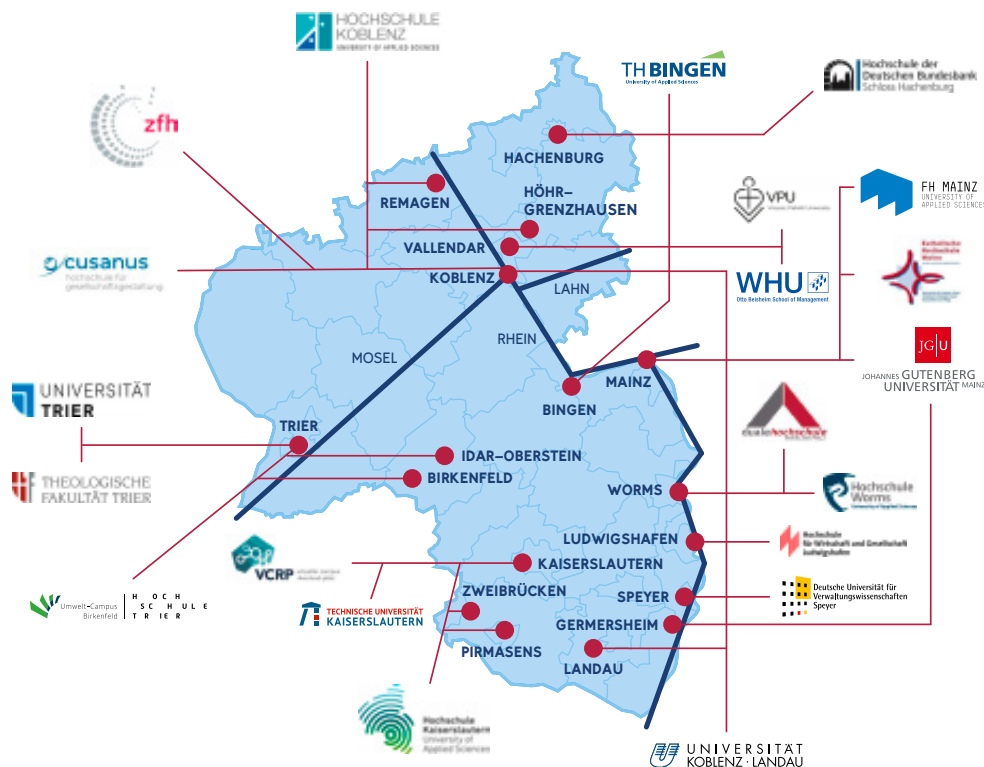


Abbildung 4–15: Die Hochschulen des Landes Rheinland–Pfalz^[29].

4.4 Unsere Lehr- und Forschungslandschaft

4.4.1 Unsere Lehrlandschaft

Die Karte in Abbildung 4–15 gibt die Hochschullandschaft in Rheinland–Pfalz^[29] wieder.

Von den Hochschulen des Landes sind zunächst solche mit technischnaturwissenschaftlichen Studienangeboten für das Themengebiet Wasserstoff interessant. Es handelt sich um die Universitäten:

- » Johannes Gutenberg–Universität Mainz (JGU)
- » Technische Universität Kaiserslautern (TUK)
- » Universität Koblenz–Landau
- » Universität Trier

sowie um die Hochschulen:

- » Technische Hochschule Bingen
- » Hochschule Kaiserslautern
- » Hochschule Koblenz
- » Hochschule Mainz
- » Hochschule Trier – Trier University of Applied Sciences
- » Hochschule Worms

Alle angefragten Hochschulen verfügen über entsprechende Vorlesungsinhalte in einschlägigen Veranstaltungen aus den Bereichen Chemie/Elektrochemie, Thermodynamik, Energie- und Umwelttechnik sowie Fahrzeug-/Antriebstechnik. Es gibt eine dezidierte Professur für Wasserstoff in Rheinland–Pfalz: Professur für „H₂–Technologie und Brennstoffzellen/Erneuerbare Energien“ am „Umwelt–Campus Birkenfeld“ der Hochschule Trier.

Die TUK hat zudem eine sehr ausführliche Liste mit Lehrveranstaltungen und relevanten Studiengängen mit Angrenzung zum Themengebiet Wasserstoff zusammengetragen. Auf verschiedenen Ebenen wird das Thema hier im Rahmen von Bachelor-, Master und Diplomstudiengängen behandelt (vgl. Tabelle 4-3).

An der JGU werden naturgemäß eher naturwissenschaftliche Fächer angeboten, in denen das Thema Wasserstoff behandelt wird. Alle chemischen Grundlagenfächer vermitteln hier entsprechende Lehrinhalte für die Bachelorstudiengänge der Universität (vgl. Tabelle 4-4).

Derzeit verfügt mit der Hochschule Trier eine Hochschule in Rheinland-Pfalz über eine spezielle Lehrveranstaltung zum Thema H₂-Technologie und Brennstoffzellen auf Bachelor- und Masterniveau. Die Veranstaltung wird als Blockveranstaltung mit Praktikum am Ende des Wintersemesters am „Umwelt-Campus Birkenfeld“ angeboten und kann daher auch von Hörerinnen und Hörern anderer Hochschulen gut besucht werden. So werden hier Studierende aus Trier und Birkenfeld ebenso unterrichtet wie Studierende aus den USA („Clemson Summer School“) und künftig aus der Universität Oldenburg (vgl. Tabelle 4-5).

Tabelle 4-3: Lehrveranstaltungen mit Bezug zum Thema H₂-Technik und Studiengänge an der TUK.

TECHNISCHE UNIVERSITÄT KAISERLAUTERN

LEHRVERANSTALTUNG	ANGEBOTEN FÜR DIE STUDIENGÄNGE
Energietechnik I	<p>Bachelorstudiengänge Bio- und Chemieingenieurwissenschaften Energie- und Verfahrenstechnik Wirtschaftsingenieurwesen-Maschinenbau</p> <p>Masterstudiengänge Bioverfahrenstechnik Fahrzeugtechnik Lehramt Metalltechnik a. BBS (P) Produktentwicklung im Maschinenbau</p> <p>Diplomstudiengang Maschinenbau und Verfahrenstechnik</p>
Fahrzeugantriebe/Vehicle Propulsion Systems	<p>Masterstudiengänge Commercial Vehicle Technology Fahrzeugtechnik (P) Lehramt Metalltechnik a. BBS (P)</p> <p>Diplomstudiengang Maschinenbau und Verfahrenstechnik</p>
Fahrzeug- und Powertrainkonzeption	<p>Masterstudiengänge Fahrzeugtechnik Produktentwicklung im Maschinenbau</p>
Automotive Production	<p>Masterstudiengänge Commercial Vehicle Technology (P) Fahrzeugtechnik (P) Maschinenbau mit BWL + Produktionstechnik</p>

Tabelle 4-4: Lehrveranstaltungen mit Bezug zum Thema H₂-Technik und Studiengänge an der JGU.

JOHANNES GUTENBERG-UNIVERSITÄT MAINZ

LEHRVERANSTALTUNG	ANGEBOTEN FÜR DIE STUDIENGÄNGE
Allgemeine und Anorganische Chemie	Bachelorstudiengänge der Chemie
Physikalische Chemie	Bachelorstudiengänge der Chemie
Organische Chemie	Bachelorstudiengänge der Chemie

Tabelle 4-5: Lehrveranstaltungen mit Bezug zum Thema H₂-Technik und Studiengänge an der HS Trier (Standorte Trier und Birkenfeld sowie externe Hörer.)

HOCHSCHULE TRIER (STANDORTE TRIER UND BIRKENFELD)

LEHRVERANSTALTUNG	ANGEBOTEN FÜR DIE STUDIENGÄNGE
Thermodynamik und Physikalische Chemie	Bachelorstudiengänge Angewandte Naturwissenschaften u. Technik Wirtschaftsingenieurwesen/Umweltplanung Erneuerbare Energien
Energietechnik	Bachelorstudiengänge Angewandte Naturwissenschaften u. Technik Wirtschaftsingenieurwesen/Umweltplanung Erneuerbare Energien
H ₂ -Technologie und Brennstoffzellen (Blockveranstaltung mit Praktikum)	Bachelorstudiengänge Fahrzeugtechnik (Trier) Produktentwicklung im Maschinenbau (Birkenfeld) Angewandte Naturwissenschaften und Technik (Birkenfeld) Masterstudiengänge Verfahrenstechnik (Birkenfeld) Umweltorientierte Energietechnik (Birkenfeld) Elektromobilität (Trier) Postgraduate Programme Renewable Energy (Universität Oldenburg) Clemson Summer School (Clemson University)

4.4.2 Unsere Forschungslandschaft

Rheinland-Pfalz verfügt sowohl über Forschungseinrichtungen an Hochschulen sowie über außeruniversitäre Forschungseinrichtungen als auch über industrielle Forschung. Im Folgenden wird die Forschungslandschaft thematisch gegliedert.

4.4.2.1 H₂-Speicherung

Aspekte der H₂-Speicherung wurden bereits an anderer Stelle (vgl. Abschnitt 3.2) diskutiert. Auch wurde in Abschnitt 4.3.5.1 auf die mögliche Speicherfunktion des Erdgasverteilnetzes hingewiesen. Lokal

kann reiner Wasserstoff vorrangig in flüssiger Form kryotechnisch oder unter Hochdruck in Stahl oder Verbundwerkstofftanks gespeichert werden^[13]. Für beide Systeme existieren im Land Entwickler: Cryotherm baut Tanks für tiefkalten Wasserstoff. Das Leibniz-Institut für Verbundwerkstoffe GmbH (IVW) arbeitet an der Fertigungstechnik für Drucktanks mit Carbonfaserverstärkung (vgl. Abbildung 4-16). Außerdem sind weitere Arbeiten zur Optimierung von kryogenen Speichersystemen geplant. An der Universität Koblenz-Landau gibt es eine Arbeitsgruppe, die sich mit möglicher Speicherung in Kohlenstoffsubstraten beschäftigt (vgl. Abbildung 4-16).

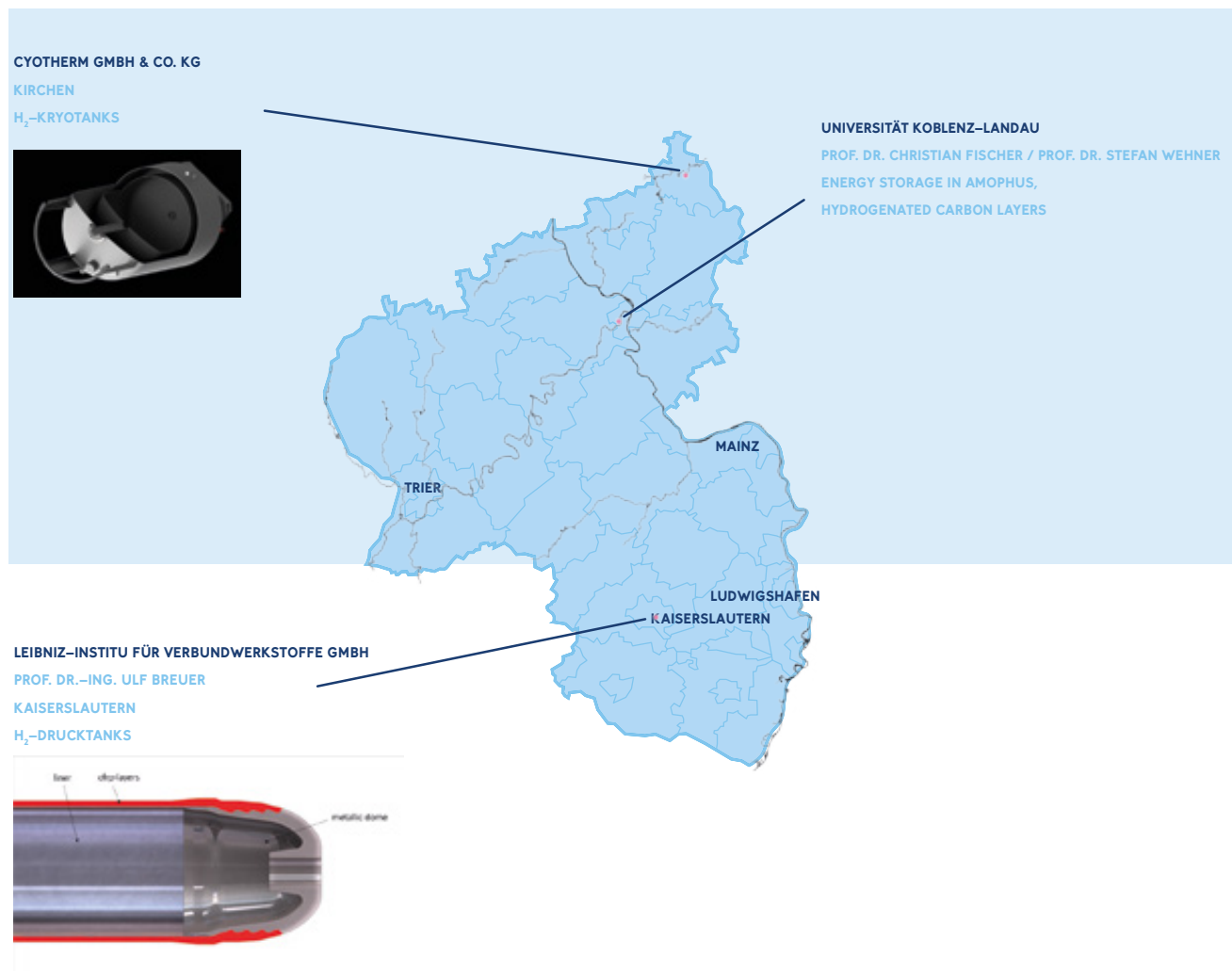


Abbildung 4-16 Standorte der Forschung an H₂-Speichern.

4.4.2.2 Sicherheit und Sensorik

Studien zur Sicherheit von H₂-Speichern werden bzw. wurden an der Hochschule Koblenz durchgeführt. Ein wichtiger technischer Sicherheitsaspekt ist die Möglichkeit der H₂-Detektion durch hochempfindliche Sensorik, wie sie am Fraunhofer IMM entwickelt wird (vgl. Abbildung 4-17).

4.4.2.3 (Treibhausgasneutrale) Erzeugung von Wasserstoff

An zahlreichen Standorten in Rheinland-Pfalz wird die klimaneutrale Erzeugung von Wasserstoff auf verschiedenen Technologieebenen untersucht (vgl. Abbildung 4-18). Die AG Waldvogel an der JGU Mainz untersucht neue Ansätze für Elektrokatalysatoren für die Elektrolyse (vgl. Abbildung 4-18). Das „Kompetenzzentrum Brennstoffzelle“ und das Start-Up-Unternehmen

H₂CHEM arbeiten an Aspekten der Elektrolyse und Elektrosynthese auf Elektroden- und Zellebene (vgl. Abbildung 4-18). H₂-Erzeugung auf thermischem Weg (Reformierung) aus verschiedensten Ausgangsstoffen wie Kohlenwasserstoffen, Alkoholen und Ammoniak ist ein Schwerpunkt des Fraunhofer IMM in Mainz (vgl. Abbildung 4-18), die Aufspaltung von Methan in seine Bestandteile Wasserstoff und festen Kohlenstoff – die sog. Pyrolyse – ein Thema der BASF-Konzernforschung. Hierdurch können CO₂-Emissionen trotz Verwendung von Erdgas deutlich reduziert werden (vgl. Abschnitt 3.1); das Verfahren ist für verschiedene Methanquellen (Erdgas, Biomethan, grünes synthetisches Erdgas) anwendbar. Die Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse wird in Forschungsprojekten am „Prüf- und Forschungsinstitut Pirmasens e.V.“ und an der TH Bingen erforscht (vgl. Abbildung 4-18).

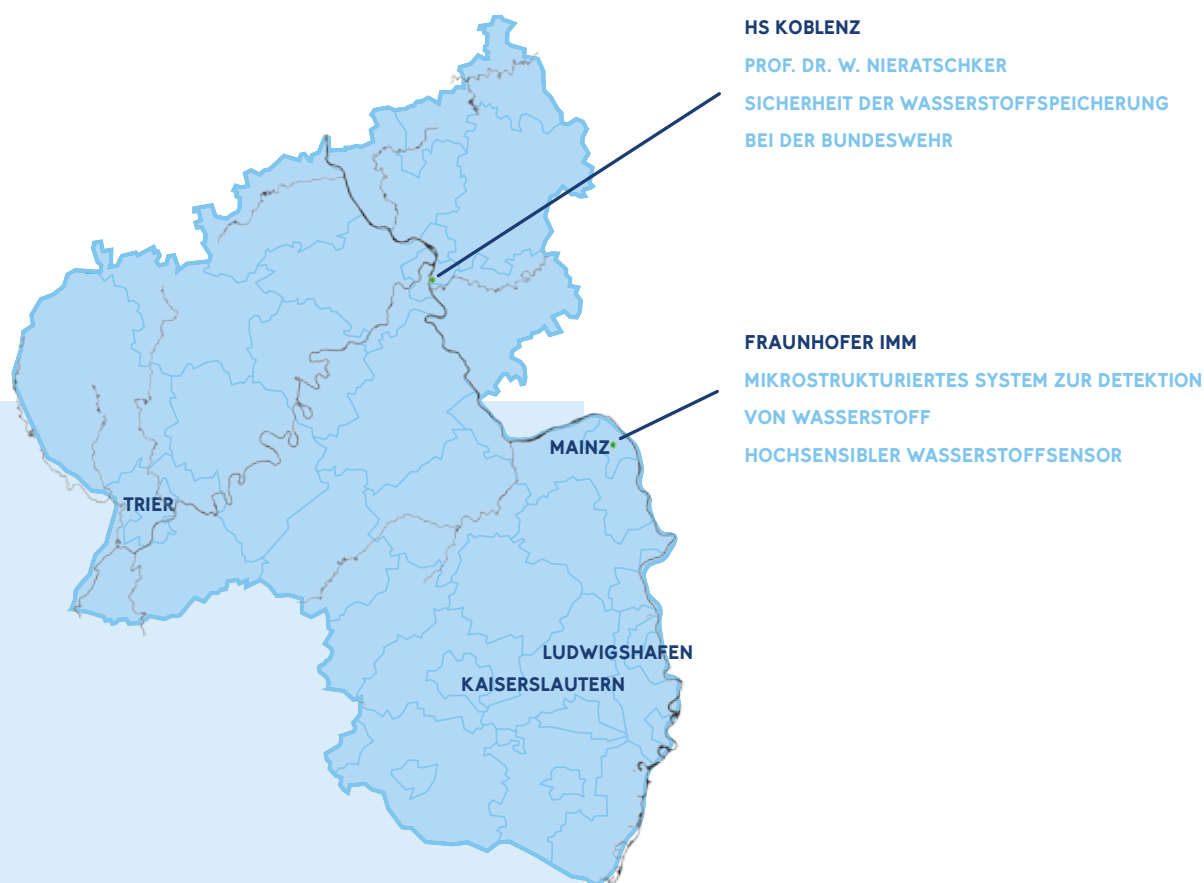


Abbildung 4-17: Forschung zur H₂-Sicherheit und H₂-Sensorik.

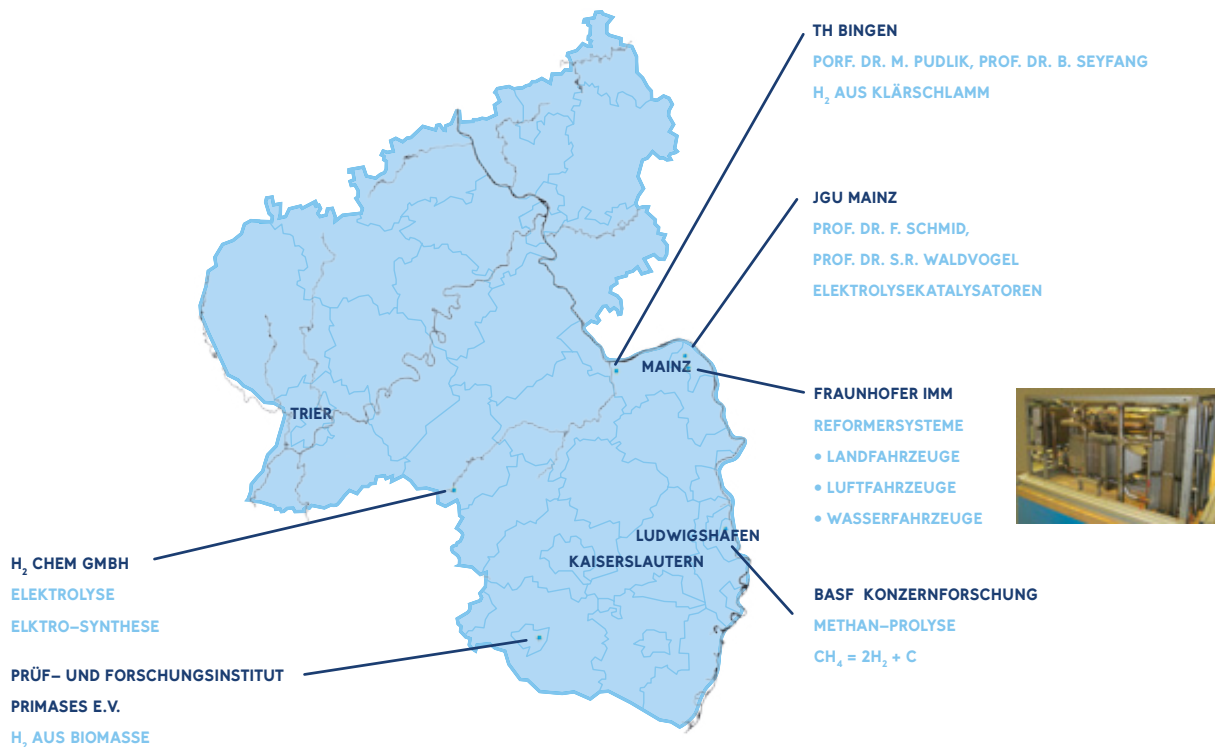


Abbildung 4-18: Forschungsstandorte in Rheinland-Pfalz für die H₂-Erzeugung.

4.4.2.4 H₂-Anwendungen

Die klassische Methode, Wasserstoff effizient zu nutzen, ist die Umkehrung der Elektrolyse, also die Verstromung mittels Brennstoffzelle (vgl. hierzu [Abschnitt 3.3](#)). Im Hausenergiesektor sind in Rheinland-Pfalz über 600 Anlagen mit über 520 kW installierter elektrischer Leistung vorhanden^[30] (vgl. [Abbildung 4-19](#)), die zusätzlich auch Wärme erzeugen (Mikro-BHKW). All diese Geräte arbeiten mit eingebautem Erdgasreformer, können aber auch Erdgas mit Beimischungen von Wasserstoff als Brennstoff nutzen. Inzwischen gibt es von Herstellern wie Viessmann auch Prototypen für reinen H₂-Betrieb. Diese Geräte werden auch im „Smart-Quart“-Teilprojekt Kaisersesch erprobt^[63].

Wie schon in [Abschnitt 3.3](#) diskutiert, liegt derzeit das Hauptaugenmerk für die mobile Brennstoffzelle im Nutzfahrzeugsegment, das in Rheinland-Pfalz eine besonders wichtige Rolle spielt.

Brennstoffzellentechnik wird derzeit in Rheinland-Pfalz aktiv an zwei Standorten entwickelt: Bei KST Motorentechnik in Bad Dürkheim und im „Kompetenzzentrum Brennstoffzelle“ am „Umwelt-Campus Birkenfeld“ (vgl. [Abbildung 4-20](#)). Der „Umwelt-Campus Birkenfeld“

entwickelt in enger Kooperation mit Kunden alle Komponenten (Membrantechnik, Membran-Elektroden-Einheit, Bipolarplatten, Zellstapel) der Membranbrennstoffzelle und auch kleinere Brennstoffzellensysteme vor Ort.

Zudem beschäftigt sich das Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (Fraunhofer ITWM) in Kaiserslautern mit der Simulation zur Optimierung von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren sowie mit der Simulation zur Optimierung logistischer Verteilnetze.

Der Einsatz von Wasserstoff in der Keramikproduktion ist ein Thema des Forschungsinstituts für Glas - Keramik GmbH in Höhr-Grenzhausen.

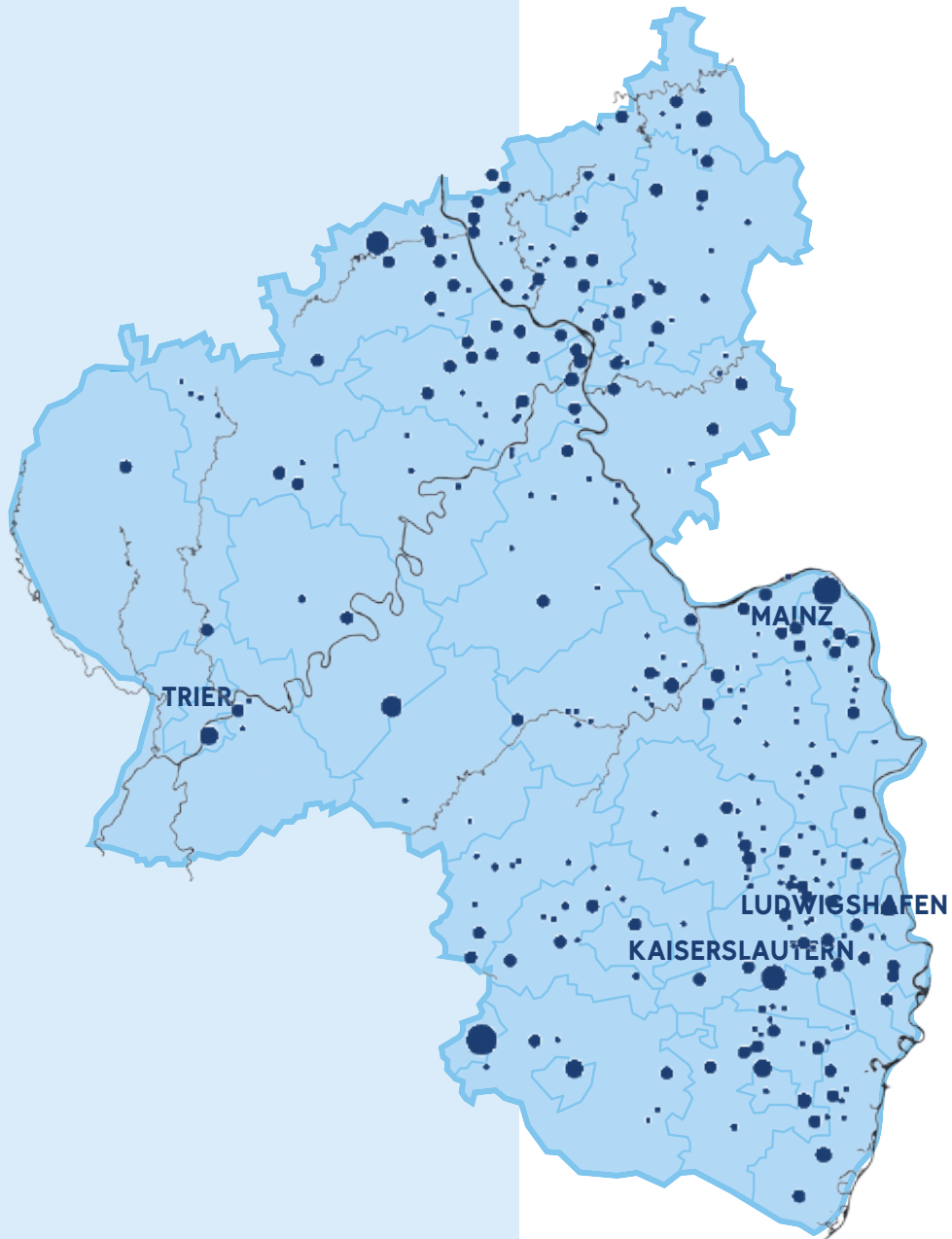


Abbildung 4-19: Brennstoffzellenheizsysteme in Rheinland-Pfalz^[30]. Die Darstellung reicht von Einzelanlagen bis zu 24 Einheiten in Mainz.

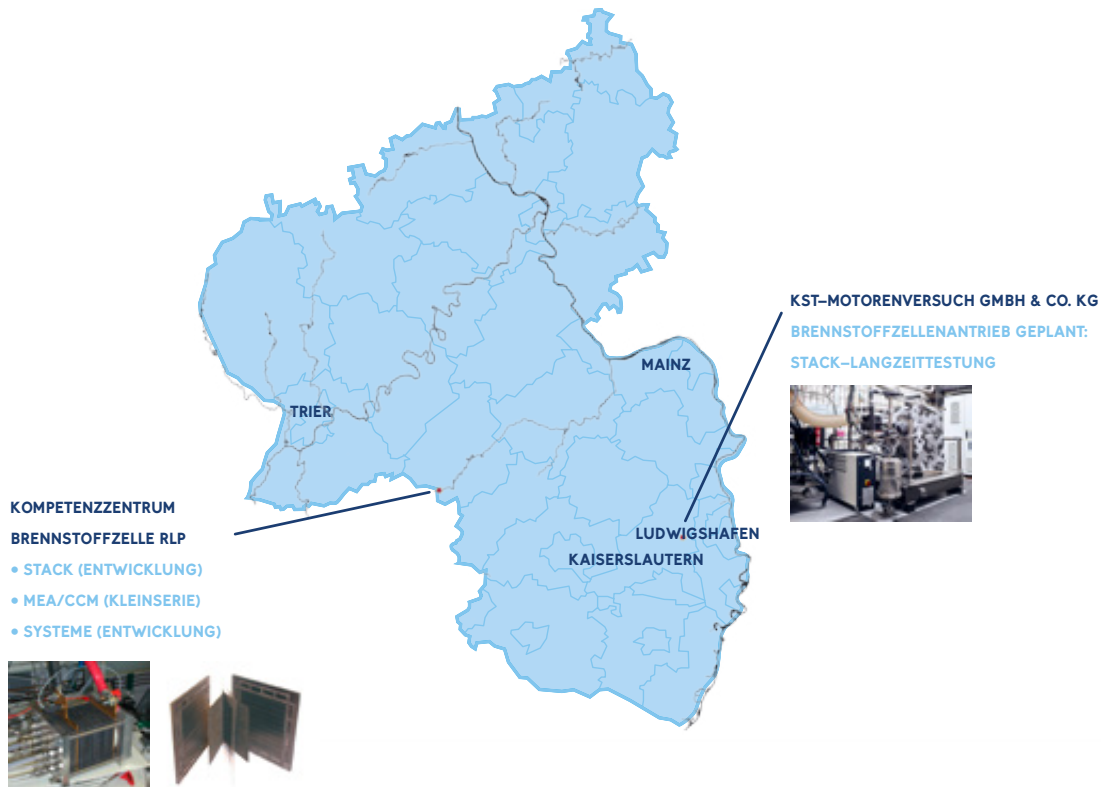


Abbildung 4-20: Forschungsstandorte für die Arbeit an H₂-Brennstoffzellen und -systemen.

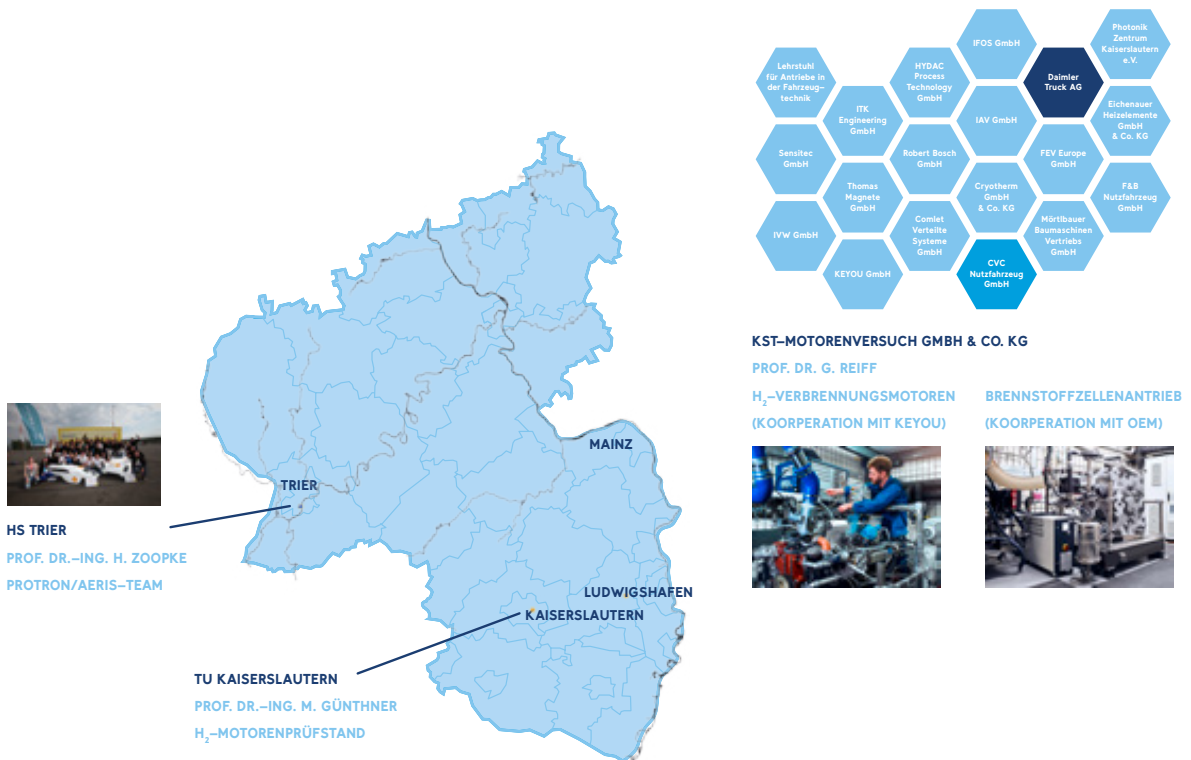



Abbildung 4-21: Forschungsstandorte für Antriebssysteme mit H₂-Verbrennungsmotoren und H₂-Brennstoffzellen.

TRANS- FORMATIONS- PFADE DES ENERGIE- SYSTEMS



KURZZUSAMMENFASSUNG

des Kapitels „Transformationspfade des Energiesystems in Rheinland-Pfalz mit Fokus auf Wasserstoff“

MODELL

- › Das Optimierungsmodell bildet räumlich und zeitlich detailliert Rheinland-Pfalz ab und berücksichtigt die Infrastrukturen für den deutschen, europäischen und globalen Energieaustausch. Rheinland-Pfalz wurde auf der Ebene der Landkreis und kreisfreien Städte (36 Regionen) modelliert.
 - › Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtkosten des Energiesystems. Damit gibt das Modell einen kostenoptimalen Benchmark vor.
- ## H₂-SZENARIO RHEINLAND-PFALZ
- › Insbesondere wurden für Rheinland-Pfalz die folgenden Ziele berücksichtigt:
 - › Treibhausgasneutralität innerhalb von Rheinland-Pfalz bis spätestens 2040
 - › Ausbau von PV und Wind um mindestens 500 MW pro Jahr bis 2030
 - › Ab 2030 bilanzielle Stromdeckung durch 100 % EE in Rheinland-Pfalz
 - › Das Erreichen der Treibhausgasneutralität in Rheinland-Pfalz spätestens bis 2040 sowie die bilanzielle Deckung der Stromnachfrage über EE erfordert einen hohen Ausbau an Windenergie und PV: Die derzeit installierte Leistung von Windenergie muss verdreifacht, die Leistung von PV verzehnfacht werden.
 - › Im Jahr 2040 kann rund ein Achtel der H₂-Nachfrage durch grüne H₂-Produktion in Rheinland-Pfalz selbst gedeckt werden. Die Industrie dominiert zu knapp Dreiviertel die H₂-Nachfrage.
 - › Durch die Umstellung von bestehenden Erdgaspipelines auf den H₂-Transport ist nur ein geringer Bedarf an neu zu installierenden Pipelines in Rheinland-Pfalz notwendig.

5 TRANSFORMATIONSPFADE DES ENERGIESYSTEMS IN RHEINLAND-PFALZ MIT FOKUS AUF WASSERSTOFF

Zur Erstellung einer H₂-Roadmap für das Land Rheinland-Pfalz ist es wichtig, die Stellung von Rheinland-Pfalz in einem treibhausgasneutralen Energiesystem in Deutschlands mit Unterstützung von Modellrechnungen und Szenarien aufzuzeigen. Das Ziel der Treibhausgasneutralität ist in Rheinland-Pfalz für den Zeitraum bis 2040 gesetzt. Dementsprechend ist ein früherer Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und die Kompensation von nichtvermeidbaren Treibhausgas-Emissionen in Rheinland-Pfalz erforderlich.

Basierend auf dem nationalen kostenoptimierten Transformationspfad des Energiesystems werden die notwendigen Pfade für Rheinland-Pfalz errechnet und die Bedeutung des Wasserstoffs für Deutschland und auch für Rheinland-Pfalz abgeleitet. Zur detaillierten Analyse des H₂-Systems im Transformationspfad werden zusätzlich zu den etablierten Energieträgern auch zukünftige H₂-Quellen und -Senken für Rheinland-Pfalz im Detail analysiert. Anhand der abgeleiteten H₂-Flüsse zwischen Erzeugung- und Nachfragezentren, wird der innerdeutsche und internationale Import von Wasserstoff nach Rheinland-Pfalz beschrieben. Aufbauend darauf wird die dafür notwendige Entwicklung der H₂-Infrastruktur näher beleuchtet.

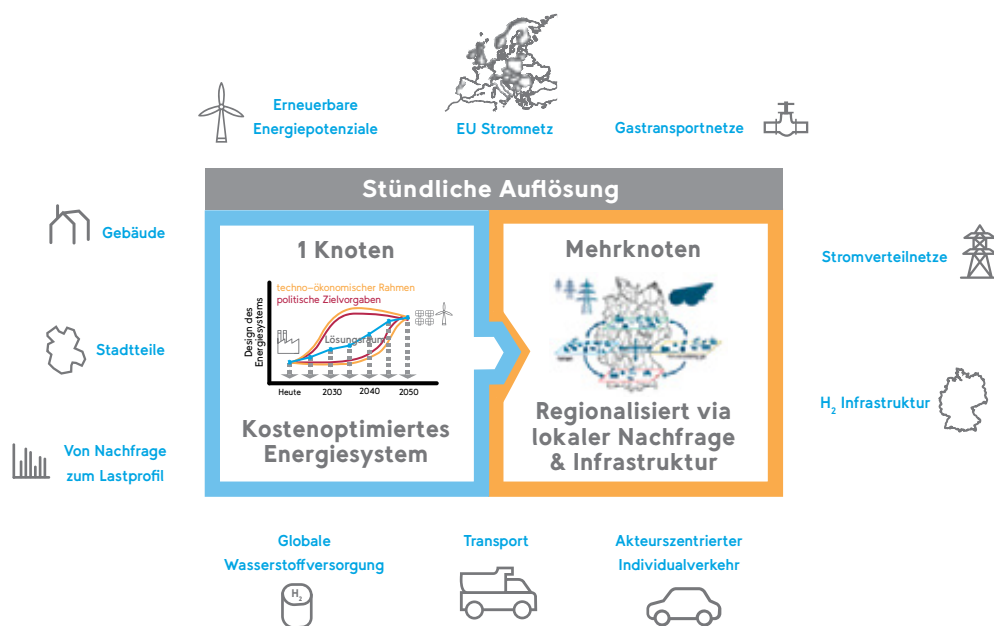


Abbildung 5-1: Übersicht Modell-Suite ETHOS

5.1 Modellierung und Rahmendaten

Am „Institut für Energie- und Klimaforschung – Technoökonomische Systemanalyse“ (IEK-3) des „Forschungszentrums Jülich“ wurde die Modellfamilie „ETHOS“ (Energy System Transformation paTHway Optimization Suite) entwickelt, mit der es u. a. möglich ist, für Deutschland kostenoptimale Treibhausgasreduktionsstrategien in unterschiedlichster Detailtiefe zu berechnen (vgl. Abbildung 5-1). Einige Modelle dieser Modellfamilie werden für die nachfolgenden Analysen eingesetzt.

Die Modellkomponenten werden miteinander gekoppelt und iterativ angewendet, so dass die jeweiligen Stärken der einzelnen Tools zum Tragen kommen. Zentrale Alleinstellungsmerkmale dieses Modellansatzes sind:

- » Detaillierte Abbildung von Power-to-X-Pfaden von der Primärenergie bis hin zur Nutzenergie
- » Berücksichtigung von sektoralen Wechselwirkungen und Gewährleistung von Konsistenz
- » Hohe zeitliche und räumliche Auflösung von Infrastrukturen und erneuerbarer Stromerzeugung
- » Abbildung von zukünftigen Energieinfrastrukturen (Strom, Gas, Wasserstoff) und Speichern mit hoher räumlicher Auflösung
- » Detaillierte Darstellung von erneuerbaren Potenzialen insbesondere Wind und PV sowie von Elektrolysestandorten
- » Abbildung von zukünftigen globalen Energiemärkten (z. B. Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe)
- » Ermittlung von robusten und gesamtwirtschaftlich optimierten Treibhausgasreduktionsstrategien unter Berücksichtigung von Datenunsicherheiten durch Anwendung neuer Methoden

Herzstück der Analysen ist das nationale Energiesystemmodell in ETHOS^[64], welches die Energieversorgung Deutschlands von der Primärenergie bis zur Endenergie über mehr als 1.300 potenzielle Technikoptionen und deren Verbindungen technoökonomisch abbildet. Die Besonderheit besteht darin, dass über alle Sektoren (Gebäude, Energiesektor, Industrie, Verkehr) hinweg verschiedenste Reduktionsmaßnahmen miteinander im Wettbewerb stehen. Der zugrunde gelegte Modellalgorithmus erlaubt es, unter dem Kriterium der Kosteneffizienz die kostengünstigsten Reduktionsmaßnahmen auszuwählen, die wiederum zu einer konsistenten, nationalen

Treibhausgasreduktionsstrategie zusammengeführt werden. Somit ist es mit dem nationalen Energiesystemmodell möglich, aus volkswirtschaftlicher Perspektive kostenoptimale Transformationspfade eines gesamten Energiesystems über einen Zeitraum bis zum Jahr 2045 und darüber hinaus zu berechnen.

Die Sektoren werden dabei in Form von zahlreichen relevanten Technologien bzw. Prozessketten abgebildet und über Energieflüsse verbunden. Die einzelnen Technologien werden mit charakteristischen Merkmalen energie-, emissions- und kostenseitig beschrieben. Um methodische Konsistenz und Reproduzierbarkeit zu gewährleisten, ist das Modell als ein geschlossenes Optimierungsmodell aufgebaut und darauf ausgerichtet, die Gesamtsystemkosten zu minimieren. Somit lässt sich unter Vorgabe der CO₂-Ziele eine aus volkswirtschaftlicher Sicht kostenoptimale Transformationsstrategie berechnen (vgl. Abbildung 5-2). Maßgebliche Einflussgrößen für die Optimierung sind energiebedarfsbestimmende Größen (wie zum Beispiel Bevölkerungsentwicklung, Bruttowertschöpfung, Güternachfragen, Verkehrsnachfragen), die nicht Bestandteil der Ergebnisse sind^[65].

Das Modell verfügt über eine hohe zeitliche Auflösung im Stundenbereich, um sowohl saisonale als auch tägliche Fluktuationen der Einspeisung von Erneuerbaren Energien und deren Auswirkungen auf das Energiesystem problemgerecht abbilden zu können. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung der Sektorenkopplung besteht ein besonderer Vorteil des Modellansatzes darin, alle Wechselwirkungen und Ausgleichseffekte des Energiesystems konsistent berücksichtigen zu können.

Das Modell verfügt darüber hinaus über einen methodischen Ansatz zur adäquaten Behandlung von Unsicherheit in der Kostenentwicklung der einzelnen Technologien bis zum Jahr 2045 und darüber hinaus^[67].

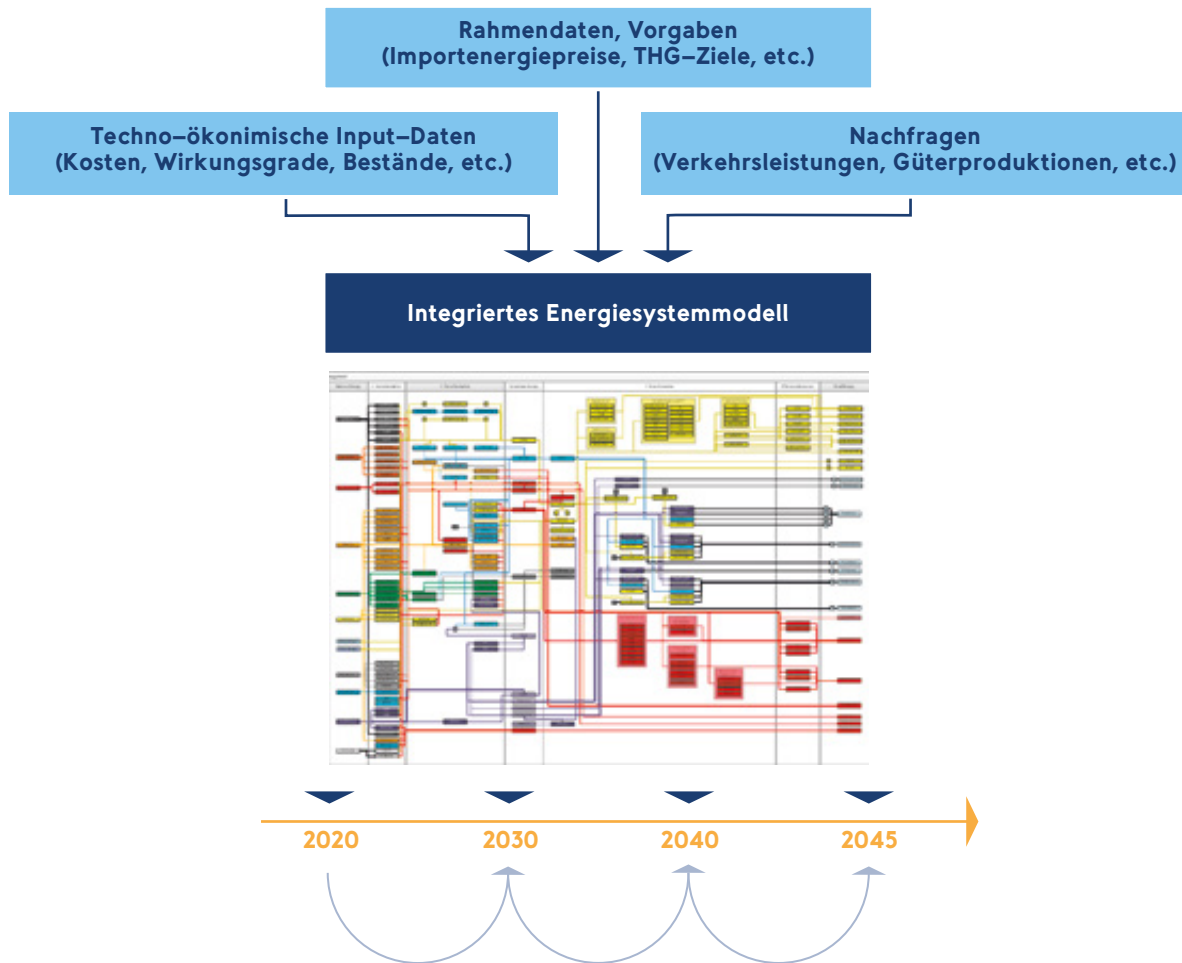


Abbildung 5-2: Schematische Darstellung für die Bestimmung des optimalen Transformationspfades für das Energiesystem^[66]

Die Stromerzeugung auf Basis von Windkraft und Photovoltaik, wird längen- und Breitengradgenau in stündlicher Auflösung analysiert. Hierzu werden in einem ersten Schritt mit dem opensource verfügbaren Modell zur Bestimmung der Landverfügbarkeit unter Angabe von sozioökonomischen Restriktionen (z. B. Mindestabstände zu Häusern oder Straßen etc.) die für Erneuerbare Energie zur Verfügung stehenden Flächen berechnet^[68]. Für die Winderzeugung in Deutschland werden die jeweils relevanten Abstandsregeln der einzelnen Bundesländer berücksichtigt. Auf der Basis von 37 historischen Wetterjahren werden entsprechende technoökonomische Erzeugungspotenziale analysiert. Diese wiederum gehen als Input in das nationale Energiesystemmodell ein.

Die Energieversorgung Deutschlands kann nicht losgelöst von Entwicklungen in der EU gesehen werden. So wird für den EU-Raum angenommen, dass die Ziele des „European Green Deal“ in den

Mitgliedsstaaten vollständig umgesetzt werden und Europa bis zum Jahr 2050 treibhausgasneutral ist. Auch gilt es, das globale Umfeld in den Blick zu nehmen. Auch hier wird von erheblichen weltweiten Aktivitäten zur Treibhausgasminderung ausgegangen, die dazu führen, dass sich die globalen Energiemärkte ändern werden. So wird in der Studie davon ausgegangen, dass sich ein internationaler Handel mit Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen etabliert. Mögliche Importe und Exporte dieser Energieträger sowie deren Potenziale werden simuliert. Hierbei werden windreiche Länder (z. B. Kanada, Chile, Island, Argentinien und China) sowie sonnenreiche Länder (z. B. Marokko, Peru, Chile, Algerien und Saudi-Arabien) detailliert betrachtet. Dazu wird von der Stromerzeugung, Umwandlung und Transport die gesamte Wertschöpfungskette bis zum Anlandungshafen in Deutschland technoökonomisch modelliert. Die Importkosten für die Energieträger (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe und synthetisches Methan) werden mit einer

Kosten-Mengenkurve an das nationale Energiesystemmodell übergeben. Somit kann das Modell auswählen, ob es beispielsweise kostengünstiger ist, Power-to-Fuel-Kraftstoffe in Deutschland herzustellen oder von einem der oben genannten Produktionsländer zu importieren.

Darüber hinaus bedarf die zentrale Lage Deutschlands im europäischen Stromsystem einer detaillierten Berücksichtigung der Stromimporte und -exporte. Das Stromsystemmodell in „ETHOS“^[69] analysiert das europäische Höchstspannungsnetz knotenscharf und liefert damit die Grundlage des Stromaustauschs für das nationale Energiesystemmodell. Da das europäische Ausland nicht Bestandteil der Optimierung ist, wird hier der Ausbau des Stromsektors auf Basis der Netzentwicklungspläne sowie der Zehnjahrespläne der „ENTSO-E“ zugrunde gelegt^[70].

Die Entwicklung des berechneten Transformationspfades des Energiesystems wird maßgeblich durch das Umfeld des Systems beeinflusst, das mit Hilfe von Rahmendaten beschrieben wird. Die gewählten Rahmendaten sind weitestgehend an den Datensatz der Studie „Klimapfade für Deutschland“^[71] des „Bundesverbandes der Deutschen Industrie“ (BDI) aus dem Jahr 2018 angelehnt worden (vgl. Tabelle 5-1). Demnach wird von einer Bevölkerungsentwicklung in Deutschland ausgegangen, die von ca. 81,5 Mio. Einwohnern heute bis zum Jahr 2050 auf ca. 76,6 Mio. sinkt. Entsprechend der sinkenden Bevölkerungszahl wird ebenfalls von einer rückläufigen Beschäftigtenzahl ausgegangen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass der bestehende Trend hin zu kleineren Haushaltsgrößen in Deutschland weiterhin anhalten wird. Danach wird bis zum Jahr 2050 von einer Erhöhung der Haushaltsanzahl um etwa 2 % (ca. 1 Mio. Haushalte) ausgegangen. Entsprechend wird sich die Wohnfläche ebenfalls um 11 % gegenüber heute im Szenario erhöhen. Der bereits beobachtete Trend hin zu einem größeren Pro Kopf Wohnflächenbedarf wird sich daher weiter fortsetzen.

Tabelle 5-1: Auswahl von wichtigen Rahmendaten (angelehnt an^[71])

RAHMENPARAMETER	2030	2040	2050
Bevölkerung in Mio.	81,2	79,3	76,6
Haushalte in Mio.	42,1	42,2	41,4
Wohnfläche in Mio. m ²	3.759	3.865	3.971
Beschäftigte in Mio.	43,2	40,8	39,1
Bruttowertschöpfung in Mrd. €/a	3.092	3.476	3.835
Personenverkehrsnachfrage in Mrd. Pkm	1.121	1.118	1.116
Güterverkehrsnachfrage in Mrd. tkm	692	861	945

Nach dem Szenario der BDI-Studie wird für die Analysen von einem allgemeinen jährlichen Wirtschaftswachstum von 1,2 % ausgegangen. Für die Bruttowertschöpfung der Industrie wird nach BDI die gleiche durchschnittliche Wachstumsrate angenommen. Diese Rate variiert jedoch je nach der spezifischen Industriebranche. Im Verkehr wird davon ausgegangen, dass die Personenverkehrsnachfrage analog zum Bevölkerungsrückgang gegenüber heute leicht rückläufig sein wird. Demgegenüber wird auch aufgrund des antizipierten Anstiegs der industriellen Wertschöpfung angenommen, dass die Güterverkehrsleistung gegenüber heute um knapp 50 % ansteigen wird. Für eine detailliertere Beschreibung der Rahmendaten sei an der Stelle an die vorherigen Studien verwiesen^[65].

Eine weitere Eingangsgröße sind die angenommenen Energiepreise. Die Preisprojektionen der Grenzübergangspreise für den Zeitraum von 2020 bis 2050 sind an die Studien^[72] (Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz) und^[71] (Szenario-Studie des Bundesverband der Deutschen Industrie) angelehnt worden. Die Trends der angenommenen Preisentwicklungen können auch in anderen Studien, wie dem World Energy Outlook^[73] beobachtet werden. Hierbei wird in den Szenarien davon ausgegangen, dass aufgrund einer beschleunigten

weltweiten Klimapolitik die globale Nachfrage nach fossilen Energieträgern mittelfristig sinken wird und nicht von weiteren Preissteigerungen in späteren Dekaden ausgegangen werden kann. Die Energiepreise sind als Mittelwerte eine Zeitperiode von fünf Jahren zu verstehen. Durch den Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine und das darauffolgende Gasembargo ab dem Frühjahr 2022 sind deutliche Preissprünge aufgetreten, welche im Rahmen der Szenarioanalysen nicht berücksichtigt werden konnten. Mit steigender Reduktion der Treibhausgasemissionen tritt die Bedeutung der Energiepreise der fossilen Energieträger zunehmend in den Hintergrund. Dies gilt insbesondere für die angestrebte Treibhausgasneutralität in Rheinland-Pfalz und Deutschland.

Startpunkt der nachfolgenden Analysen ist das vom Forschungszentrum Jülich entwickelte Szenario zur treibhausgasneutralen Energieversorgung Deutschlands^[25], das in Absprache mit dem Auftraggeber sowie beteiligten Expertengremien weiterentwickelt und angepasst wird. Untergrenzen für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazität für einzelne Bundesländer werden nach dem aktuellen Szenario im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom abgeleitet sowie aktuelle bundeslandspezifische Abstandsregeln für Wind-Onshore berücksichtigt. Wie im Nachfolgenden noch gezeigt wird, spielt das Handlungsfeld CO₂-Abscheidung sowie Speicherung eine wichtige Rolle, um Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Verfügbarkeit des geologischen Speicherbedarfs ab dem Jahr 2040 in ausreichendem Maße gegeben ist und Akzeptanz für die Speicherung besteht.

5.2 Entwicklung eines regionalen H₂-Szenarios für Rheinland-Pfalz

Um die gesetzten Ziele bezüglich erneuerbarer Stromerzeugung, Energieeffizienz und Treibhausgasneutralität zu erreichen ist eine umfangreiche Transformation des Energiesystems auch in Rheinland-Pfalz erforderlich. Das im Rahmen des Projektes vorgestellte deutschlandweite Szenario zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 hat daher einen erheblichen Einfluss auf die konkrete Ausgestaltung für das Land Rheinland-Pfalz. Daher werden die deutschlandweiten Szenarioergebnisse mittels einer Regionalisierung und eigenen Optimierung auf das Bundesland heruntergebrochen. Im Fokus der Studie

steht dabei Wasserstoff als wichtiges Schlüsselement zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in Rheinland-Pfalz spätestens bis zum Jahr 2040.

5.2.1 Ausgangslage: Energiesystem Rheinland-Pfalz

Im Jahr 2019 lag der Primärenergieverbrauch von Rheinland-Pfalz bei 178,7 TWh. Hierbei entfielen die größten Anteile des Verbrauchs auf die Energieträger Mineralöle und Mineralölprodukte (40 %) und Erdgas (38,5 %). Rund 18 % der benötigten Primärenergie wurden zur Deckung des nichtenergetischen Bedarfs im Land verwendet. Die Endenergienachfrage summierte sich auf 136 TWh. Als Endenergie wird die Energie bilanziert, die in den Endverbrauchssektoren in Form von Brenn- und Kraftstoffen sowie Strom genutzt wird. Energiebedarfe des Umwandlungsbereichs z. B. Kraftwerke oder H₂-Erzeugung sind hierin nicht enthalten. Die höchste Endenergienachfrage hatten dabei die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) mit einem Anteil von 42 % gefolgt von den Bereichen Industrie mit knapp 31 % und Verkehr mit 27 % Anteil.^[74]

Der Strombedarf im Endenergiebereich von Rheinland-Pfalz entsprach im Jahr 2019 mit einer Höhe von 28,7 TWh etwa 5 % des Gesamtstrombedarfs in Deutschland. Die Bruttostromerzeugung in Rheinland-Pfalz betrug im Jahr 2019 ca. 21,4 TWh und wurde dominiert durch Erneuerbare-Energien-Anlagen. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung betrug in Rheinland-Pfalz im Jahr 2019 51,2 %, angeführt durch Windkraft und PV. Darüber hinaus wurden ca. 7 TWh des Strombedarfs in Rheinland-Pfalz über Stromimporte aus den anderen Bundesländern oder den Nachbarländern gedeckt.^[74]

Im Jahr 2022 waren Bruttoleistungen von etwa 3,8 GW an Windenergieanlagen und 2,8 GWp an PV-Anlagen in Rheinland-Pfalz installiert. Bis zum Jahr 2030 werden hierbei Steigerungen der installierten Leistungen auf 8,9 GW für Windenergie und 7,7 GWp für PV angestrebt. Dies gilt ebenso für andere Erneuerbare Energiequellen wie Geothermie, Biomassenutzung und Wasserkraft (vgl. Tabelle 5-2).^[75]

Tabelle 5-2: Installierte Leistungen Erneuerbarer Energien in Rheinland-Pfalz sowie Ausbauplanung bis 2030 (gemäß^[75])

	INSTALLIERTE LEISTUNG (2022)	AUSBAU-PLANUNG 2030
Wind	3.804 MW	8.900 MW
PV	2.796 MWp	7.700 MWp
Biomasse	180,5 MW	410 MW
Geothermie	7,8 MW	10 MW
Wasserkraft	236 MW	250 MW

Abbildung 5-3 zeigt die Verteilung der installierten Leistungen für Wind, PV und Wasserkraft im Jahr 2022 (basierend auf Daten aus^[76]). Diese werden als Bestand im räumlich aufgelösten Modell berücksichtigt.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen (gemäß Quellenbilanz¹⁾ in Rheinland-Pfalz betragen im Jahr 2019 etwa 27,0 Mio. t_{CO₂äq}, von denen 15,9 % aus dem Umwandlungsbereich, darunter 13 % aus der Stromerzeugung resultierten. Den größten Anteil an den CO₂-Emissionen hatte hierbei der Verkehrssektor mit 33,2 %. Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen trugen zu 30,7 % der CO₂-Emissionen bei. Dies macht eine umfangreiche Transformation des Energiesystems Rheinland-Pfalz erforderlich, um die gesetzten Ziele der Treibhausgasreduktion zu erreichen^[67].

Neben den energiebedingten Emissionen müssen zusätzlich die Emissionen des Landwirtschaftssektors berücksichtigt werden. Rheinland-Pfalz besitzt 4,2 % der landwirtschaftlichen Fläche in Deutschland. Im Bundesland selbst wird rund 35 % der Gesamtfläche für die Landwirtschaft genutzt^[77]. Im Vergleich zu anderen Bundesländern weist die Landwirtschaft einige Besonderheiten auf, wie einen hohen Anteil an Wein- und Feldgemüsebau sowie hohen Grünlandanteil mit 35 % (vgl. Tabelle 5-33). Des Weiteren hat Rheinland-Pfalz eine geringe Viehdichte mit wenig Tiermast (151.000 Schweine ohne Ferkel in 2019; Vgl. NRW: 6.936.000) und hauptsächlich Milchviehhaltung (105.000 Milchkühe in 2019)^[78].

Der Ansatz zur Berechnung der Treibhausgasemissionen nach Quelle^[77] auf Basis des Anteils der landwirtschaftlich genutzten Fläche in Bezug auf die gesamtdeutsche landwirtschaftliche Fläche vernachlässigt diese bundeslandspezifischen Besonderheiten und führt zu einer Überschätzung der Emissionen (vgl. Tabelle 5-4). Um eine Berechnung der Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft unter Berücksichtigung der spezifischen Anbauflächen in Rheinland-Pfalz zu ermöglichen, wurden die einzelnen Emissionen für Methan (CH₄), Lachgas (N₂O) und CO₂ aus den detaillierten Angaben des Thünen-Instituts^[79] übernommen. Diese wurden mit den Faktoren 25 für CH₄ sowie 298 für N₂O in CO₂-äquivalente Emissionen umgerechnet und zu den angegebenen CO₂ Emissionen addiert (vgl. Tabelle 5-4). Die Umrechnungsfaktoren in CO₂-Äquivalente entsprechen den Definitionen des nationalen Berichts zum deutschen Treibhausgasinventar der Bundesregierung^[80]. Hier ergeben sich weitere 1,6 Mio. t_{CO₂äq}, die es in Rheinland-Pfalz bei der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2040 zu berücksichtigen gilt.

1 | Die Quellenbilanz berücksichtigt alle Emissionen, die innerhalb des Landes entstehen (zum Beispiel beim Einsatz fossiler Energieträger in der Stromerzeugung). Emissionen außerhalb des Landes (zum Beispiel bei der Erzeugung des importierten Stroms) werden nicht berücksichtigt.

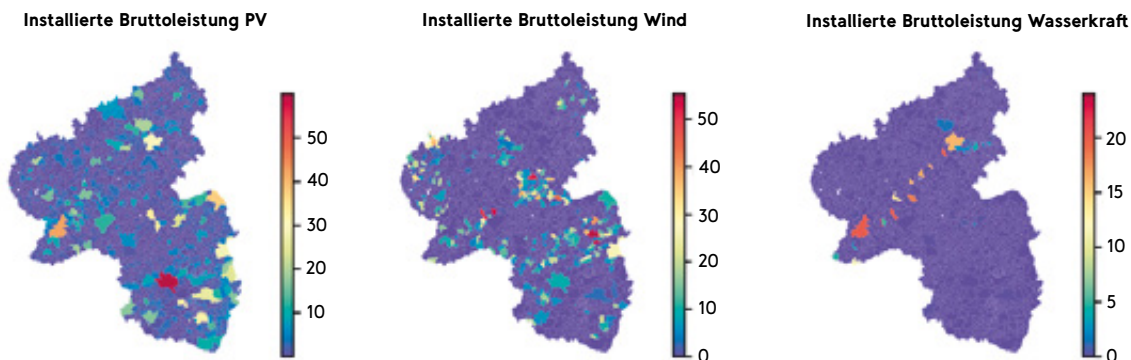


Abbildung 5-3: Installierte Leistungen PV, Wind und Wasserkraft (Stand 2022) (basierend auf^[76])

Tabelle 5-3: Landwirtschaftlich genutzte Fläche (2020)^[77]

SEKTOR	FLÄCHE RHEINLAND-PFALZ [HA]	FLÄCHE DEUTSCHLAND [HA]
Ackerland	387.236 (55 % Anteil Ges.)	11.663.811 (70 % Anteil Ges.)
Dauergrünland	242.058 (35 % Anteil Ges.)	4.730.274 (29 % Anteil Ges.)
Dauerkulturen (Obstbau, Weinbau, Baumschulen)	69.707 (10 % Anteil Ges.)	198.200 (1 % Anteil Ges.)
Davon Weinbau	63.606 (9 % Anteil Ges.)	99.651 (0,6 % Anteil Ges.)
Gesamtfläche Landwirtschaft	699.150 (4,2 % von Deutschland)	35.595.024

5.2.2 Methodik der räumlichen Optimierung

Für die Durchführung der räumlichen Analyse wird das nationale Energiesystemmodell ohne räumliche Auflösung² mit dem räumlich (80 Regionen) und zeitlich (stündliche Auflösung) hochauflösenden Energiesystemmodell gekoppelt. Diese Kopplung ist notwendig, um eine räumliche Platzierung von Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung von existierenden und auszubauenden Transportinfrastrukturen kostenoptimal berechnen zu können (vgl. Abbildung 5-4).

Das räumlich aufgelöste Energiesystemmodell in „ETHOS“ ist mit Hilfe des open source verfügbaren Modellgenerators „FINE“ (Framework for Integrated Energy System Assessment^[81], entwickelt am IEK-3) umgesetzt und wird im Rahmen dieser Studie für die

detaillierte Betrachtung von Rheinland-Pfalz wesentlich erweitert. Der Modellgenerator „FINE“ ermöglicht dabei die räumlich und zeitlich aufgelöste Modellierung, Optimierung und Bewertung von Energiesystemen. Mit dem Modellgenerator können Systeme mit mehreren Regionen, Energie- und Stoffströmen für diskrete Zeitschritte modelliert werden. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der jährlichen Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung von technischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie unter Einhaltung von gesetzten CO₂-Emissionsreduktionszielen. Ergänzend zur möglichen Nutzung einer hohen zeitlichen Auflösung auf Stundenbasis für ein ganzes Jahr kann eine zusammenhängende typische Periodenspeicherformulierung angewendet werden, die die Komplexität und Rechenzeit des Modells reduziert^[82].

2 | Berücksichtigung der EE-Kapazitätspotentialen der Bundesländer in einer quasi-räumlichen Auflösung

Tabelle 5-4: Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft und berechnet für Rheinland-Pfalz nach Kategorien^[79]

KATEGORIE	RHEINLAND-PFALZ (ANTEIL NACH FLÄCHE) [kt _{CO2äq}]	RHEINLAND-PFALZ (WIRKLICHE DATEN) [kt _{CO2äq}]	DEUTSCHLAND [kt _{CO2äq}]
THG-Gesamtemissionen	2.639	1.559	62.801
CH ₄ Verdauung von Wiederkäuern	996	643	23.710
CH ₄ Wirtschaftsdünger-Management	245	103	5.833
N ₂ O Wirtschaftsdünger-Management	84	60	1.997
CH ₄ und N ₂ O Vergärung von Energiepflanzenanbau	146	47	3.467
N ₂ O landwirtschaftlich genutzte Böden	1049	629	24.972
CO ₂ Kalkung	97	60	2.298
CO ₂ Harnstoffausbringung	22	17	524

Die Modellbildung und Korrespondenz von mehreren Regionen sind in Abbildung 5-5 schematisch dargestellt. Die Regionen können jeweils über die Transmissionskomponenten für verschiedene Energieträger mit entsprechenden Kapazitätsbeschränkungen Energiemengen pro Zeitschritt austauschen. Eine Umwandlung von Energieträgern in andere und auch deren Zwischenspeicherung ist über entsprechende Komponenten berücksichtigt. Weitere Details zum Modellierungsansatz können den Quellen^[81] und^[83] entnommen werden.

Die räumliche aufgelöste Abbildung von Quellen, Senken und Komponenten der Transmission und Speicherung ermöglicht eine integrierte Netzplanung

unter Berücksichtigung mehrerer Energieträger z. B. Strom, Erdgas und Wasserstoff und deren Umwandlungs-, Transport- und Speicherstrukturen. Das Basisszenario für eine Transformationsstrategie des deutschen Energiesystems kann durch Nutzung des beschriebenen Modelgenerators in eine räumliche Detaillierung der Transformationsstrategien überführt werden. Für die darauf aufbauende räumliche Optimierung des Energiesystems mit Schwerpunkt auf Rheinland-Pfalz müssen in einem ersten Schritt Nachfragen, Erzeugungs-, Umwandlungs-, Transmissions- und Speicherkomponenten einer entsprechenden Regionalisierung unterzogen werden.

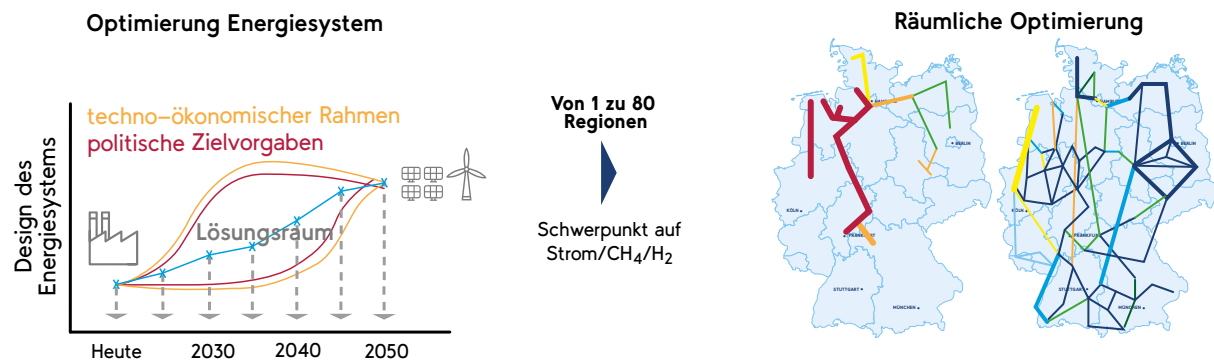


Abbildung 5-4: Kopplung der Modelle und Schwerpunkt der Analyse

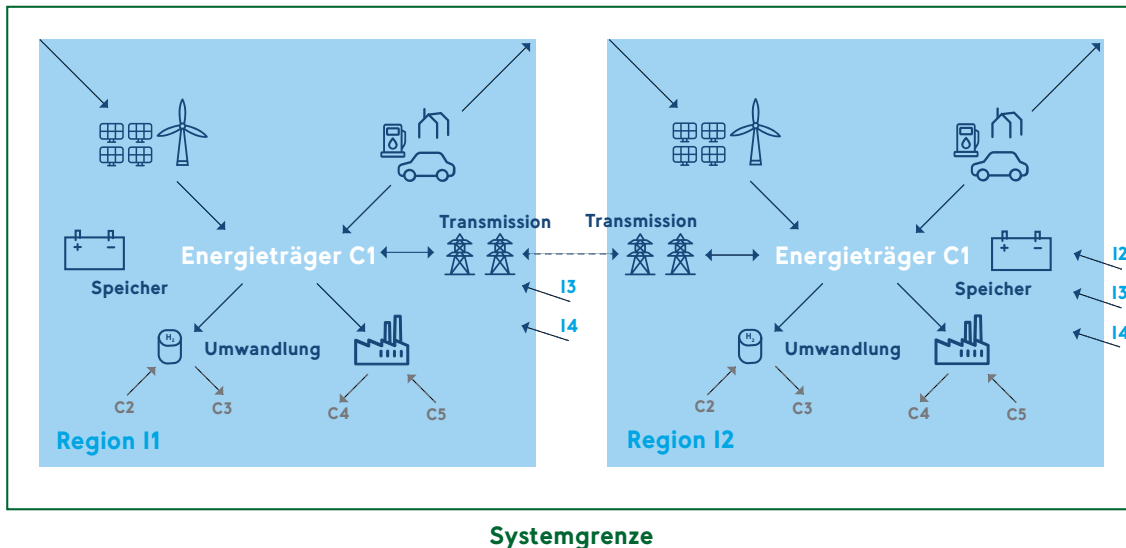


Abbildung 5-5: Schematische Darstellung des Modellaufbaus im Modellgenerator FINE

5.2.3 Methodik zur Regionalisierung der Nachfragen

Eine systemanalytische Bewertung von Energiesystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Einspeisung erfordert zeitlich und räumlich hochauflösende Modelle. Die Bedeutung von räumlich aufgelösten Datensätzen zum Endenergiebedarf ist wesentlich für die Aussagekraft bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung der notwendigen Infrastruktur. Eine losgelöste und nicht gekoppelte Modellierung des H₂-Systems vom Erdgas- und Stromversorgungssystem vernachlässigt wichtige Wechselwirkungen zwischen den Versorgungssystemen. Daher gilt es, Strom, Gas und Wasserstoff gemeinsam in den Blick zu nehmen.

Die Regionalisierung der Endenergienachfragen Strom, Erdgas und perspektivisch Wasserstoff für die Sektoren Haushalte, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistung (GHD), Industrie und Mobilität erfolgt durch einen Top-Down-Ansatz. Die räumliche Auflösung wird auf Basis von Verwaltungsebenen für Deutschland („NUTS“ frz. „Nomenclature des unités territoriales statistiques“) durchgeführt. Im Zuge von Gebietsreformen kommt es europaweit regelmäßig zu Anpassungen in den Gebietszuteilungen. In der Studie wird die seit dem 01.01.2018 gültigen „NUTS“-2016 Klassifikation verwendet. Eine schematische Darstellung des Workflows ist in Abbildung 5-6 zu sehen.

In einem ersten Schritt werden die Nachfrageprofile der zukünftigen Nachfragen für Strom, Erdgas und Wasserstoff, die Teile der Optimierungsergebnisse des

nationalen Energiesystemmodells sind, für das zu betrachtende Jahr gefiltert. So ergeben sich für jeden Nachfragesektor mehrere zeitliche Profile, die anhand von statistischen und räumlich aufgelösten Daten auf die einzelnen Regionen Deutschlands aufgeteilt werden können. Dazu erfolgt zunächst die Ableitung von sogenannten Verteilschlüsseln und danach die Multiplikation mit der aggregierten Nachfrage. Die Erstellung von aussagekräftigen Verteilschlüsseln wird an die Analysen des Forschungsvorhabens „DemandRegio“ angelehnt^[84]. Die Datenbank des Projektes ist öffentlich zugänglich und mit weiteren Open-Data-Quellen verlinkt^[85]. Die verfügbaren Verteilschlüssel sind transparent dokumentiert und auch auf zukünftige Nachfrageentwicklungen anwendbar. Typische statistische Größen mit räumlicher Auflösung, die in den Verteilschlüsseln berücksichtigt werden, sind unter anderem die Bevölkerungsentwicklung und die Beschäftigtenzahlen in den unterschiedlichen Wirtschaftszweigen, für welche auch Fortschreibungen über das Jahr 2030 hinaus existieren^[85]. Im Haushalts- und Gebäudesektor wird für die Verteilung der Nachfragen neben den Bevölkerungszahlen auch auf Informationen über das durchschnittliche Einkommen in der jeweiligen Region sowie die Größe der beheizten Wohnfläche zurückgegriffen. Bei den Nachfragen des Industriesektors werden zusätzlich zu den Beschäftigtenzahlen auch die spezifischen Verbräuche des jeweiligen Industriezweigs berücksichtigt, um strom- bzw. gasintensive Industrien besser abbilden zu können^[85]. Die Verteilschlüssel des Verkehrssektors basieren unter anderem auf Informationen zu Fahr-

zeugbeständen, Bevölkerungszahlen, Einkommensverhältnissen, Logistikflächen und Güterverkehr^[86].

Durch die sektorspezifischen Verteilschlüssel ergeben sich die Nachfrageprofile der einzelnen Regionen jeweils aus unterschiedlichen Linearkombinationen der aggregierten Nachfragen. Damit erhält jede betrachtete Region für die unterschiedlichen Energieträger ein eigenes spezifisches Lastprofil.

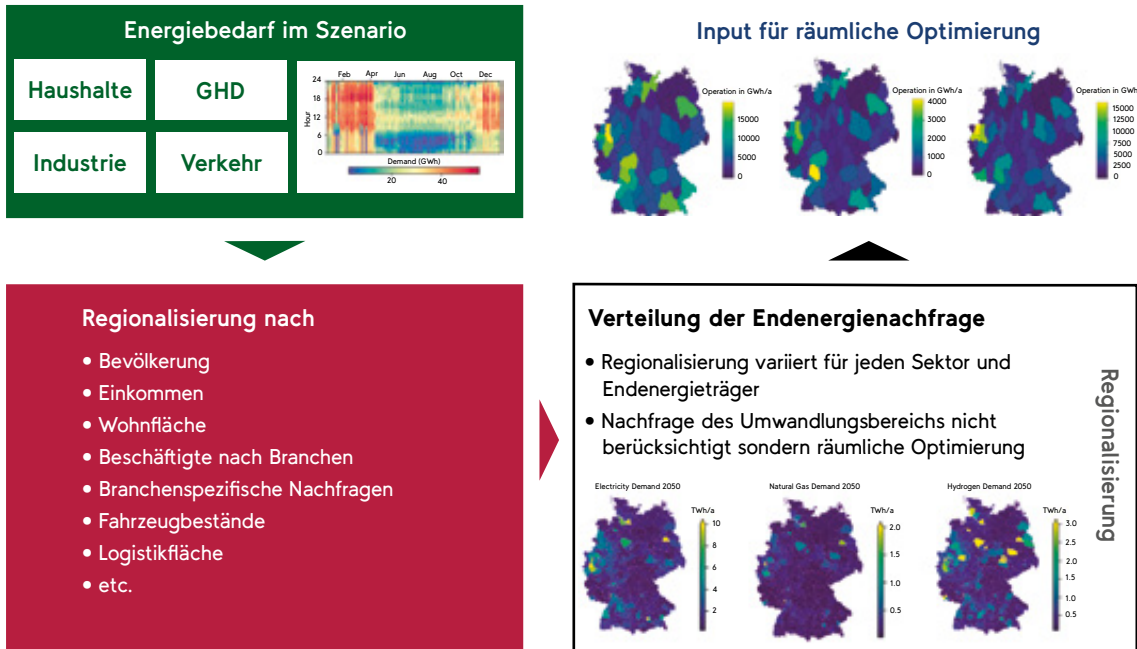


Abbildung 5–6: Schematische Darstellung der notwendigen Arbeitsschritte zur Regionalisierung der Nachfragen in den Szenarien

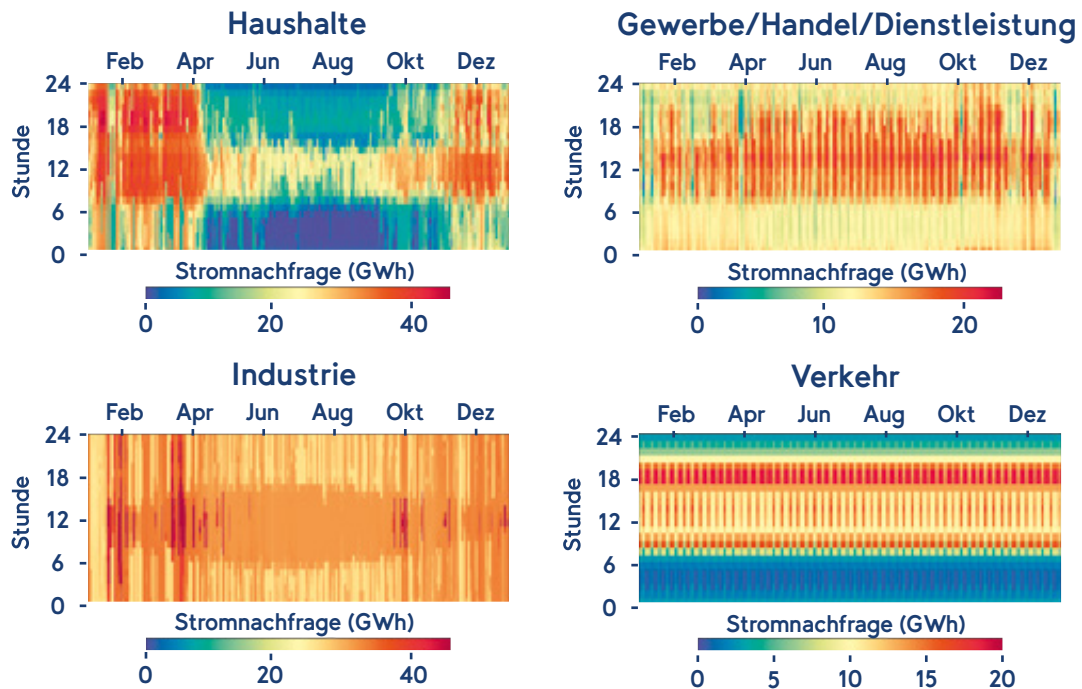


Abbildung 5–7: Aggregierte Stromnachfrageprofile der Sektoren

Die Verteilung der aggregierten Nachfragen erfolgt zunächst auf NUTS 1 und NUTS 3 Ebene. In einem letzten Schritt werden die 401 Landkreise der NUTS 3-Ebene den Regionen, für die die räumliche Energie-systemoptimierung erfolgen soll, flächenmäßig zugeordnet und die jeweiligen Nachfrageprofile anteilmäßig aufsummiert. Diese Nachfrageprofile werden als Input für die Senken in der räumlich aufgelösten Optimierung verwendet.

Die zeitlich aufgelösten Nachfrageprofile nach Strom, Gas und Wasserstoff sind Teil des Ergebnisses der Optimierung des nationalen Szenarios. Die berechneten zeitlich aufgelösten Nachfrageprofile sind in Abbildung 5-7 am Beispiel der Stromnachfrage dargestellt. Die Profile sind dabei für alle Strombedarfe in den jeweiligen Sektoren zusammengefasst und als sogenannte „Heatmap“ dargestellt. Diese Art der Darstellung ermöglicht eine Visualisierung von tageszeitlichen und jahreszeitlichen Effekten sowie die Identifikation von Nachfragespitzen und Schwachlastphasen.

Das Stromnachfrageprofil der Haushalte weist ein ausgeprägtes Tag-Nachtprofil auf, welches durch das Aktivitätsprofil der Bevölkerung in den Haushalten geprägt ist. Das jahreszeitliche Profil ist bestimmt durch den zusätzlichen Raumwärmebedarf in der Heizperiode, der zum Teil durch Wärmepumpen bereitgestellt wird. Der Strombedarf im Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungsbereich wird maßgeblich durch die Arbeitszeiten geprägt und zeigt auch wöchentliche Variationen durch einen wochenendbedingten Minderbedarf auf. Das Stromnachfrageprofil der Industrie ist im Modell mit einem gleichmäßigen Tages- und Jahresverbrauch abgebildet, da die Industrieprozesse meist kontinuierlich durchlaufen und die Nachfrage nach mechanischer Energie, Licht, Prozesswärme und -kälte sehr konstant sind, dadurch wird eine dauerhafte Grundlast von knapp 30 GW im gezeigten Beispiel beobachtet. Einzelne Prozessschritte, die insbesondere zur Deckung der Hochtemperaturprozesswärmenachfragen im Industriesektor dienen, führen zu einem sprunghaften Anstieg der Nachfrage an einzelnen Tagen und Stunden. Weiterhin werden durch Regelungsstrategien und/oder Speicherelemente Stromspitzenlastnachfragen vermieden, da leistungsbezogene Netzentgelte die Bezugskosten erhöhen können. Analog zur Stromnachfrage werden auch die Nachfragen nach Erdgas und Wasserstoff zeitlich aufgelöst modelliert. An dieser Stelle wird vertiefend auf die Studie verwiesen.

Auf die zeitlich aufgelösten Nachfragen wird in einem nächsten Schritt der beschriebene Prozess der Regionalisierung auf NUTS 1-Ebene angewendet. Dieser Zwischenschritt der Regionalisierung ermöglicht einen Abgleich mit historischen Werten und auch einen Vergleich mit bundeslandspezifischen energiepolitischen Zielsetzungen.

Die Regionalisierung der Endenergienachfragen Strom, Erdgas und Wasserstoff erfolgt getrennt nach den Endenergiesektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr sowie deren Entwicklung für die Szenariotützjahre 2030, 2040 und 2045. Die so vorgenommen räumliche Verteilung der Nachfrageprofile dient dabei als Ausgangspunkt für die Detailanalyse von Transformationspfaden in Rheinland-Pfalz.

5.2.4 Regionalisierung der Transmissionsnetze und Erzeugung

Die räumliche Optimierung von Erzeugungskapazitäten sowie Transmissions- und Speicherkomponenten erfordert die Modellierung von bestehenden und zukünftigen Infrastrukturelementen. Zu diesem Zweck werden in einem weiteren Schritt das Stromübertragungsnetz und das Gasfernleitungsnetz unter Berücksichtigung derer zukünftigen, absehbaren Entwicklungen in eine räumliche Abstraktion überführt. Die räumliche Optimierung fokussiert dabei auf die Transmissionskomponenten für Strom, Erdgas und perspektivisch Wasserstoff. Dies beinhaltet nicht nur die Modellierung von Trassenverläufen, sondern auch die Abbildung von Kapazitätsbeschränkungen. Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes im Stromsektor und der Fernleitungsnetze im Gasbereich werden die Netzentwicklungspläne NEP Strom 2030 (Version 2019) und NEP Gas 2028 (Version 2018) hinterlegt. Die Netzentwicklungspläne Strom 2035 (2021) und Gas 2022-2032 lagen zum Zeitpunkt der Szenarienerstellung nicht in der durch die Bundesnetzagentur bestätigten Fassung vor und konnten daher nicht berücksichtigt werden.

Um die Stromnachfragen den entsprechenden Übertragungsnetzknotten zuweisen zu können, werden sogenannte Voronoi-Regionen als Verteilnetz Abstraktion angewendet. Das zugrundeliegende Übertragungsnetzmodell für Deutschland umfasst 475 Netzknoten als Einspeise- und Ausspeisepunkte ins Verteilnetz oder an Großabnehmer. Weitere Details zum hinterlegten Übertragungsnetz können aus¹⁶⁹⁾

entnommen werden. Der Höchstspannungsknoten bildet dabei das Zentrum der Region, deren Gebiete in Bezug zur euklidischen Metrik näher an dem Zentrum der Region liegen als zu jedem anderen Übertragungsnetz-knoten. Das entsprechende Voronoi-Diagramm für das deutsche Übertragungsnetz ist in Abbildung 5–8 (links) dargestellt. Die Übertragungsnetzkapazitäten für den Ausbauzustand nach dem NEP 2030 (Version 2019) für das Jahr 2030 sind als Verbindung zwischen den Höchstspannungsknoten dargestellt. Dies entspricht nicht dem topografischen Verlauf der Leitungen. Die abweichenden Leitungslängen sind entsprechend berücksichtigt.

Bedingt durch rechenzeitliche Restriktionen ist eine weitere Aggregation der Voronoi-Regionen notwendig. Im Rahmen der Studie wurde ein guter Kompromiss zwischen ausreichender räumlicher Auflösung insbesondere in Rheinland-Pfalz und akzeptablen Rechenzeiten bei einer Aggregation zu 80 Regionen gefunden.

Um möglichst detaillierte Informationen zur zukünftigen H_2 -Versorgung in Rheinland-Pfalz zu erhalten, wurde die Abbildung der Erzeugung, Infrastrukturen und Nachfrage auf die Landkreisebene bezogen. Die Anbindung von Rheinland-Pfalz an das nationale und europäische Energieversorgungssystem wurde über die bereits beschriebenen Voronoi-Regionen des Stromübertragungsnetzes modelliert. Für Deutschland wurde eine entsprechend niedrigere Granularität hinterlegt (vgl. Abbildung 5–8 (rechts)).

Die Aufteilung in 80 Regionen als Kompromiss zwischen räumlicher Detaillierung und Komplexität des Optimierungsproblems wird für die Abstraktion der weiteren Transmissionskomponenten Erdgas- und H_2 -Netz ebenfalls angewendet. Ausgangspunkt für die Abbildung des Fernleitungsnetzes ist eine Recherche zu existenten und zukünftig geplanten Erdgasfernleitungen^[87]. Die Topologie des modellierten Erdgasfernleitungsnetzes ist in Abbildung 5–9 grafisch dargestellt. Die Fernleitungen sind in dem Modell mit ihren entsprechenden Transportkapazitäten hinterlegt.

Für die Umstellung von Erdgaspipelines sind sowohl die Anzahl an Parallelsträngen als auch das verwendete Pipelinematerial wichtige Indikatoren. Die Einschränkung auf Pipelines mit höheren zulässigen Betriebsdrücken sichert hohe H_2 -Durchsätze bei einer Umstellung der Pipelines und ist im Sinne einer

Worst-Case-Abschätzung zu verstehen. An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Eignung zur Umstellung noch weiteren Kriterien als den genannten unterworfen ist. Eine Vertiefung dieser Thematik ist in der Veröffentlichung von Cerniauskas et al.^[87] beschrieben. Ob und welche möglichen Pipelinestränge umgestellt werden, ist Bestandteil der räumlich aufgelösten Kostenoptimierung.

Als weitere Transportoptionen für Wasserstoff in gasförmiger, aber auch flüssiger Phase können auch Binnenschiffe, Züge und LKW-Trailer eingesetzt werden. Als Ergänzung zur Pipeline-Betrachtung wird im Rahmen des Projektes auch eine Variante mit alternativen Transportoptionen analysiert.

Das Design und die Entwicklung eines H_2 -Transmissionsnetzes werden durch folgende Rahmenbedingungen beeinflusst:

- » Neuerlegung von H_2 -Pipelines entlang eines Kandidatennetzes bestimmt durch existente und geplante Erdgasfernleitungen (vgl. Abbildung 5–9)
- » Transport von flüssigem Wasserstoff via Binnenschifffahrt, Schiene und LKW-Trailer (vgl. [Abschnitt 3.2](#))
- » Platzierung von Importoptionen für Wasserstoff an geplanten LNG-Terminals
- » Pipelineimport aus Nachbarländern
- » Umstellung von Erdgaspipelines unter Sicherstellung der Erdgasversorgung
- » Umstellung existenter Salzkavernen und Neubau an geeigneten Standorten in Deutschland

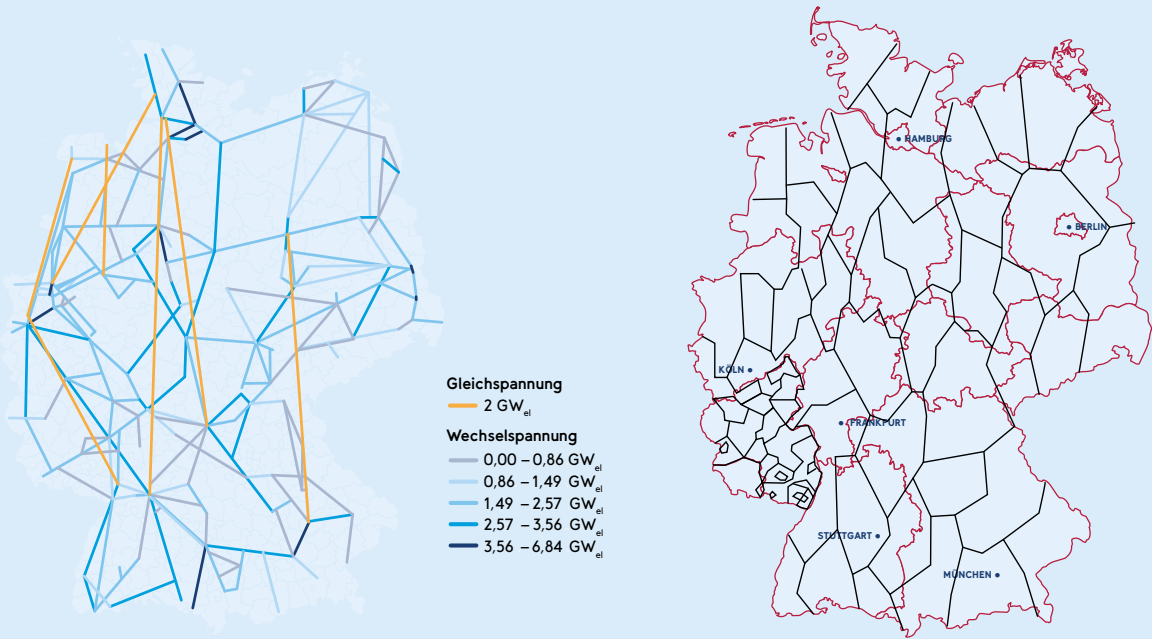


Abbildung 5-8: Links: Verwendete Abstraktion des Übertragungsnetzes nach Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019); rechts: Aggregation zu 80 Regionen (schwarz eingezeichnet) und deren Zuordnung zu den Bundesländern (rot eingezeichnet).

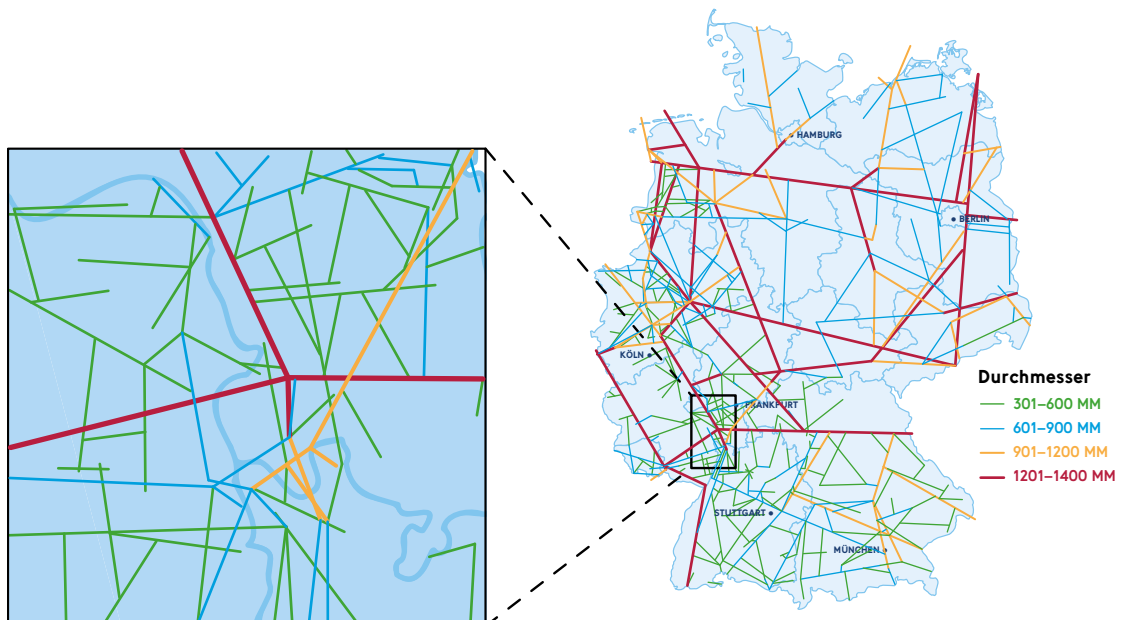


Abbildung 5-9: Verwendete Abstraktion des Gasfernleistungsnetzes mit möglichen Leitungen für die Umstellung auf H₂-Transport^[88].

Die Potenzialbeschränkungen der erneuerbaren Stromerzeuger werden für die betrachteten Regionen unter Berücksichtigung lokaler Begebenheiten ermittelt. Für die Anbindung von Offshore-Windparks werden die Netzverknüpfungspunkte des NEP 2030 (Version 2019) berücksichtigt. Zusätzlich werden weitere Übertragungsnetzknotten mit starker Netzeinbindung berücksichtigt, um die Offshore erzeugten Strommengen bedarfsgerecht transportieren zu können. Dies sind insbesondere die vorhandenen starken Netzknoten an zukünftig abgeschalteten Kern- oder Kohlekraftwerksstandorten.

Basierend auf den regionalisierten Nachfragen, den abstrahierten Transmissions-Infrastrukturen für Strom, Erdgas und Wasserstoff, den regionalisierten Potenzialbeschränkungen für die Erneuerbaren Energien, den technoökonomischen Annahmen und den hinterlegten energiepolitischen Zielen wird die räumliche Verteilung der Erzeugung, Speicherung und Transmissionskomponenten im Gesamtsystem optimiert.

Somit ergibt sich für den Wasserstoff in Rheinland-Pfalz eine Indikation bezüglich Platzierung von Nachfragen, Erzeugung und Infrastrukturen.

5.3 Implikationen des nationalen Energieszenarios für Rheinland-Pfalz

Ein Szenario zur H₂-Produktion, Transport und Nutzung in Rheinland-Pfalz kann nicht losgelöst von der Energieversorgung in Deutschland und Europa betrachtet werden. Für Deutschland wird die Transformation des Energieversorgungssystems hin zur Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 hinterlegt. Für den EU-Raum wird angenommen, dass die Ziele des „European Green Deal“ in den Mitgliedsstaaten vollständig umgesetzt werden und Europa bis zum Jahr 2050 ebenfalls treibhausgasneutral aufgestellt sein wird. Die modellbasierten Analysen des europäischen Strommarktes und Übertragungsnetzes (vgl.^[69]) für das nationale Szenario zeigen, dass sich Deutschland im Jahr 2045 zu einem geringen Netto-Stromimporteuer (ca. 10 TWh) entwickelt. Darüber hinaus ist auch das globale Umfeld in den Blick zu nehmen. Auch hier wird von erheblichen weltweiten Aktivitäten zur Treibhausgasreduzierung ausgegangen. Es wird in der Studie davon ausgegangen, dass sich ein internationaler Handel mit grünem Wasserstoff entwickelt.

Zusätzlich zur Treibhausgasneutralität gibt es weitere politische Ziele und Vorgaben, welche für ein H₂-Szenario in Rheinland-Pfalz zu beachten sind. Im Szenario werden keine disruptiven Entwicklungen in den Sektoren Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr und Landwirtschaft unterstellt. Die derzeitigen sichtbaren Trends werden fortgeschrieben und eine kontinuierliche strukturelle Weiterentwicklung von Rheinland-Pfalz und Deutschland unterstellt. Der Ausstieg aus der Kernenergie und Kohleverstromung entsprechend AtG und KVBG wird entsprechend abgebildet. Weiterhin findet ein signifikanter Ausbau der Erneuerbaren Energien insbesondere PV auf Dach- und Freiflächen als auch Wind-Onshore und -Offshore statt. Für Rheinland-Pfalz werden die Ausbaupfade und Ziele der Koalitionsvereinbarung und des Klimaschutzkonzeptes eingehalten bzw. deutlich übertroffen (vgl. Abbildung 4-2). Mit Blick auf die H₂-Versorgung wird eine Umstellung von existierenden Teilen der Erdgas-Infrastruktur unter Aufrechterhaltung der Erdgasversorgung modelliert. Bedingt durch die Transformation des Energiesystems hin zur Treibhausgasneutralität wird Erdgas weitestgehend als Brennstoff durch grüne Gase und Wasserstoff ersetzt werden und damit das Potenzial für die Umstellung auf H₂-Nutzung deutlich erhöht.

Um Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland zu erreichen, ist eine nahezu vollständige Reduktion der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren notwendig (vgl. Abbildung 5–10). Darüber hinaus müssen nicht vermeidbare Treibhausgasemissionen ab dem Jahr 2040 in Deutschland durch CO₂-Entnahme aus der Luft (Direct Air Capture – DAC) oder durch Nutzung von Biomasse in Energie- und Industrieprozessen mit gekoppelter CO₂-Abscheidung (Bioenergy with Carbon Capture and Storage – BECCS) zusammen mit einer geologischen CO₂-Speicherung kompensiert werden. Nur die Kombination der Maßnahmen ermöglicht die Zielerreichung der bilanziellen Netto-Treibhausgasneutralität. Zusätzlich können durch weitere nichttechnische Maßnahmen wie z. B. Aufforstung (Land Use, Land Use Change and Forestry – Landnutzung, Forstwirtschaft – LULUCF) eine Bindung von CO₂ erreicht werden, die aber nicht im Rahmen der Studie berücksichtigt wurden.

Die nichtvermeidbaren Treibhausgasemissionen aus der Industrie stammen aus prozessbedingten Emissionen z. B. der Zementproduktion mit unvollständigen CO₂-Abscheidegraden von ca. 90 % (vgl. Kapitel 3.1) und weiteren prozessbedingten Emissionen an Methan (CH₄), Schwefelhexafluorid (SF₆) und fluorierten Treibhausgasen (F-Gase). Die Emissionen aus der Landwirtschaft sind Treibhausgasemissionen aus dem Pflanzenanbau und wurden bereits im Kapitel 5.1 für Rheinland-Pfalz abgeschätzt. Da das Land Rheinland-Pfalz bereits bis spätestens zum Jahr 2040 eine Treibhausgasneutralität anstrebt und dies eine Neutralisierung der nichtvermeidbaren Treibhausgasemissionen erforderlich macht, wird der zusätzliche Strombedarf zur Abscheidung des CO₂ aus der Luft mit anschließender geologischer Speicherung in der Strombilanz berücksichtigt. Eine Speicherung des CO₂ in Rheinland-Pfalz ist auf Grund der vorherrschenden Geologie nicht möglich^[69]. Die notwendige geologische Speicherung des CO₂ wird außerhalb von Rheinland-Pfalz unterstellt. Hierdurch werden 70 % der nichtvermeidbaren Treibhausgasemissionen bilanziell ausgeglichen. Die verbleibenden Treibhausgasemissionen müssen durch BECCS-Technologien ausgeglichen werden.

Abgeleitet aus dem nationalen Szenario müssen nichtvermeidbare Treibhausgasemissionen aus der Industrie (8,6 Mio. t) und Landwirtschaft (1,2 Mio. t) in Rheinland-Pfalz im Jahr 2040 und ab dem Jahr 2045 und folgende Jahre 2,4 Mio. t bzw. 1,2 Mio. t p. a. dauerhaft kompensiert werden. Der Rückgang der

nichtvermeidbaren Treibhausgasemissionen von 2040 auf 2045 ist auf das noch nicht vollausgeschöpfte Reduktionspotenzial der Industrie zurückzuführen. Für die bilanzielle 100 %-Deckung der Stromnachfrage in Rheinland-Pfalz durch Erneuerbare Energie ergibt sich hierdurch ein Strommehrbedarf von 8,7 TWh im Jahr 2040 und ab dem Jahr 2045 ein Mehrbedarf von 3,3 TWh.

Der notwendige Ersatz von fossilen Energieträgern und die damit verbundene Sektorkopplung zur Nutzung von Erneuerbaren Energien in allen Sektoren führt in der Transformation bis zum Jahr 2045 zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Im nationalen Szenario verdoppelt sich der Nettostrombedarf von heute auf 1.216 TWh im Jahr 2045. Abbildung 5–11 weist die Anteile des Strombedarfs nach Sektoren und Umwandlungsbereichen aus. PtX Anwendungen im Verkehr, Haushalte und Industrie sind die wesentlichen Treiber. Es entfallen für Deutschland im Jahr 2045 rund ein Viertel des gesamten Strombedarfs auf die H₂-Produktion mit Elektrolyseuren, etwa 17 % auf Wärmepumpen und industrielle Power-to-Heat (PtH) Anwendungen. Für die signifikante Elektrifizierung des Verkehrs werden ca. 6 % des Strombedarfs verwendet.

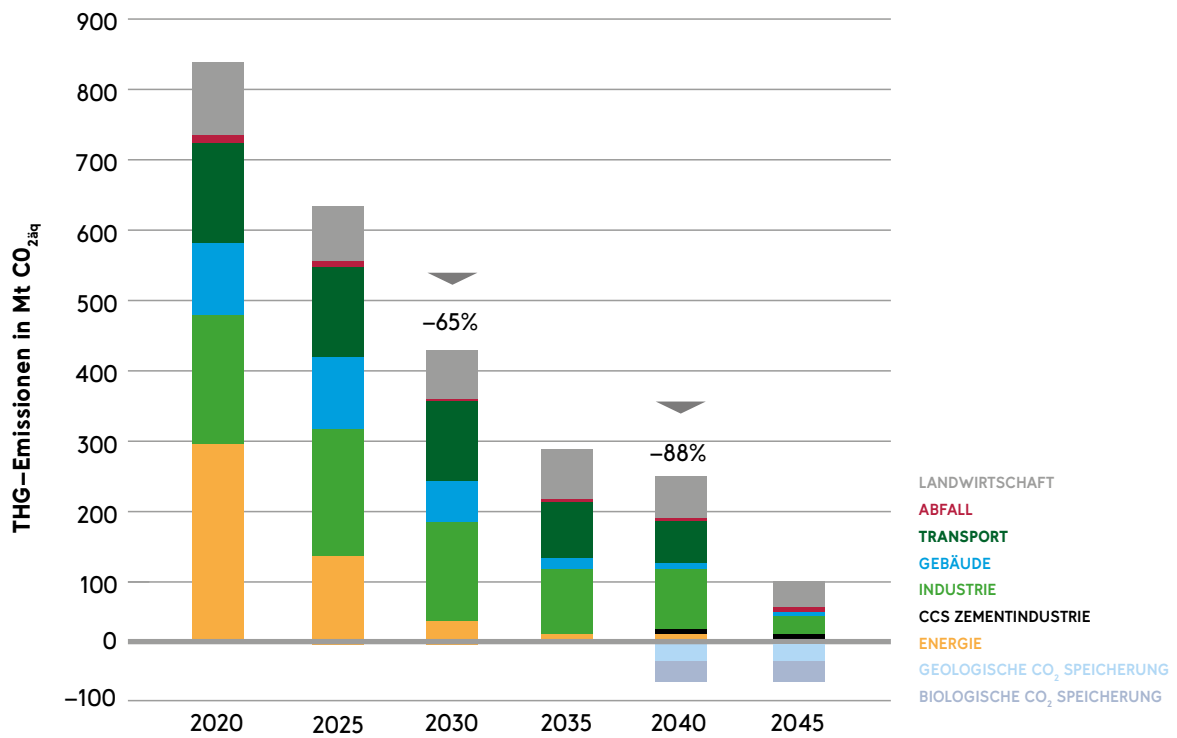


Abbildung 5-10: Zielerreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland.

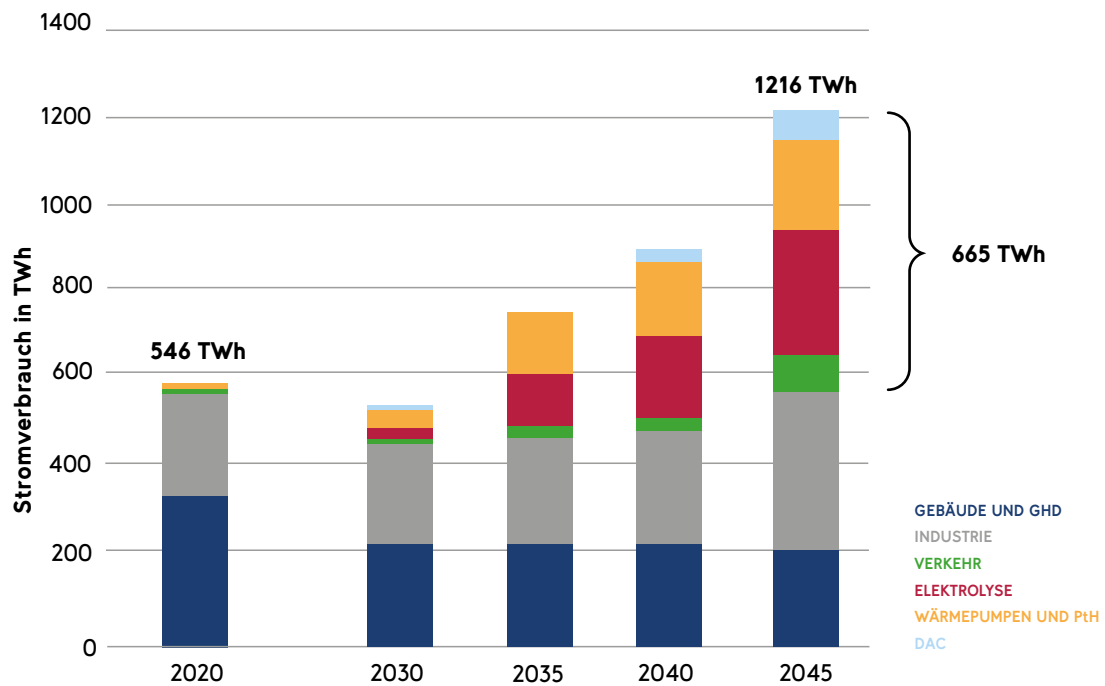


Abbildung 5-11: Sektorenkopplung und Erhöhung der Nettostrombedarfe in Deutschland

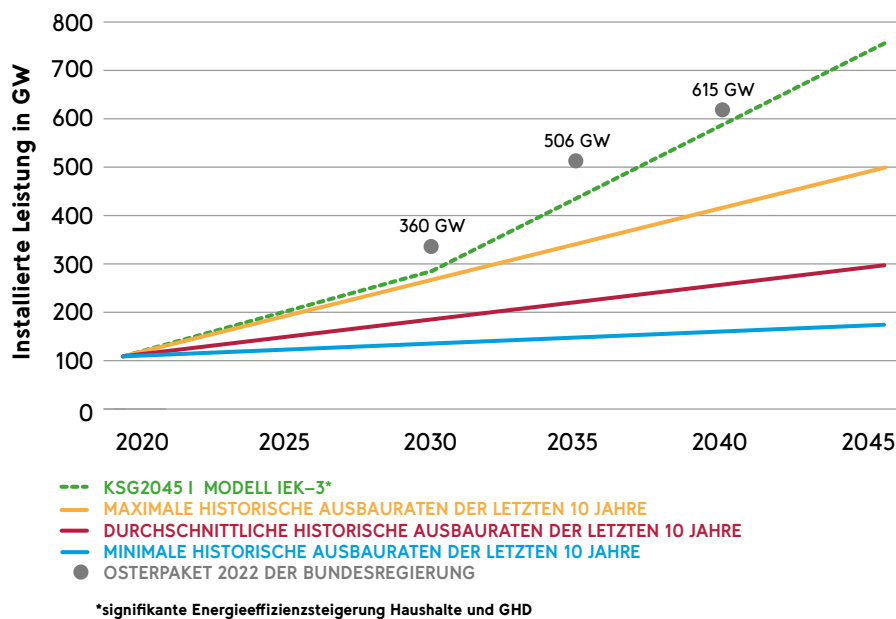


Abbildung 5-12: Entwicklung der installierten Leistungen (Wind-Onshore/-Offshore und Freiflächen-/Dachflächen-PV) und Vergleich zu historischen jährlichen Ausbauraten sowie Eckdaten des Energiesofortmaßnahmenpakets („Osterpaket“), BMWK, 6. April 2022

Die Entwicklung der Nettostrombedarfe bis zum Jahr 2030 sind zum einen durch den bereits beschriebenen steigenden Strombedarf bestimmt. Auf der anderen Seite werden bis zum Jahr 2030 unter der Randbedingung der Kostenoptimalität die Effizienzpotenziale schon zu Beginn des Transformationszeitraums stark ausgeschöpft. Dies sind insbesondere Stromeinsparmaßnahmen im Gebäudebereich der Sektoren Haushalten, GHD und Industrie. Dazu gehört auch eine ambitionierte Gebäudesanierungsrate von 2 % p.a. bis zum Jahr 2030 bezogen auf die Gebäudefläche. Bis 2030 wird der Mehrbedarf durch Sektorenkopplung durch die signifikante Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden kompensiert. Ohne diese ambitionierten Effizienzmaßnahmen würde der Nettostrombedarf auf ca. fast knapp 680 TWh ansteigen.

Für Rheinland-Pfalz ergeben sich bedingt durch unterschiedliche Gebäude-, Fahrzeug- und Industriestrukturen angepasste Strombedarfe, die in Kapitel 5.4 ausgewiesen werden. Die Entwicklung der

Strombedarfe in Rheinland-Pfalz folgt dem gleichen Muster. Lediglich der geringere Anteil des Strombedarfs für die Elektrolyse in Rheinland-Pfalz im Vergleich zum nationalen Szenario unterscheidet sich.

Zur Deckung der Strombedarfe werden Erzeugungskapazitäten maßgeblich Offshore- Wind, Onshore-Wind, Frei- und Dachflächen-PV im Szenario hin zur Treibhausgasneutralität in Deutschland installiert. Die Entwicklung der Installierten Leistungen zusammengefasst für alle EE Kapazitäten sind in Abbildung 5-12 dargestellt und den Werten aus dem Energiesofortmaßnahmenpaket sogenanntes „Osterpaket“ der Bundesregierung aus April 2022 gegenübergestellt. Weiterhin sind die bisher historisch zu beobachtenden Ausbauraten dem gegenübergestellt. Daraus lässt sich erkennen, dass das Ausbautempo deutlich erhöht werden muss. Das Maßnahmenpaket setzt dazu die notwendigen Voraussetzungen.

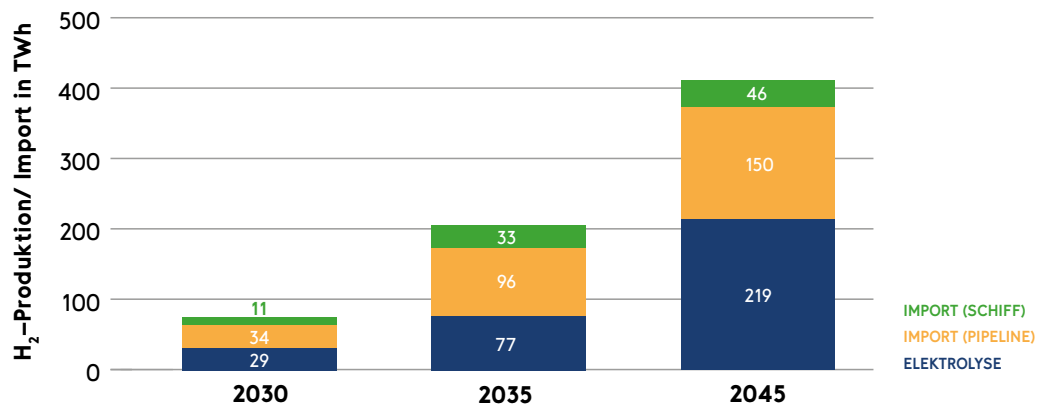


Abbildung 5-13: Entwicklung der H₂-Produktion und des Importes im nationalen Szenario

Für die Entwicklung der H₂-Versorgung in Rheinland-Pfalz ist sowohl der lokal in Rheinland-Pfalz produzierte Wasserstoff als auch der innerhalb von Deutschland erzeugte Wasserstoff von Bedeutung. Für die Einbettung von Rheinland-Pfalz in Deutschland, Europa und auch global sind für das innerdeutsche Aufkommen auch H₂-Importe per Pipeline aus Südeuropa und Nordafrika als Option hinterlegt. Weiterhin wird auch der Import über Seehäfen in Norddeutschland als weitere Importoption angenommen. Die Importströme sind durch Importkapazitäten an den Häfen und auch Pipelines nach Deutschland beschränkt. Für den Überseeimport wurden die aktuell diskutierten Standorte der LNG-Terminals (LNG – Liquefied Natural Gas) in Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshafen entsprechend ihrer Kapazitäten berücksichtigt. Im Szenario wurde unterstellt, dass diese Standorte entsprechend H₂-Ready gebaut werden. Die H₂-Kosten für den

Import fließen als Bestandteil der Optimierung ein und konkurrieren mit den Kosten der heimischen Stromerzeugung und Elektrolyse. Die entsprechenden Importmengen und deren Kostenrelationen sind in Abbildung 5-13 zusammenfassend dargestellt. Die höchsten Importmengen ergeben sich für den per Pipeline aus Südeuropa und Nordafrika gelieferten gasförmigen Wasserstoff. Die H₂-Jahresmenge entspricht im Jahr 2040 109 TWh (3,3 Mio. t) und im Jahr 2045 150 TWh (4,5 Mio. t). Die jährliche Gesamtnachfrage nach Wasserstoff beläuft sich dabei auf knapp 280 TWh (8,4 Mio. t.) im Jahr 2040 und im Jahr 2045 auf ca. 415 TWh (12,5 Mio. t). Die installierte Kapazität der inländischen Elektrolyse entspricht im Jahr 2030 ca. 15 GW_{el} und steigert sich auf knapp 71 GW_{el} im Jahr 2045. Der Anteil des importierten Wasserstoffs beträgt für Deutschland im Jahr 2040 und 2045 ca. 50 %.

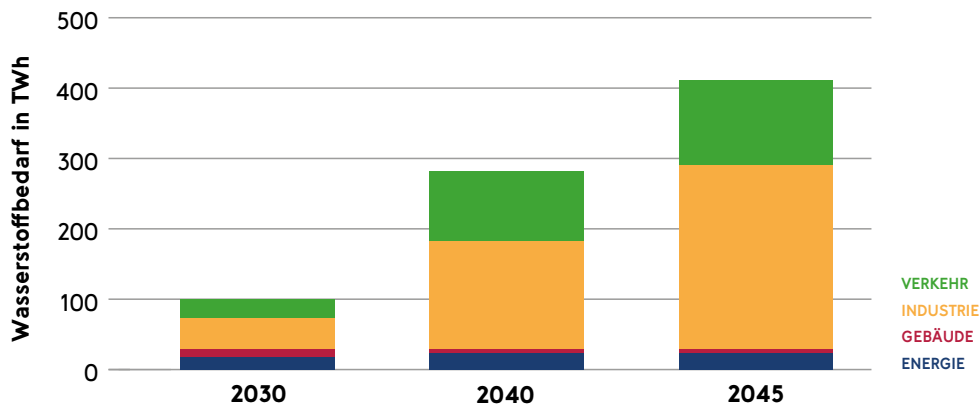


Abbildung 5-14: Entwicklung der H₂-Nachfragen im nationalen Szenario

Als Implikation für Rheinland-Pfalz ergibt sich daraus eine Importoption von grünem Wasserstoff über die Pipeline-Anbindungen von Südwest über Frankreich und das Saarland (MEGAL) als auch über Baden-Württemberg (TENP) mit Kreuzungspunkt und Verdichterstation. Zusätzlich kann per Pipeline auch Wasserstoff aus den nördlichen Gebieten in Deutschland mit starker Windstromeinspeisung On- und Offshore bezogen werden.

Der H₂-Bedarf im nationalen Szenario erhöht sich vom Jahr 2030 bis zum Jahr 2040 um den Faktor 2,7 und vervierfacht sich bis zum 2045 (vgl. Abbildung 5-14). Den größten Bedarf an Wasserstoff hat die Industrie mit ca. 8 Mio. t im Jahr 2045. Der Anteil der nicht-energetischen Nutzung in der chemischen Industrie beträgt dabei knapp 60 % gefolgt von der Stahlerzeugung mit gut 36 % und Prozesswärmeerzeugung von knapp 4 %.

Weiterhin werden etwa 0,7 Mio. t im Jahr 2045 für die Rückverstromung eingesetzt. Mit dieser Maßnahme und der Installation von Tagesenergiespeichern (Batterie und Pumpspeicher) wird die Stromversorgung in Zeiten der Unterdeckung durch Erneuerbare Energien sowie Kapazitätsbeschränkungen im Transportnetz sichergestellt.

Der H₂-Bedarf im Verkehr entfällt zu zwei Drittel auf den Güterverkehr mit Schwerpunkt Langstrecken-Lkw und zu etwa einem Viertel auf Pkw und leichte Nutzfahrzeuge. Die H₂-Nachfrage des öffentlichen Personenverkehrs mit Bussen und Zügen beträgt knapp 8 %. Die Robustheit bei der Wahl der Antriebstechnik zwischen Brennstoffzellen in Kombination mit einem elektrischen Antrieb und dem Einsatz von H₂-Verbrennungsmotoren bei Langstrecken-Lkw wurde durch eine entsprechende Sensitivitätsanalyse überprüft. Bei einem Anteil der H₂-Verbrennungsmotoren von 28 % im Bestand liegt der erwartete Mehrbedarf an Wasserstoff bei nur 2,6 % bezogen auf die Gesamtnachfrage. Die Analysen zeigen, dass die Wahl der Antriebstechniken bei Langstrecken-Lkw keinen signifikanten Einfluss auf das H₂-Versorgungssystem hat. Hierdurch zeigt sich, dass gerade bei einem Markthochlauf von H₂-Verbrennungsmotoren eine wichtige Technologie ohne einen signifikanten Mehrbedarf etabliert werden kann.

Weiterhin wurde der Einfluss der landwirtschaftlichen Fahrzeuge auf die gesamte Kraftstoffnachfrage in Deutschland und in Rheinland-Pfalz analysiert. Die Potenzialabschätzung von landwirtschaftlich genutzten Fahrzeugen und Arbeitsmaschinen ist der besonderen Bedeutung der Landwirtschaft für Rheinland-Pfalz geschuldet. Tabelle 5-5 gibt die entsprechenden Zahlenwerte wieder.

Tabelle 5-5: Derzeitige Kraftstoffbedarfe der landwirtschaftlich genutzten Fahrzeuge und Arbeitsmaschinen.

KRAFTSTOFFVERBRAUCH DER LANDWIRTSCHAFT [MIO. L DIESEL PRO JAHR]	RHEINLAND-PFALZ [90], [91]	DEUTSCHLAND [90], [92]
Ackerland	39,3	1249,5
Weinbau	15,9	26,5
Grünland	29,0	804,0
Gesamtkraftstoffbedarf	84,3	2080,0
Anteil Nachfrage Deutschland [%]	4,5	100

Darauf aufbauend wurde eine Abschätzung des Potenzials für H₂-Antriebe durchgeführt. Mit einer Bedarfseinsparung von 10 % durch Wirkungsgradverbesserung zum konventionellen Diesel-Antrieb und einer unterstellten Marktdurchdringung von 50 % kann ein zusätzliches H₂-Absatzpotenzial von 12 kt pro Jahr in Rheinland-Pfalz erschlossen werden. Bei einer vollen Marktdurchdringung können dementsprechend 24 kt pro Jahr erwartet werden. Die im Szenario für Rheinland-Pfalz aufgebaute, flächendeckende H₂-Versorgung könnte mit diesen zusätzlichen Mengen durch eine geringe Mehrauslastung problemlos umgehen.

5.4 Szenarien-Ergebnisse für Rheinland-Pfalz

Die deutschlandweiten Szenarioergebnisse werden über die im [Abschnitt 5.2](#) beschriebenen Regionalisierung und räumlich aufgelösten Optimierung auf das Bundesland Rheinland-Pfalz herunter gebrochen. Zunächst werden die sich aus der Regionalisierung ergebenden Entwicklungen der Endenergienachfragen nach Strom und Erdgas für die Jahre 2030, 2040 und 2045 auf Landkreisebene für Rheinland-Pfalz dargestellt (siehe [Abschnitt 5.4.1](#)). Aufgrund des besonderen Fokus auf das Schlüsselement Wasserstoff zur Erreichung der landesspezifischen Ziele wird die Entwicklung der H₂-Nachfragen in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2030, 2040 und 2045 in [Abschnitt 5.4.2](#) detailliert erläutert. Die Ergebnisse der räumlich aufgelösten Modellierung werden in [Abschnitt 5.4.3](#) ausgeführt.

Die Schwerpunkte der Ausführungen liegen hierbei insbesondere auf die Erreichung der gesetzten Ziele bei der Stromerzeugung durch 100 % Erneuerbare und dem Aufbau einer H₂-Infrastruktur in Rheinland-Pfalz.

5.4.1 Entwicklung der Endenergienachfragen nach Strom und Erdgas in Rheinland-Pfalz

Zur Bestimmung der räumlichen Verteilung der Endenergienachfragen in Rheinland-Pfalz wird die in [Abschnitt 5.2.3](#) beschriebene Methodik angewandt. Dies erfolgt für die Energieträger Strom, Erdgas und Wasserstoff für die betrachteten Stützjahre 2030, 2040 und 2045.

Analog zu den in [Abschnitt 5.3](#) beschriebenen Ergebnissen bleibt die Stromnachfrage in Rheinland-Pfalz im Jahr 2030 mit 28,5 TWh auf einem ähnlich hohen Niveau wie 2019 – unter Berücksichtigung der Stromnachfragen an Industriestandorten, die über betriebseigene Kraftwerke gedeckt werden. Damit sind knapp 6 % der deutschlandweiten Stromnachfrage dem Bundesland Rheinland-Pfalz zugeordnet. Die gleichbleibende Höhe der nachgefragten Strommenge lässt sich durch die Kombination aus signifikanter Nutzung von Einsparmaßnahmen bei gleichzeitig beginnender Elektrifizierung in den einzelnen Verbrauchersektoren erklären. Bis zum Jahr 2040 steigt die Stromnachfrage der Endverbraucher um knapp 30 % auf insgesamt 36,7 TWh. Zur Erreichung der deutschlandweiten Treibhausgasneutralität

sind weitere Anstrengungen zur Dekarbonisierung insbesondere in der Industrie notwendig. Die Stromnachfrage der Endverbraucher in Rheinland-Pfalz steigt dementsprechend bis zum Jahr 2045 auf 46,4 TWh an und ist damit um 66 % im Vergleich zur heutigen Nachfrage des Bundeslandes höher. Nicht inbegriffen ist hierbei der Strombedarf im Umwandlungssektor zum Beispiel zur inländischen Bereitstellung von Wasserstoff. Dies ist methodisch bedingt, da der Strombedarf für die Elektrolyse in Rheinland-Pfalz

bereits Teil des Ergebnisses der räumlichen Optimierung und Platzierung ist (siehe Abschnitt 5.4.3, Tabelle 5–8). Diese Nachfragen werden dem Modell nicht exogen vorgegeben. Abbildung 5–15 zeigt die räumliche Verteilung der Stromnachfragen in Rheinland-Pfalz für die modellierten Stützjahre. Die Landkreise Ludwigshafen und Mayen-Koblenz weisen aufgrund der hohen Nachfrageanteile des Industriesektors die höchsten Stromnachfragen auf.

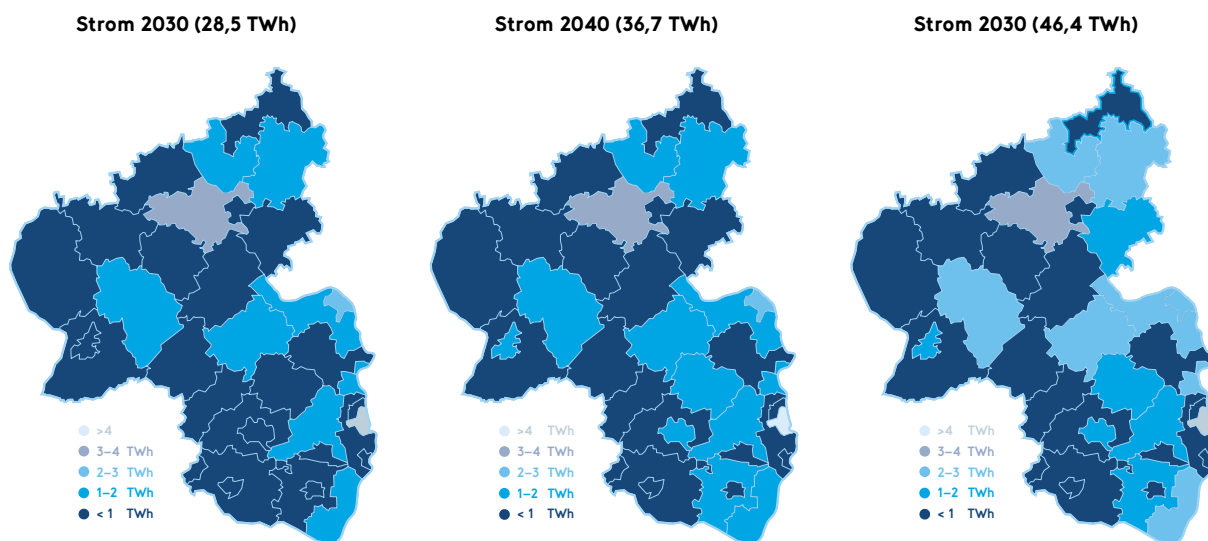


Abbildung 5–15: Entwicklung der Stromnachfragen der Endverbrauchersektoren für die Jahre 2030, 2040 und 2045. Die Gesamtstromnachfrage der Endverbrauchersektoren steigt von 28,5 TWh im Jahr 2030 auf 46,4 TWh im Jahr 2045.

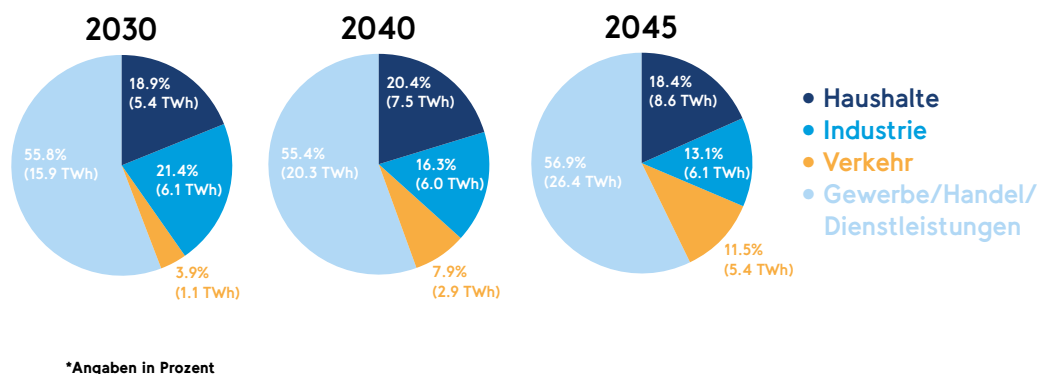


Abbildung 5–16: Anteile der Endverbrauchersektoren an der Stromnachfrage in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2030, 2040 und 2045. Die Fläche der Kreise stellen schematisch die Höhe des Gesamtstrombedarfs dar.

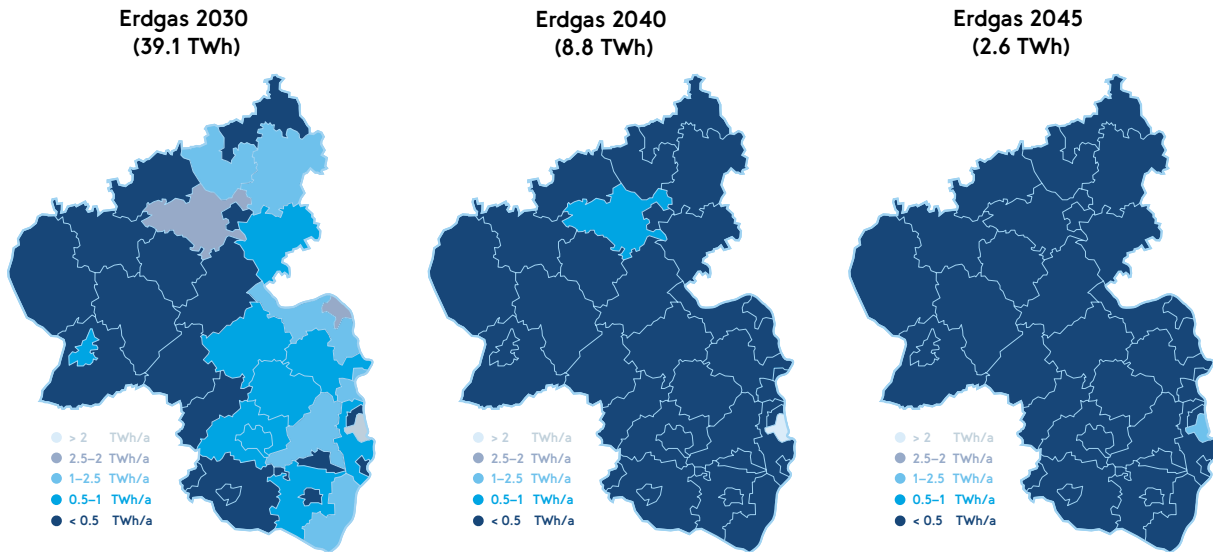


Abbildung 5-17: Entwicklung der Erdgasnachfragen der Endverbrauchersektoren für die Jahre 2030, 2040 und 2045. Die Gesamtnachfrage der Endverbrauchersektoren nach Erdgas sinkt von 39,1 TWh im Jahr 2030 auf 2,6 TWh im Jahr 2045. Erdgasnachfrage Rheinland-Pfalz im Jahr 2019: 41,4 TWh^[74]

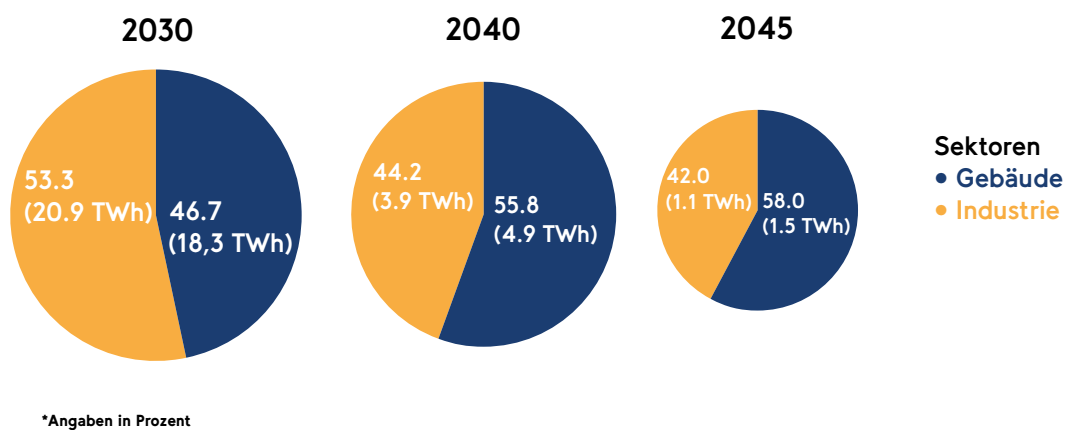


Abbildung 5-18: Anteile der Endverbrauchersektoren an der Erdgasnachfrage in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2030, 2040 und 2045. Die Fläche der Kreise stellen schematisch die Höhe des Gesamterdgasbedarfs von Rheinland-Pfalz dar. Erdgasnachfrage Rheinland-Pfalz im Jahr 2019 in der Industrie: 20,7 TWh^[74]

Die Stromnachfrage des Industriesektors macht in Rheinland-Pfalz mit über 55 % den größten Anteil der Gesamtstromnachfrage aus (siehe Abbildung 5-16). Der Anteil der Stromnachfrage des Verkehrssektors nimmt über die Jahre deutlich zu und liegt im Jahr 2045 bei 11,5 %. Absolut ist eine Verfünffachung der Stromnachfrage des Verkehrssektors von 2030 bis 2045 zu beobachten begründet durch die zunehmende Elektrifizierung der Mobilität. Der Strombedarf des Gewerbe-/Handel-/Dienstleistungen-Sektors bleibt dagegen über die Jahre auf gleichem Niveau mit rund 6 TWh, während der Haushaltssektor im Jahr 2045 einen um rund 60 % höheren Strombedarf aufweist im Vergleich zum Jahr 2030.

Während der Strombedarf über die Jahre zunimmt, reduziert sich die Erdgasnachfrage der Endverbrauchersektoren aufgrund der Emissionsreduktionsziele bis zum Jahr 2045 um über 90 % in Rheinland-Pfalz auf 2,6 TWh. Berücksichtigt wird hierbei auch der Erdgasbedarf des Industriesektors zur Gewinnung von grauem Wasserstoff, der zum Beispiel für die Ammoniak- und Methanolsynthese benötigt wird und in Zukunft durch einen grünen H₂-Bedarf substituiert wird. Abbildung 5-17 zeigt die Entwicklung der Erdgasnachfragen auf Landkreisebene. Die höchste Nachfrage weist der industriell geprägte Landkreis Ludwigshafen auf. Der BASF-Standort in Ludwigshafen weist sehr hohe punktuelle Bedarfe auf. Im Jahr 2030 werden diesem Landkreis etwa 42 % der Gesamterdgasnachfrage zugeordnet, im Jahr 2045 noch rund 34 % der verbleibenden Nachfrage.

Die betrachtete Erdgasnachfrage setzt sich aus den Nachfragen des Gebäudesektors und des Industriesektors zusammen (siehe Abbildung 5-18). Das Erdgas wird dort zur Umwandlung in Wärme oder in Industrieprozessen verwendet. Die Nutzung von Erdgas in Kraftwerken zur Stromerzeugung ist hierbei nicht berücksichtigt. Die Nachfrage nach Gas kann in Zukunft teilweise durch aufgereinigtes und eingespeistes Biogas gedeckt werden. Der Anteil des Industriesektors an der Nachfrage reduziert sich bis zum Jahr 2045 auf 42 %. Insgesamt reduziert sich die Nachfrage im Industriesektor bis zum Jahr 2045 um 95 % im Vergleich zum Jahr 2030. Im Gebäudesektor ist eine Reduktion von 92 % bis 2045 im Vergleich zum Jahr 2030 zu beobachten.

Die in Abbildung 5-15 und Abbildung 5-17 dargestellten Nachfrageverteilungen werden dem räumlich aufgelösten Modell exogen vorgegeben und müssen bei der kostenoptimalen Auslegung des Systems gedeckt werden. Der Strombedarf für die Elektrolyse in Rheinland-Pfalz ist Teil des Ergebnisses der räumlichen Optimierung (siehe Abschnitt 5.4.3) und wird deshalb nicht an dieser Stelle ausgewiesen.

5.4.2 Entwicklung der H₂-Nachfrage in Rheinland-Pfalz

Die Nutzung von Wasserstoff trägt entscheidend zum Gelingen der Energiewende bei, so zeigt sich deutschlandweit ein Anstieg des jährlichen H₂-Bedarfs von 104 TWh (3,1 Mio. t) im Jahr 2030 auf 412 TWh (12 Mio. t) im Jahr 2045^[93]. Dieser Trend ist auch in Rheinland-Pfalz zu beobachten. Die angestrebte Reduktion der Treibhausgasemissionen macht die verstärkte Nutzung von Wasserstoff insbesondere im Verkehrs- und Industriesektor notwendig, um Mineralöle und Erdgas zu ersetzen. Die Verteilung der H₂-Nachfragen nach der in Abschnitt 5.2.3 beschriebenen Methode umfasst nicht den H₂-Bedarf im Energiesektor bspw. zur Rückverstromung oder zum Betrieb von Fernwärmenetzen, weswegen die Stadt Mainz in den Abb. 5-19 bis 5-21 nicht besonders hervorgehoben wird. Darüber hinaus umfasst die Methode ebenso wenig den an den Industriestandorten gewonnenen grauen Wasserstoff. Es handelt sich demnach bei der H₂-Nachfrage des Industriesektors um eine zusätzliche Nachfrage, die nicht vor Ort durch Dampfreformierung oder andere Prozesse gedeckt wird, sondern über die Lieferung von grünem Wasserstoff von außen z. B. Pipeline gedeckt werden muss. Dabei wird sowohl die energetische als auch die nichtenergetische Nutzung von Wasserstoff berücksichtigt. Im Jahr 2030 werden rund 55 % der H₂-Nachfragen des Industriesektors durch interne Prozesse am Industriestandort gedeckt. Die restlichen 45 % der Industriewasserstoffnachfragen werden über den Industrieverteilschlüssel verteilt (angelehnt an^[86]). Abbildung 5-19 zeigt die Anteile der Endverbrauchersektoren sowie die Verteilung der H₂-Nachfrage über die Landkreise in Rheinland-Pfalz. Die Nachfrage nach grauem Wasserstoff des Industriesektors ist hierbei nicht berücksichtigt, da der Wasserstoff z. B. über Erdgasreformierung vor Ort erzeugt wird und in der Endenergiebilanz als Erdgasnachfrage Berücksichtigung findet. Rheinland-Pfalz weist eine Nachfrage von 4,1 TWh auf, zuzüglich einer grauen H₂-Nachfrage im Industriesektor. Dies entspricht etwa 7 % der gesamten

H₂-Nachfrage Deutschlands (ohne grauen Wasserstoff und Umwandlungssektor). Der Industriesektor hat mit rund 51 % den größten Anteil an der verteilten Nachfrage mit Schwerpunkt in Ludwigshafen. Die Nachfrage des Verkehrssektors spielt ebenfalls eine große Rolle, die maßgeblich durch Lastkraftwagen geprägt ist (ca. 67 % der H₂-Nachfrage des Verkehrssektors in Rheinland-Pfalz). Dadurch weist der von zwei Bundesautobahnen geprägte Landkreis Mayen-Koblenz bereits eine im Vergleich zu den anderen Landkreisen erhöhte H₂-Nachfrage auf.

besonderen Schwerpunkt der Nachfrage darstellt. Die Nachfrage im Verkehrssektor verdreifacht sich. Eine im Vergleich mit dem Umland erhöhte H₂-Nachfrage weisen auch von der Zementindustrie geprägte Landkreise wie der Donnersbergkreis, der Rhein-Lahn-Kreis sowie die Vulkaneifel auf. Die Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor spielt unter den Rahmenbedingungen und dem gewählten Modellansatz nur eine untergeordnete Rolle in Rheinland-Pfalz. Eine Analyse der lokalen Verteilnetze Strom und Gas kann das Ergebnis punktuell deutlich beeinflussen. Eine entsprechende Analyse der Verteilnetze war nicht Bestandteil der Szenariostudie für Rheinland-Pfalz und würde weit über die Zielstellung dieser Untersuchung hinausgehen.

Bis zum Jahr 2040 geht der Anteil des grau bereitgestellten Wasserstoffs in der Industrie deutlich zurück und die Nachfrage nach grünem Wasserstoff von außen erhöht sich in Rheinland-Pfalz auf bis zu 16 TWh (siehe Abbildung 5-20), wobei Ludwigshafen einen

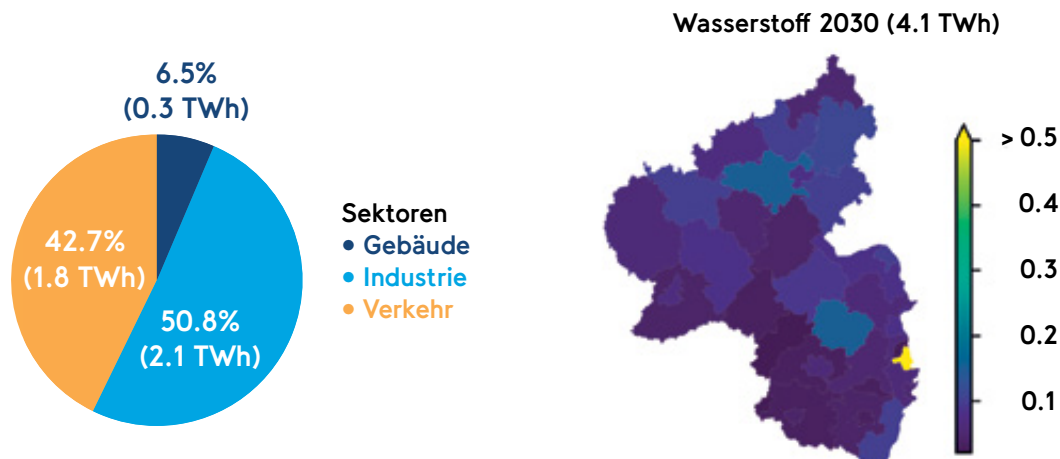


Abbildung 5-19: H₂-Nachfrage in Rheinland-Pfalz im Jahr 2030. Links: Anteile der Endverbrauchersektoren. Rechts: Verteilung der Nachfrage auf die Landkreise. H₂-Nachfragen, die zurzeit vor Ort am Standort (z. B. große Industriestandorte), gedeckt werden

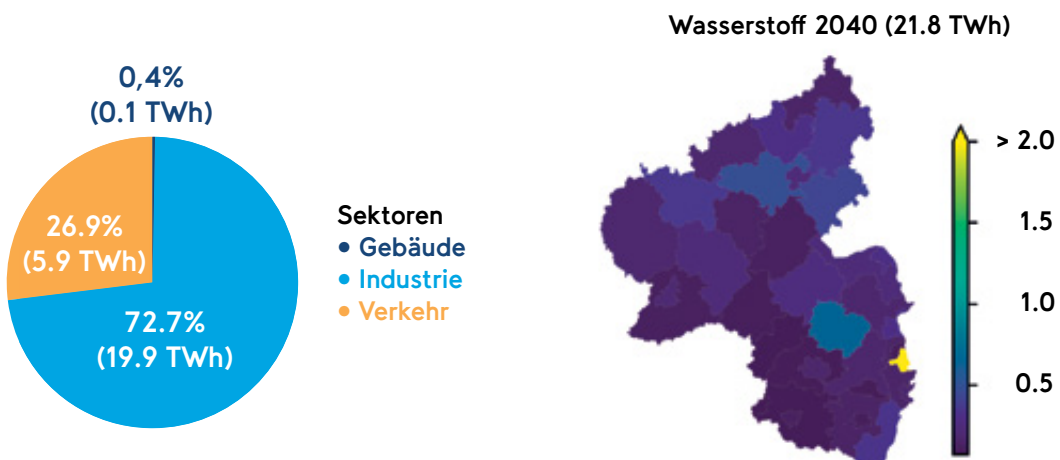


Abbildung 5-20: H₂-Nachfrage in Rheinland-Pfalz im Jahr 2040. Links: Anteile der Endverbrauchersektoren. Rechts: Verteilung der Nachfrage auf die Landkreise.

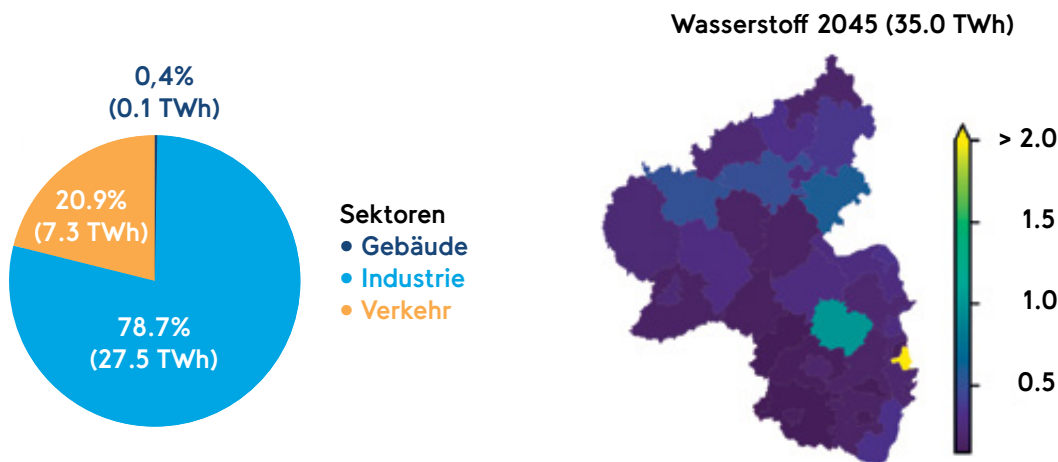


Abbildung 5-21: H₂-Nachfrage in Rheinland-Pfalz im Jahr 2045. Links: Anteile der Endverbrauchersektoren. Rechts: Verteilung der Nachfrage auf die Landkreise.

Der letzte Schritt zur Treibhausgasneutralität Deutschlands im Jahr 2045 führt zu einer weiteren Steigerung der H₂-Nachfrage in Rheinland-Pfalz auf 35 TWh, was einem Anteil von rund 9 % der deutschlandweiten Gesamtnachfrage entspricht. Diese Steigerung der Nachfrage liegt darin begründet, dass nicht alle Treibhausgasemissionen der einzelnen Prozesse bis zum Jahr 2040 in Rheinland-Pfalz vermieden werden können (vgl. Abschnitt 5.3). Bis 2045 werden weitere Industrieprozesse auf treibhausgasneutrale Pfade umgestellt. Der Industriesektor macht dabei in Rheinland-Pfalz knapp 79 % der H₂-Nachfrage aus, wodurch industriell geprägte Landkreise weiterhin die höchsten H₂-Nachfragen aufweisen (z. B. Ludwigshafen, Donnersbergkreis). Die H₂-Nachfrage des Verkehrssektors wird weiterhin durch Lastkraftwagen dominiert. Busse und Züge machen mit rund 8 % nur einen geringen Anteil der Nachfrage aus.

Die in den Abbildungen Abbildung 5-19, Abbildung 5-20, Abbildung 5-21 dargestellten Nachfrageverteilungen werden dem räumlich aufgelösten Modell exogen vorgegeben und müssen bei der kostenoptimalen Auslegung des Systems gedeckt werden. Neben der H₂-Nachfrage der Endverbrauchersektoren Gebäude, Industrie und Verkehr wird zusätzlich Wasserstoff zur Rückverstromung nachgefragt, um mehr Flexibilität bei der emissionsfreien Stromerzeugung unabhängig von den vorherrschenden Witterungsbedingungen zu bieten. Diese sind Teil der Optimierungsergebnisse.

5.4.3 Aufbau einer H₂-Infrastruktur in Rheinland-Pfalz

Die deutschlandweiten Szenarioergebnisse, die im Abschnitt 5.1 beschrieben sind, werden über die im Abschnitt 5.2 beschriebenen räumlich aufgelösten kostenminimierenden Optimierung auf das Bundesland Rheinland-Pfalz unter Berücksichtigung weiterer landespolitischer Zielformulierung herunter gebrochen. Tabelle 5-6 fasst die ermittelten Endenergiebedarfe für Rheinland-Pfalz zusammen, welche für die jeweiligen modellierten Jahre übergeben werden.

Die bilanzielle Deckung der Stromnachfrage von Rheinland-Pfalz durch Erneuerbare Energiequellen ab dem Jahr 2030, die sich durch die politische Zielformulierung ergibt, macht einen erhöhten Ausbau von Windkraft und PV erforderlich. Der kostenoptimale Ausbau in Rheinland-Pfalz wird in Tabelle 5-7 zusammengefasst und liegt hierbei insbesondere für PV deutlich über den ausgewiesenen Ausbauzielen (vgl. Tabelle 5-2). Für PV ergibt sich dabei eine Ausbaurrate von 1,1 GW pro Jahr bis zum Jahr 2030, welche damit 600 MW über der in den Zielen des Koalitionsvertrags definierten Ausbaurrate liegt. Für Wind ergibt sich analog zu den vorgegebenen Ausbauzielen eine Ausbaurrate von 500 MW pro Jahr bis 2030. Dieser erhöhte Ausbaubedarf von PV lässt sich durch die volatilen Stromerzeugungsraten der erneuerbaren Energiequellen erklären.

Tabelle 5-6: Energiebedarfe in Rheinland-Pfalz für Strom, Erdgas und Wasserstoff im Überblick. Die bezifferten Bedarfe umfassen sowohl die Nachfragen der Endverbrauchersektoren als auch die Bedarfe des Umwandlungsbereichs (z. B. Elektrolyse, H₂-Rückverstromung). Werte für 2019 aus Quelle^[74]

	2019 (IST)	2030 (SZENARIO)	2040 (SZENARIO)	2045 (SZENARIO)
Strombedarf	29 TWh	30 TWh	41 TWh	53 TWh
Erdgasbedarf	52 TWh	46 TWh	11 TWh	4 TWh
H ₂ -Bedarf (grün)	< 1	4 TWh	22 TWh	43 TWh

Tabelle 5-7: Installierte Leistungen von Wind, PV, Elektrolyse und Rückverstromungsanlagen in Rheinland-Pfalz unter Berücksichtigung der politischen Zielvorgaben und der Kostenoptimalität des aufgebauten H₂-Versorgungssystems . Ist:^[75]; Szenario: Modellergebnis

INSTALLIERTE LEISTUNGEN	2020 (IST)	2030 (SZENARIO)	2040 (SZENARIO)	2045 (SZENARIO)
Wind	3,7 GW _{el}	9 GW _{el}	10 GW _{el}	12 GW _{el}
PV	2,5 GW _{el}	12 GW _{el}	30 GW _{el}	33 GW _{el}
Elektrolyse	<0,1 GW _{el}	1,3 GW _{el}	1,3 GW _{el}	1,7 GW _{el}
Rückverstromung	/	0,4 GW _{el}	2 GW _{el}	5 GW _{el}

Abbildung 5-22 zeigt die Anteile von Wind, PV und Wasserkraft an der Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz. Dadurch lässt sich 2030 bilanziell die gesamte Stromnachfrage von 28,5 TWh in Rheinland-Pfalz decken. Zusammen mit der Verstromung von Biomasse kann ebenso der für die Elektrolyse benötigte Strom innerhalb von Rheinland-Pfalz bereitgestellt werden. Rund 400 MWe¹ installierter Leistung von Rückverstromungsanlagen in Rheinland-Pfalz sorgen zusätzlich zu den benötigten Stromspeichern für ausreichend Flexibilität bei der Stromversorgung. Für den Ausgleich der aufgrund von Tagesschwankungen entstehenden Diskrepanzen zwischen Angebot und Nachfrage werden weiterhin Stromspeicherkapazitäten von knapp 14 GWh¹ benötigt. Diese Speicherkapazitäten können durch Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher bereitgestellt werden..

Im Jahr 2040 müssen zusätzlich zur Stromnachfrage der Endverbrauchersektoren weitere 8,7 TWh Strom für die Abscheidung von nichtvermeidbaren Treibhausgasemissionen bereitgestellt werden, um die Treibhausgasneutralität des Bundeslandes zu erreichen (siehe Abschnitt 5.3). Zusätzlich ist für die Treibhausgasneutralität auch eine Abscheidung von Kohlendioxid aus Industrieprozessen und einer Nutzung (CCU-Konzept) notwendig. Rund 47 TWh Strom werden in den Ergebnissen über Wind, PV und Wasserkraft in Rheinland-Pfalz erzeugt, wodurch die bilanzielle Deckung der Stromnachfrage gesichert ist. Hierbei

zieht das Modell in Rheinland-Pfalz verstärkt den Ausbau von PV, wodurch sich die Ausbaurrate zwischen 2030 und 2040 auf 1,8 GW pro Jahr erhöht. In demselben Zeitraum werden dagegen nur 1 GW Leistungen an Windturbinen in Rheinland-Pfalz installiert. Dies liegt darin begründet, dass die Installation von Windturbinen bevorzugt in den nördlichen Bundesländern vollgezogen wird, da dort höhere Erzeugungsraten zu erwarten sind. . Aus diesem Grund erhöht sich der Anteil von PV an der erneuerbaren Stromerzeugung auf 67 % in Rheinland-Pfalz (ohne Berücksichtigung der Biomasseverstromung). Der Stromspeicherbedarf zum Ausgleich von Tagesschwankungen steigt auf 21 GWh¹ aufgrund der hohen Einspeisung von erneuerbaren Energieerzeugern. Die notwendige Weiterentwicklung der Infrastruktur wird bei der Modellierung berücksichtigt und entsprechend den Entwicklungsplänen hinterlegt (vgl. Kapitel 5.2.4).

Im Jahr 2045 liegt der zusätzliche Strombedarf für die CO₂-Abscheidung bei rund 4 TWh, wodurch mindestens 50 TWh Strom durch Erneuerbare Energiequellen in Rheinland-Pfalz bereitgestellt werden müssen. Dies kann durch einen weiteren Ausbau von Wind und PV erreicht werden. Aufgrund der begrenzten Möglichkeiten des Ausbaus nimmt der Anteil der Stromerzeugung durch Wasserkraft über die zeitliche Entwicklung des Energiesystems ab. Der Stromspeicherbedarf steigt auf knapp 50 GWh¹.

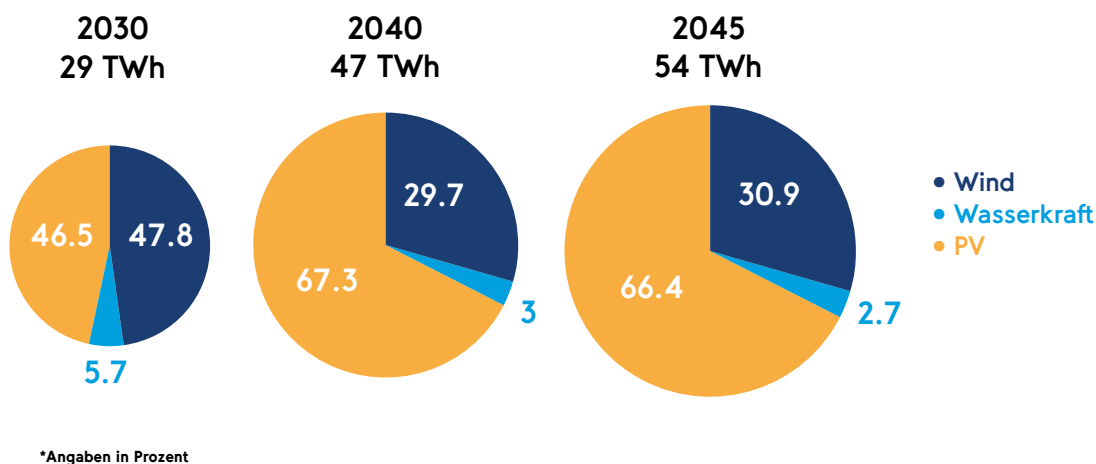


Abbildung 5-22: Anteile von Wind, PV und Wasserkraft an der Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2030, 2040, 2045. Die Größe der Kreise steht schematisch für die Höhe der Stromerzeugung durch Wind, PV und Wasserkraft in Rheinland-Pfalz. Erzeugung im Jahr 2019: 10 TWh (Wind 70 %, PV 21 %, Wasser 9 %)¹⁷⁴⁾

Tabelle 5-8: Stromnachfragen und erneuerbare Stromerzeugung (Wind, PV, Wasser) in Rheinland-Pfalz im Überblick. (* Die Stromnachfrage der Elektrolyse ist Ergebnis der Kostenoptimierung); Ist-Werte für das Jahr 2019^[74]

STROMNACHFRAGEN [TWh]	ENDVERBRAUCHER	STROMBEDARF DAC UND SPEICHERUNG	ELEKTROLYSE*	GESAMT	ERNEUERBARE STROMERZEUGUNG
2019	28,7			28,7	9,9
2030	28,5	/	1,1	29,6	29,2
2040	36,7	8,7	4,1	49,5	47,4
2045	46,4	3,3	6,4	56,1	54,4

Tabelle 5-8 zeigt die Stromnachfragen der Endverbraucher, der DAC mit CO₂-Abscheidung ergänzt um die zusätzlichen Stromnachfragen für die Elektrolyse im Überblick. Der Betrieb der Elektrolyse ist Teil des Optimierungsergebnisses und wird nicht exogen vorgegeben. Dadurch kommt es zu leichten Abweichungen von maximal 4 % zwischen dem Wert der Erneuerbaren Stromerzeugung und der Gesamtstromnachfrage in Rheinland-Pfalz.

Für die inländische H₂-Bereitstellung werden im Jahr 2030 insgesamt 1,3 GW_{el} Elektrolyseleistung in Rheinland-Pfalz installiert, was einem Anteil von rund 8 % der insgesamt in Deutschland installierten Leistung entspricht. Die grüne H₂-Erzeugung in Rheinland-Pfalz beträgt 0,9 TWh_{H₂} (rund 26 kt), wodurch etwa 20 % der H₂-Nachfrage innerhalb von Rheinland-Pfalz gedeckt werden kann. Die nicht gedeckte H₂-Nachfrage wird durch die H₂-Erzeugung in anderen Bundesländern mit Offshore-Anlandepunkten sowie H₂-Importen aus Südeuropa und der MENA-Region gedeckt. Abbildung 5-23 zeigt die kostenoptimale Platzierung mit der jeweiligen H₂-Erzeugung in den Landkreisen von Rheinland-Pfalz, wobei nur Standorte mit einer jährlichen H₂-Erzeugung von über 100 GWh Wasserstoff (rund 3 kt) verzeichnet werden. Diese Elektrolyse-Standorte liegen relativ nahe an den bereits laufenden und geplanten Elektrolyse-Standorten (vgl. Abschnitt 4.3.4). Die grüne H₂-Erzeugung erfolgt insbesondere zu Zeiten mit hoher Stromspeisung von WEA und PV in den jeweiligen und umliegenden Landkreisen mit Elektrolyseleistung.

Um die zukünftige H₂-Nachfrage decken zu können, ist der Aufbau einer H₂-Transportinfrastruktur notwendig. Als Transportoptionen werden in der Kostenoptimierung zunächst nur die kostengünstigsten Optionen der Umstellung des bestehenden Erdgasnetzes sowie der Neuverlegung von H₂-Pipelines berücksichtigt. Unter der Annahme, dass jegliche bestehende Pipelineverbindungen auf den H₂-Transport umgestellt werden können, wobei der Erdgastransport zur Deckung der Erdgasnachfragen sichergestellt sein muss, ergibt sich das in Abbildung 5-24 gezeigte H₂-Netz: Die auf den H₂-Transport umgestellten Pipelinestränge sind in dunkelgrün dargestellt. Insgesamt werden rund 67 % der Längenkilometer des berücksichtigten Netzes teilweise auf den H₂-Transport umgestellt. Dies umfasst eine teilweise Umstellung von rund 10.800 km Pipelinenetz. Ein Neubau ist nur im geringen Maße notwendig. So werden einzelne Landkreise an das Netz in Rheinland-Pfalz angebunden, sowie die Verbindung nach Nordrhein-Westfalen verstärkt. Insgesamt werden 130 km neue Pipelinestränge benötigt mit Durchmessern von unter 300 mm. Von diesen werden knapp 80 km innerhalb Rheinland-Pfalz verlegt. Weitere 50 km Pipelines sind für die Anbindung an die Regionen in Nordrhein-Westfalen notwendig, um den Transport des Wasserstoffs über alle Bundesländer zu ermöglichen.

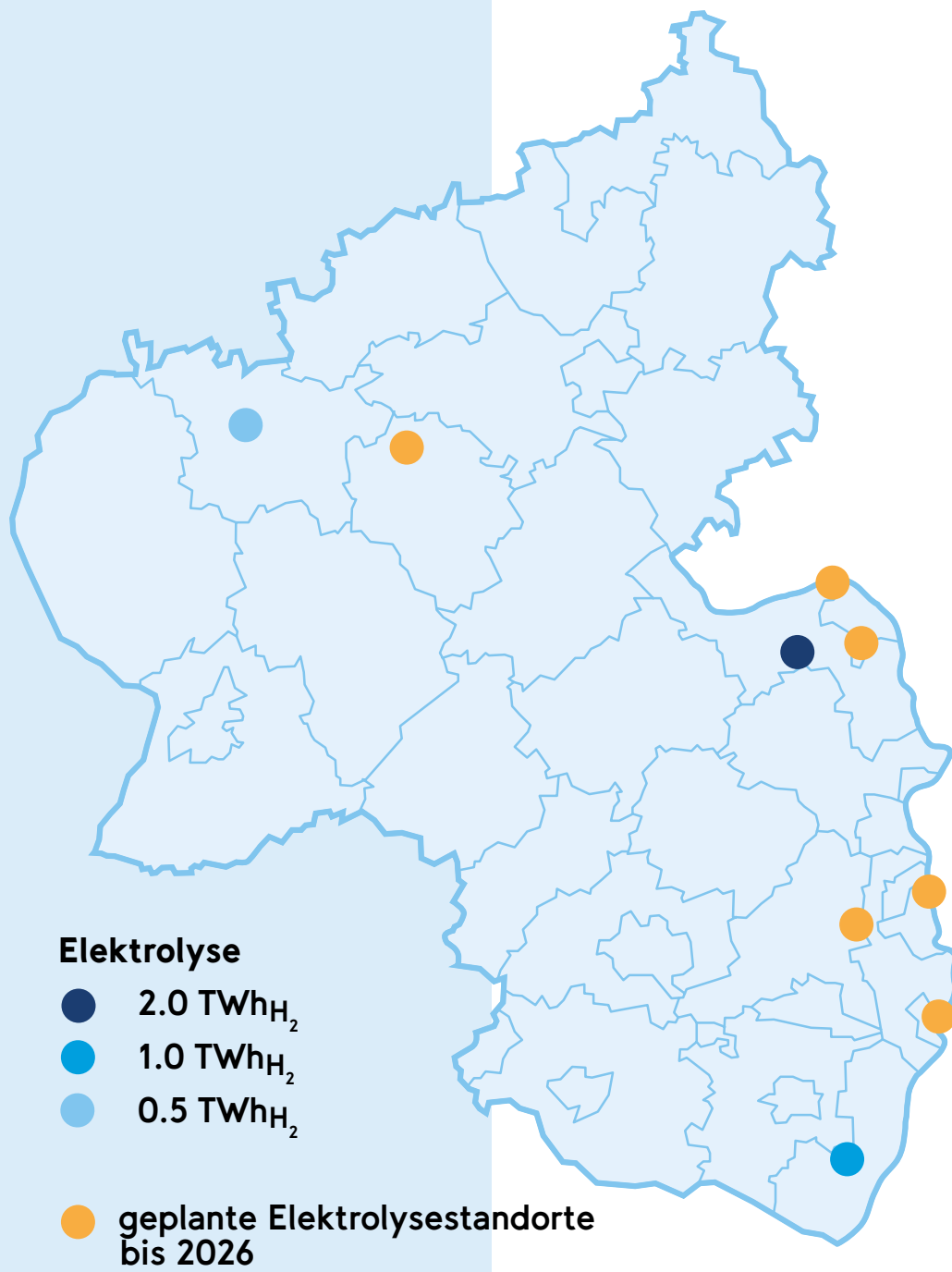
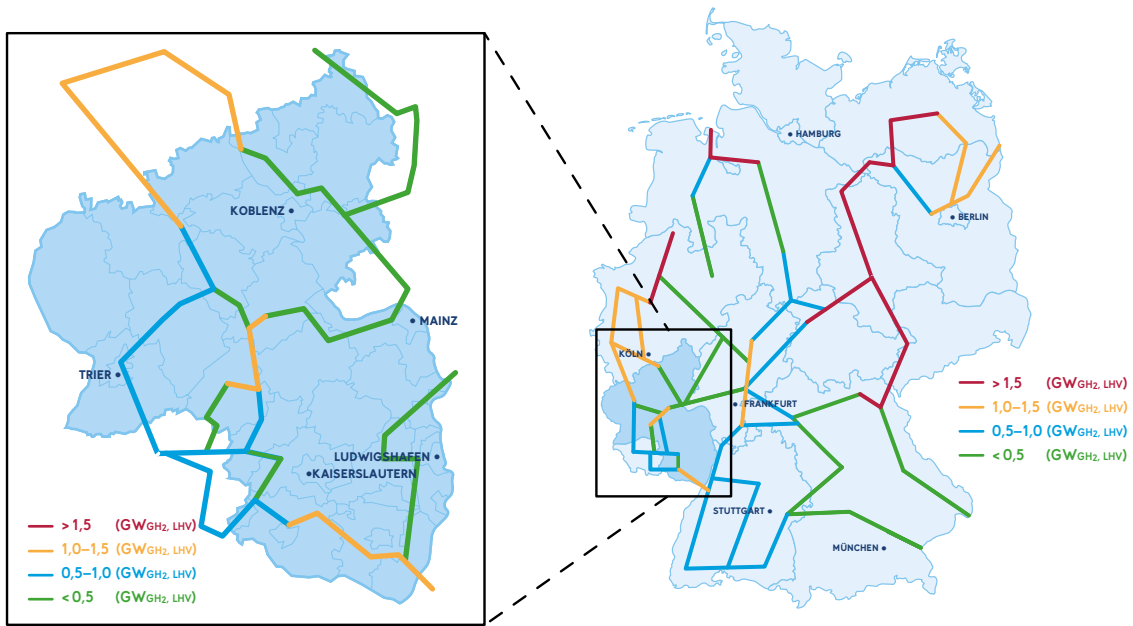


Abbildung 5-23: Kostenoptimale Platzierung und Betrieb der Elektrolyse für das Jahr 2030 in Rheinland-Pfalz. Gelbe Punkte markieren die bis 2026 geplanten Elektrolysestandorte aus Abschnitt 4.3.4.

Umgestellte Pipelines 2030



Neue Pipelines 2030

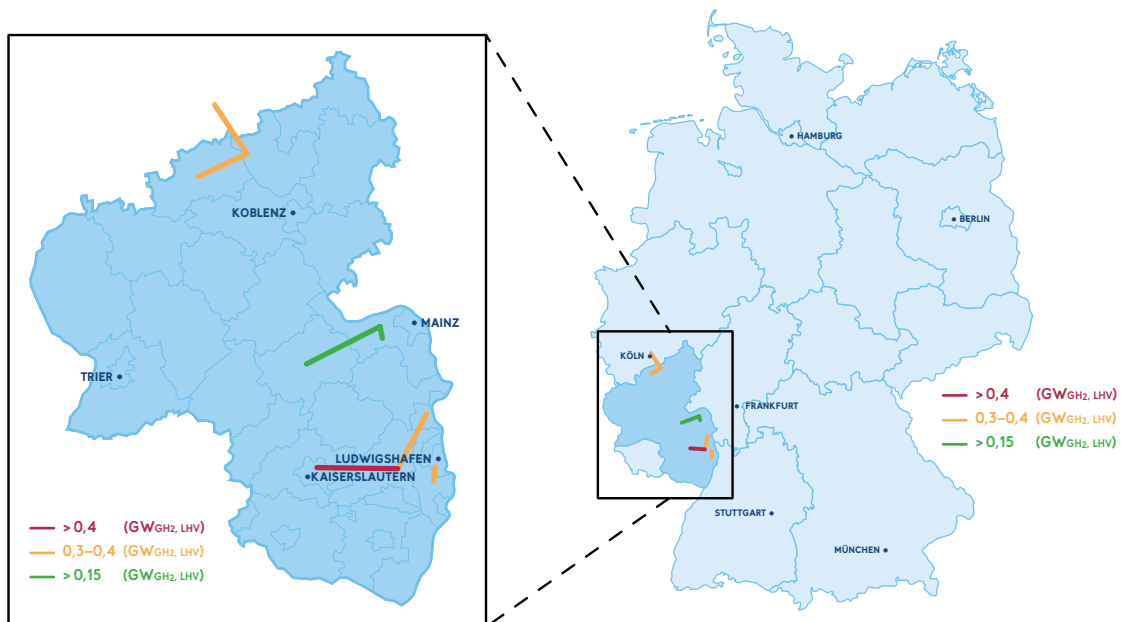


Abbildung 5-24: Aufbau einer H₂-Transportinfrastruktur durch die Umstellung (oben) und den Aufbau neuer Pipelines (unten) für das Jahr 2030; jeweils dargestellt für Deutschland und mit Fokus auf Rheinland-Pfalz.

Im Jahr 2040 beträgt die installierte Elektrolyseleistung in Rheinland-Pfalz 1,3 GW_{el}. Dies entspricht etwa 3 % der in Deutschland installierten Leistung. Während nur ein geringer Zubau im Vergleich zu 2030 erfolgt, erhöhen sich die Volllaststunden der Elektrolyse auf 3100 h und es werden 2,9 TWh_{H₂} (rund 87 kt) grüner Wasserstoff in Rheinland-Pfalz erzeugt. Dadurch lassen sich etwa 13 % der Nachfrage des Bundeslandes decken. Die kostenoptimale Verteilung der Elektrolysestandorte sowie deren Erzeugung ist in

Abbildung 5–25 dargestellt. Zusätzlich zu den H₂-Erzeugungsregionen Mainz und Ludwigshafen werden weitere Gebiete z. B. der Rhein-Pfalz-Kreis für die Elektrolyse herangezogen. Dies liegt darin begründet, dass in den Modellergebnissen zwischen 2030 und 2040 ein deutlicher Zubau von 18 GW_{el} an PV erfolgt und die umliegenden Regionen zu H₂-Bedarfsschwerpunkten mehr erneuerbaren Strom erzeugen, der zu Wasserstoff umgewandelt werden kann.

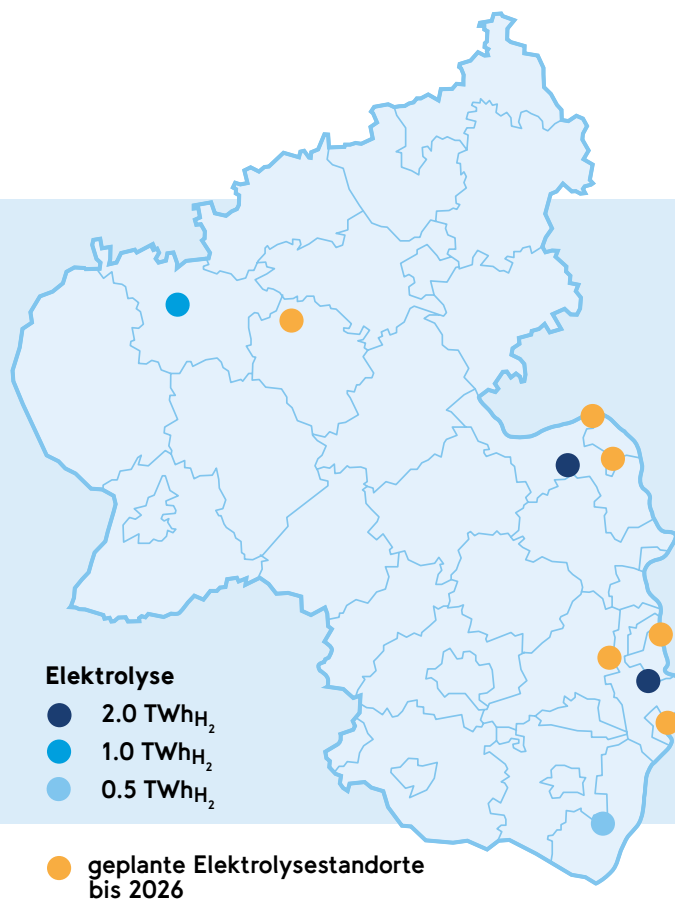
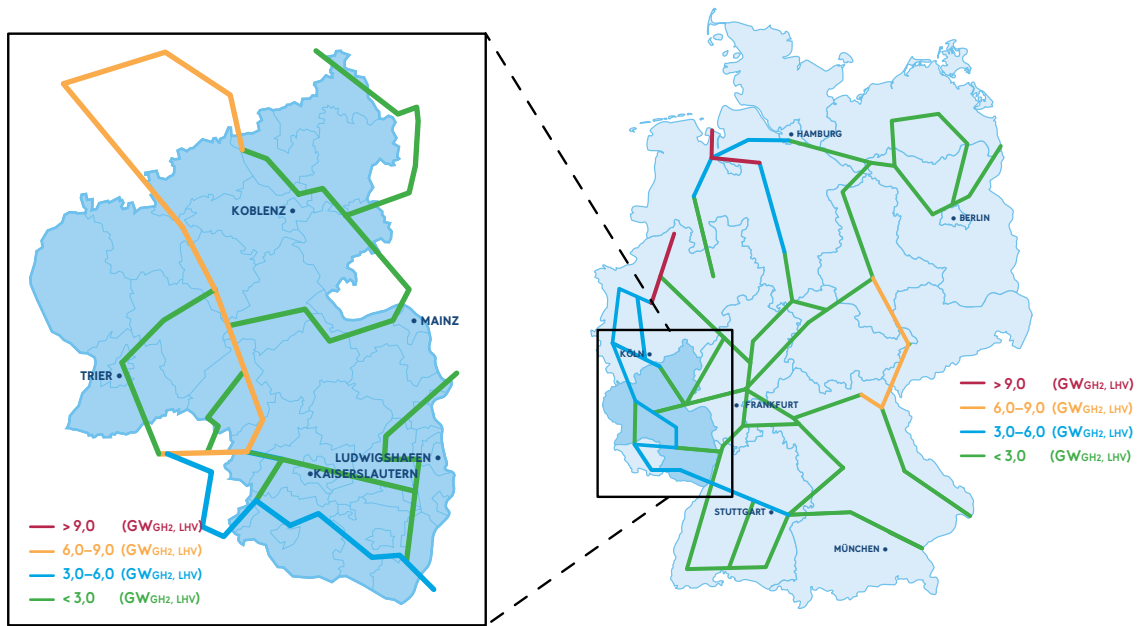


Abbildung 5–25: Kostenoptimale Platzierung und Betrieb der Elektrolyse für das Jahr 2040 in Rheinland-Pfalz. Gelbe Punkte markieren die bis 2026 geplanten Elektrolysestandorte aus Abschnitt 4.3.4.

Abbildung 5–26 zeigt das ausgebaute H₂-Netz unterteilt in umgestellte Erdgaspipelines und neugebaute Pipelines für das Jahr 2040. Im Vergleich zum Netz im Jahr 2030 sind deutlich höhere Übertragungsleistungen notwendig, um die steigende H₂-Nachfrage in allen Regionen decken zu können. Längensmäßig werden deutschlandweit rund 1.000 km Pipelines zusätzlich auf den H₂-Transport umgestellt. Weiterhin

werden rund 320 km neugebaute Pipelines mit Durchmessern bis zu 450 mm benötigt. Davon liegen mit rund 260 km etwa 80 % der neugebauten H₂-Pipelines in Rheinland-Pfalz. Weitere 60 km Pipelines verbinden Rheinland-Pfalz mit Nordrhein-Westfalen, wodurch nochmals eine Verstärkung der bereits 2030 benötigten Transportleistungen zwischen diesen beiden Bundesländern bewirkt wird.

Umgestellte Pipelines 2040



Neue Pipelines 2040

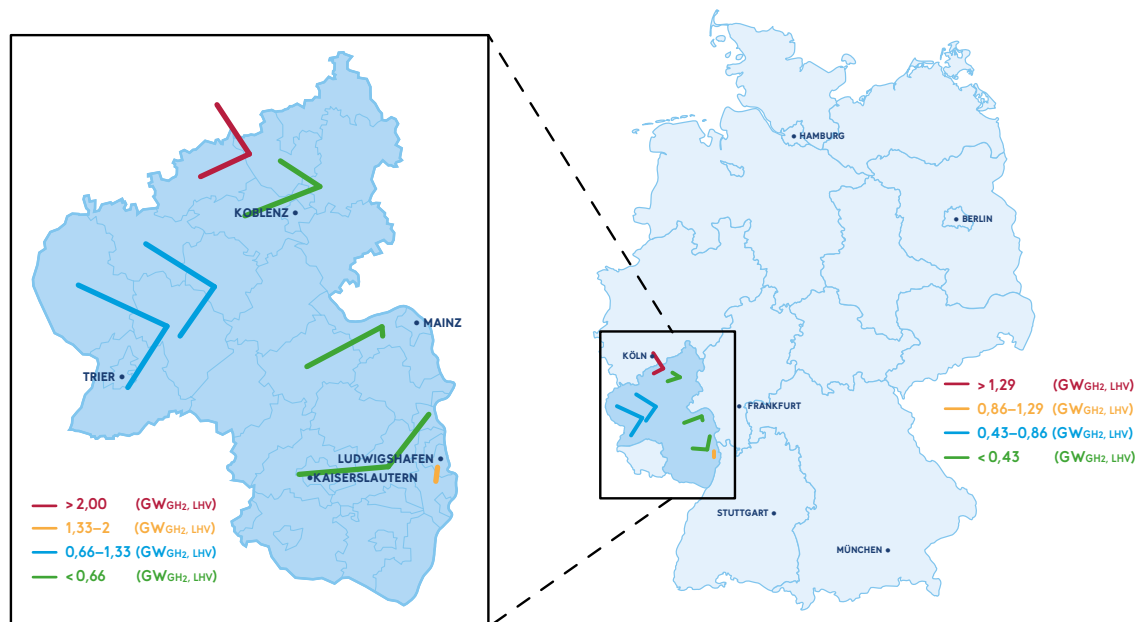


Abbildung 5–26: Aufbau einer H₂-Transportinfrastruktur durch die Umstellung (oben) und den Aufbau neuer Pipelines (unten) für das Jahr 2040; jeweils dargestellt für Deutschland und mit Fokus auf Rheinland-Pfalz.

Bis zum Jahr 2045 ist ein weiterer Zubau von Elektrolyseleistung in Rheinland-Pfalz notwendig. Die installierte Leistung steigt auf 1,7 GW_{el}. Der relative Anteil der installierten Leistung an der deutschlandweit installierten Leistung sinkt auf 2,3 %, da sich vermehrt Standorte mit Offshore-Anlandepunkten sowie Standorte mit einer größeren Distanz zu Importlokalationen bei der Standortwahl für Elektrolyseleistungen durchsetzen. Die grüne H₂-Erzeugung in Rheinland-Pfalz steigt auf 5 TWh_{H₂} (150 kt), wodurch sich etwa 11 % der Nachfrage des Bundeslandes decken lassen. Abbildung 5-26 zeigt die kostenoptimale Platzierung und der Betrieb der Elektrolyse in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2045. Im Vergleich zu den vorangegangenen Optimierungsjahren treten leichte Abweichungen bei der Standortbestimmung auf. So wird nun ebenfalls eine Elektrolyseanlage in Kaiserslautern installiert, während der Standort Germersheim nicht mehr vertreten ist. Der Rhein-Pfalz-Kreis erhöht seine H₂-Erzeugung im Vergleich zum Jahr 2040. Darüber hinaus verlagert sich die kostenoptimale H₂-Erzeugung vom Landkreis Mainz. Bingen zu einem neuen Standort im Rhein-Hunsrück-Kreis. Begründet werden können diese Verschiebungen durch die Ausschöpfung der EE-Potenziale. Während in der Umgebung von Germersheim die Potenziale für Wind und PV bis 2040 ausgeschöpft werden, kann bis 2045 in der Umgebung von Kaiserslautern noch ein EE-Zubau erfolgen. In den Analysen wurde eine Platzierung von Windenergieanlagen im Pfälzerwald nicht berücksichtigt. Die Auslastung der Elektrolyse wird dabei maßgeblich von

der vorliegenden grünen Stromerzeugung in den jeweiligen Regionen und deren Umgebung beeinflusst. Ebenso spielt die steigende Stromnachfrage in diesen Regionen eine große Rolle, da aufgrund der Kostenoptimalität vorzugsweise Stromnachfragen direkt gedeckt werden, bevor die Elektrolyse betrieben wird.

Für den Transport des Wasserstoffs im Jahr 2045 werden deutschlandweit insgesamt nur 4,5 % neue Pipelines notwendig, sofern es bis auf die sichergestellte Erdgasbereitstellung keine Einschränkungen bei der Umstellung der Gaspipelines gibt. Hohe Transportleistungen werden insbesondere für die Anbindung von Regionen mit Salzkavernenspeicherstätten im Norden Deutschlands benötigt, da diese verstärkt für die saisonale Speicherung von Wasserstoff verwendet werden. Insgesamt werden 13.400 km Pipelines auf den Transport von Wasserstoff umgestellt wie in Abbildung 5-27 dargestellt. Dies entspricht etwa 83 % der Gesamtlänge des berücksichtigten Netzes. In Rheinland-Pfalz betreffen die Umstellung rund 1.350 km Gaspipelinennetz. Darüber hinaus werden 310 km neue Pipelines mit Durchmessern von unter 450 mm in Rheinland-Pfalz benötigt. Weitere 145 km sind für die Verstärkung der Anbindung von Saarland und Nordrhein-Westfalen notwendig (siehe Abbildung 5-27). Deutschlandweit beträgt der notwendige Neubau rund 615 km, wovon etwas mehr als die Hälfte in Rheinland-Pfalz installiert wird.

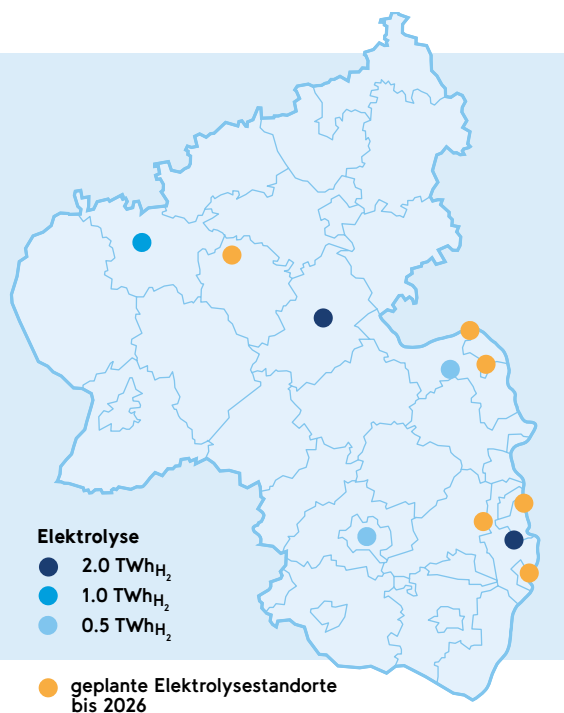
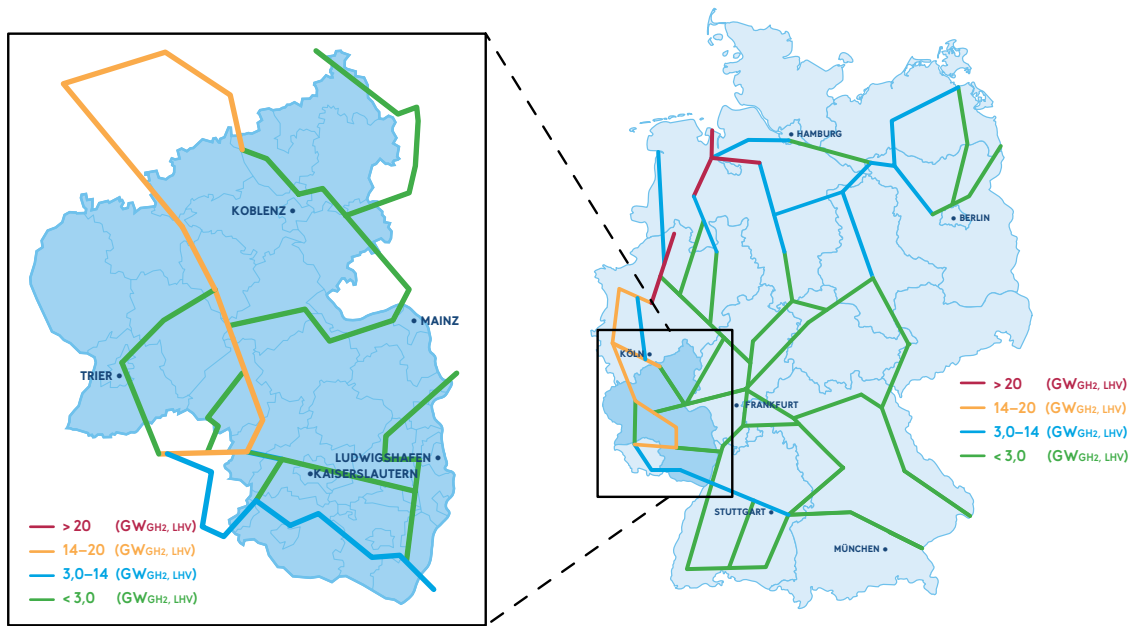


Abbildung 5-27: Kostenoptimale Platzierung und Betrieb der Elektrolyse für das Jahr 2045 in Rheinland-Pfalz. Gelbe Punkte markieren die bis 2026 geplanten Elektrolysestandorte aus Abschnitt 4.3.4.

Umgestellte Pipelines 2045



Neue Pipelines 2045

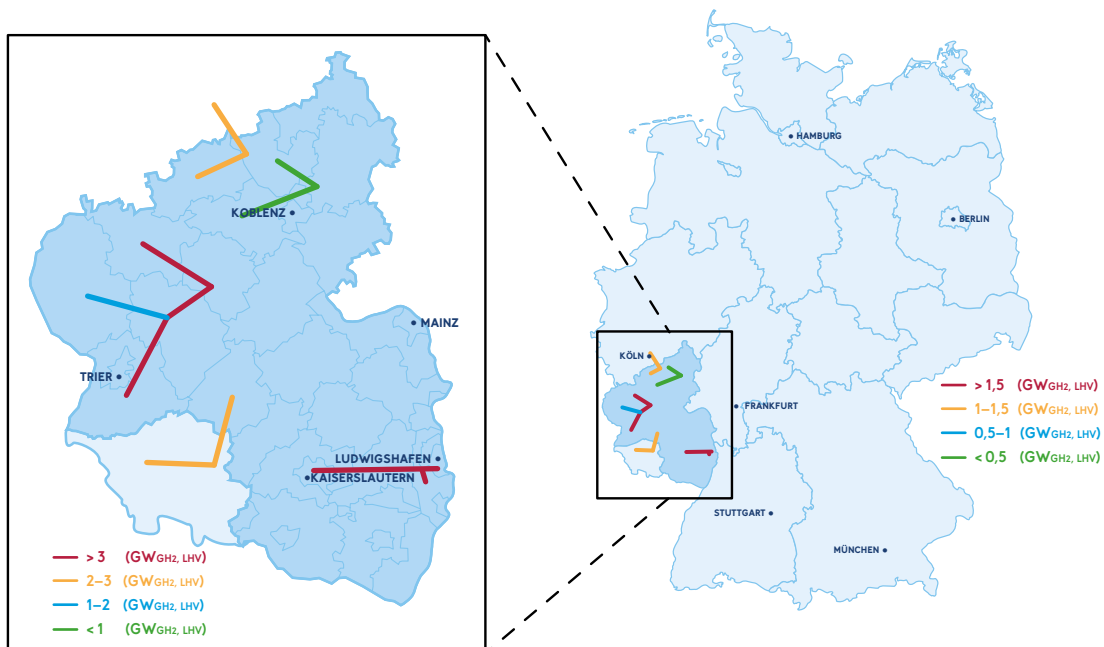


Abbildung 5-28: Aufbau einer H₂-Transportinfrastruktur durch die Umstellung (oben) und den Aufbau neuer Pipelines (unten) für das Jahr 2045; jeweils dargestellt für Deutschland und mit Fokus auf Rheinland-Pfalz.

Exkurs: Methanpyrolyse als alternative Option zur H₂-Produktion

Neben der Elektrolyse stellt die Methanpyrolyse ein weiteres Verfahren zur H₂-Produktion dar, das bilanziell als CO₂-neutral bezeichnet werden kann (siehe Abschnitt 3.1). Die CO₂-Neutralität dieses Verfahrens setzt eine methanschlupffreie Belieferung und Umwandlung von Erdgas oder alternativ die Nutzung von Biogas voraus. In einer Szenariovariation des räumlich aufgelösten Szenarios wird angenommen, dass sich der Landkreis Ludwigshafen als potenzieller Standort zur türkisfarbenen H₂-Produktion anbietet. In diesem Szenario wird unterstellt, dass die Methanpyrolyse ab dem Jahr 2040 als Option verfügbar ist. Die türkisene H₂-Produktion wird im Jahr 2040 mit bis zu 4,5 TWh (138 kt) Wasserstoff und im Jahr 2045 mit maximal 8 TWh (250 kt) Wasserstoff angenommen. Weiterhin wird in dieser Szenariovariante angenommen, dass dieser türkisfarbene Wasserstoff zur Deckung der Nachfragen direkt vor Ort verwendet und damit nicht in andere Regionen transportiert wird. Auf Basis dieser Annahme verringert sich die H₂-Nachfrage im Landkreis Ludwigshafen um den Betrag der türkisfarbenen H₂-Produktion. Für den Prozess der Methanpyrolyse wird Erdgas oder alternativ Biogas und geringe Mengen an Strom benötigt. Dadurch erhöht sich der Gas- und Strombedarf des Landkreises Ludwigshafen im Rahmen dieser Szenariovariation.

Alle weiteren Szenarioannahmen bleiben bestehen. Das heißt, die gesamte Stromnachfrage in Rheinland-Pfalz muss weiterhin bilanziell über EE gedeckt werden.

Die Ergebnisse dieses Szenarios zeigen, dass aufgrund der hohen EE-Einspeisung die installierte Elektrolyseleistung in Rheinland-Pfalz identisch zu derjenigen aus den Ergebnissen der Referenzszenarien bleibt. Im Jahr 2045 werden somit weiterhin 5 TWh grüner Wasserstoff in Rheinland-Pfalz produziert. Die grüne und türkisfarbene H₂-Produktion steigt somit auf bis zu 13 TWh in Rheinland-Pfalz an. Zugleich führt dies zu einer höheren Auslastung der Rückverstromungsanlagen zur flexiblen Stromerzeugung aus Wasserstoff. Die benötigten Stromspeicherkapazitäten können auf diese Weise um etwa 6 % reduziert werden. Der Anteil der in Rheinland-Pfalz anfallenden H₂-Nachfrage, der durch den innerhalb des Bundeslands produzierten Wasserstoffs gedeckt werden kann, steigt auf knapp 30 % und liegt damit deutlich höher als im Referenzszenario ohne Methanpyrolyse.

Analog trifft dies auch auf das Jahr 2040 zu: Die grüne H₂-Produktion bleibt aufgrund der hohen EE-Einspeisung auf gleichem Niveau wie im Referenzszenario – wodurch sich die Gesamtproduktion von Wasserstoff (grün und türkis) in Rheinland-Pfalz auf bis zu 7,5 TWh erhöht. Gleichzeitig verdoppelt sich die Auslastung der Rückverstromungsanlagen. Insgesamt kann in dieser Szenariovariante etwa ein Drittel der H₂-Nachfrage durch die heimische H₂-Produktion innerhalb von Rheinland-Pfalz gedeckt werden.

Aufgrund der zusätzlichen Erdgasnachfrage für die Methanpyrolyse ist die Umstellung der Erdgaspipelines auf den H₂-Transport nicht gänzlich möglich. Dadurch erhöhen sich die maximalen Durchmesser der neu zu installierenden Pipelines auf 500 mm, um einen höheren H₂-Durchsatz zu ermöglichen. Die Verteilung und die Längen der neuen Pipelines bleiben dagegen unverändert. Voraussetzung für die Realisierung eines solchen Szenarios ist eine Technologieoffene Ausgestaltung von Regulierung und Förderung.

Exkurs: Bedeutung des Flüssigwasserstofftransports

Im räumlich aufgelösten Referenzszenario wird angenommen, dass jegliche H₂-Nachfrage durch gasförmigen Wasserstoff gedeckt werden wird. Die Bereitstellung von gasförmigem Wasserstoff und der Transport von diesem durch Pipelines erweist sich dabei als die kostengünstigere Variante im Vergleich zum Transport von Flüssigwasserstoff via Schiff, Schiene und Straße und anschließender Regasifizierung. In diesem Exkurs wird eine Szenariorechnung für das Jahr 2045 durchgeführt, bei der die H₂-Nachfrage der chemischen Industrie durch einen Flüssigwasserstoffbedarf in gleicher Höhe ersetzt wird. Deutschlandweit ergibt sich daraus ein Flüssigwasserstoffbedarf von rund 130 TWh_{LH₂}, von dem rund 19 % in Rheinland-Pfalz anfällt. Hierbei fokussiert sich die räumliche Verteilung der Nachfrage auf den Landkreis Ludwigshafen als großer Chemieindustriestandort.

Eine weitere Änderung erfolgt bei der Aufteilung des H₂-Imports auf den gasförmigen Import per Pipeline in Süddeutschland und den flüssigen Import per Schiff in Norddeutschland, welche im Referenzszenario durch das deutschlandweite Gesamtenergiesystemmodell vorgegeben werden. In dieser Szenariovariante wird nur die zu importierende Gesamtmenge von knapp 200 TWh_{H₂} vorgegeben. Während im Referenzszenario weniger als ein Viertel der H₂-Importe per Schiff importiert werden, erhöht sich der Anteil in dieser

Szenariovariante auf knapp 59 %. Dadurch lassen sich etwa 87 % der angenommenen Flüssigwasserstoffnachfrage decken. Die restlichen 13 % des nachgefragten Flüssigwasserstoffs muss über die Verflüssigung von gasförmigem Wasserstoff gedeckt werden. Eine Regasifizierung des importierten Flüssigwasserstoff findet dagegen nicht statt. Stattdessen wird der importierte Flüssigwasserstoff direkt via Binnenschifffahrt, Schiene und LKW-Trailer zu den Chemieindustriestandorten transportiert. Für Rheinland-Pfalz bedeutet dies konkret, dass der Landkreis Ludwigshafen seine Flüssigwasserstoffnachfrage zu 80 % über die Binnenschifffahrt auf dem Rhein deckt. Die Verflüssigung vor Ort spielt dagegen keine große Rolle. Das letzte Fünftel der Nachfrage wird über die Schiene nach Rheinland-Pfalz transportiert.

wird der Flüssigwasserstoff in Norddeutschland via Schiff angelandet. Der Transport erfolgt bis direkt in den Landkreis Ludwigshafen, wobei angenommen wird, dass ein Hafen zum Entladen der Schiffe vorhanden ist. Die Deckung der Nachfrage erfordert eine kontinuierliche Belieferung von Flüssigwasserstoff via Binnenschiff und Schiene. Fraglich ist, ob in Zukunft geeignete Schiffe für den Transport des Flüssigwasserstoffs zur Verfügung stehen und die Kapazität der Häfen sowie der Binnenschifffahrtsstraßen ausreichen, um die Versorgung gewährleisten zu können. Der Transport von Flüssigwasserstoff via LKW-Trailer wird in diesem Szenario aufgrund der höheren Transportkosten im Vergleich zum Schienen- und Binnenschifffahrtstransport nicht gezogen. Sie stellen allerdings ein alternatives Transportmittel dar, wenn ein ausreichender Anschluss an das Binnenschifffahrtsstraßen- und Schienennetz nicht gegeben ist.

Abbildung 5-29 zeigt den Flüssigwasserstofftransport über die Binnenschifffahrt für Rheinland-Pfalz. Hierbei

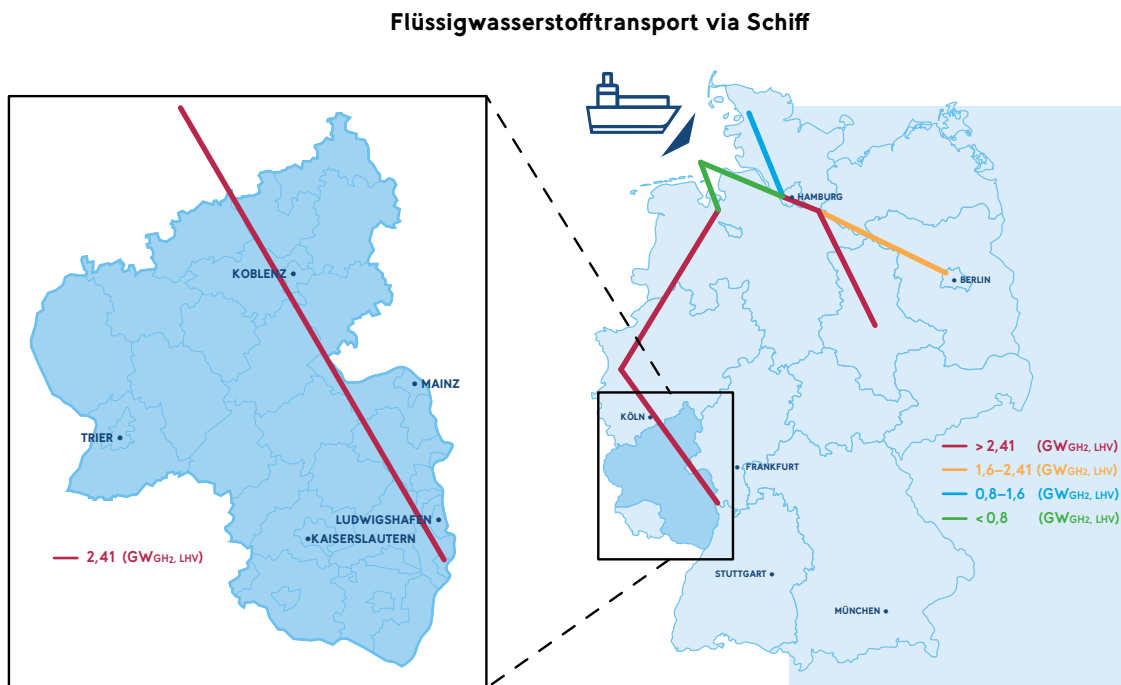


Abbildung 5-29: Flüssigwasserstofftransport über Binnenschifffahrt nach Rheinland-Pfalz im Jahr 2045.

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien innerhalb Rheinland–Pfalz bleibt in dieser Szenariovariation unverändert. Dies gilt auch für die heimische Erzeugung von Wasserstoff, die weiterhin einen Wert von rund 5 TWh_{H₂} vorsieht. Die Menge an Wasserstoff, welche in Rheinland–Pfalz durch Pipelines transportiert wird, sinkt hingegen, da der Wasserstoff deutschlandweit vermehrt im flüssigen Zustand transportiert wird und die Bedeutung des gasförmigen H₂-Imports aus Südeuropa und der MENA-Region in diesem Szenario geringer ausfällt. Bedingt durch die Diversifizierung der Transportwege kann eine Erhöhung der geostrategischen Versorgungssicherheit mit Wasserstoff erreicht werden.

5.4.4 Direkte Investitionen, Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte in der rheinland-pfälzischen Industrie durch den Aufbau einer H₂-Versorgung

Die Industrie in Rheinland–Pfalz liegt im Vergleich zu den übrigen westdeutschen Flächenländern hinsichtlich Wertschöpfungsanteil und Erwerbstätigenanteil auf Platz 4 (2018). Preisbereinigt ist die Bruttowertschöpfung der Industrie vom Jahr 2008 bis zum Jahr 2018 um 13 % gewachsen.

Dabei ist die rheinland-pfälzische Industrie insbesondere durch ihre kleineren Betriebe geprägt. Jedoch haben insbesondere Betriebe mit mehr als 250 Beschäftigten eine besondere Bedeutung für die Wertschöpfung und die Beschäftigung in Rheinland–Pfalz. In diesen rund 200 Großbetrieben arbeiten über die Hälfte der Industriebeschäftigten. Dabei ist wiederum mehr als die Hälfte der gesamten industriebeschäftigten der Produktion von Vorleistungsgütern zuzuordnen. Diese Vorleistungsgüterindustrie, zu der auch die Chemieindustrie zählt, generiert damit gleichfalls mehr als die Hälfte der gesamten Industrieumsätze. Die Investitionsgüterindustrie, zu der unter anderem die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen gehört, hat mit 31 % (2018) der industriebeschäftigten, im Vergleich zum Bundesdurchschnitt, nur eine geringere Bedeutung. In der Konsumgüterindustrie arbeiten rund 18 % (2018) und erwirtschaften damit rund 20 % der Industrieumsätze.

^[94]

Die Top-Branchen in Rheinland–Pfalz sind Chemie, Fahrzeug-, Maschinenbau, Gummi, Kunststoffwaren und Metall. Durch die skizzierte Branchenstruktur ist die Industrie in Rheinland–Pfalz überdurchschnittlich energieintensiv. Sieben der zehn umsatzstärksten Industriebranchen gehören zur energieintensiven Industrie.

Dies bedeutet, dass zum einen die energieintensive Industrie in all ihren Facetten als wichtiger Arbeitgeber und Wertschöpfungstreiber gehalten werden muss, aber zum anderen, dass insbesondere kleinere Betriebe auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität aktiv unterstützt werden müssen.

Rheinland–Pfalz exportiert rund 35 % (2018) seiner Produkte ins Ausland.^[94] Dies verdeutlicht nochmals die sehr hohe Relevanz für die Unternehmen, international wettbewerbsfähig zu sein. Dies kann entweder über die bessere Qualität ggü. anderen Produkten erfolgen, über mögliche zusätzliche Dienstleistungen, Kundenversprechen (wie bspw. treibhausgasneutrale Produkte) oder den Preis. Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf mögliche Transformationskorridore hin zur Treibhausgasneutralität.

Um eine Einordnung bzgl. notwendiger zu tätiger Investitionen und der daraus ableitbaren Beschäftigungseffekte durch Wasserstoff zu erhalten, werden die Szenariorechnungen aus Kapitel 5 als Grundlage genommen. Differenziert wird hierbei technologie-scharf zwischen Investitionen beim Endverbraucher, beispielsweise Fahrzeuge, sowie Investitionen für Erzeugung und Infrastruktur, z. B. Elektrolyse und Pipelines. Durch die Aufschlüsselung der Investitionen auf branchenspezifische volkswirtschaftliche Sektoren lassen sich unter Annahme von Beschäftigungs-koeffizienten Beschäftigungseffekte für das Land Rheinland–Pfalz ableiten³.

Insgesamt beläuft sich das durch den Aufbau einer H₂-Versorgung in Rheinland–Pfalz über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2045 berechnete Investitionsvolumen auf ca. 28 Mrd. €. In der durchgeführten Abschätzung der Wertschöpfungseffekte werden die derzeitigen Industriestrukturen in Deutschland und den Ländern fortgeschrieben. Gelingt es in Rheinland–Pfalz neue Industrien im Wasserstoff anzusiedeln oder bestehende Industriebereiche auszubauen, kann der Anteil an in Rheinland–Pfalz

3 | Eine ausführliche Beschreibung der methodischen Vorgehensweise findet sich im Anhang A.

getätigten Investitionen deutlich erhöht werden. Der überwiegende Teil der Investitionen wird dabei bedingt durch die in den Szenariorechnungen für Rheinland-Pfalz fortgeschriebenen Industriestrukturen außerhalb des Landes Rheinland-Pfalz getätigt. Ein Investitionsvolumen von etwa 1,2 Mrd. € verbleibt in Rheinland-Pfalz, was einem Anteil von ca. 4,4 % an den gesamten inländischen Investitionen entspricht, die für den Aufbau einer H₂-Versorgung notwendig sind. Der Großteil der in Rheinland-Pfalz getätigten Investitionen entfällt mit einem Anteil von etwa 46 % auf die Fahrzeugindustrie (Brennstoffzellenfahrzeuge). Weitere signifikante Anteile weisen die Bereiche Elektrolyse und Gasturbinen (knapp 29 %), Pipelines (ca. 10 %) sowie Chemie (ca. 9 %) auf (siehe Abbildung 5–30). Demgegenüber spielt der Einsatz von H₂-basierten Heizgeräten nur eine untergeordnete Rolle, da im Gebäudebereich der Einsatz von Wasserstoff zur Raumwärmeerzeugung nur von geringer Bedeutung ist.

Durch die in Rheinland-Pfalz getätigten direkten Investitionen werden über den gesamten Betrachtungszeitraum etwa 5.000 Arbeitsplätze generiert (siehe Abbildung 5–31). Mit Anteilen von 37 % bzw. 28 % dominieren die Bereiche Elektrolyse/Gasturbinen sowie der Fahrzeugbau. Eine Beschäftigtenzahl von ca. 500 Arbeitsplätzen ist für den Chemiebereich (z. B. Herstellung von Methanol, Ammoniak und Harnsäure) anzunehmen, was einem Anteil von etwa 11 % entspricht.

Für die Ermittlung von zusätzlichen Beschäftigungseffekten, die möglicherweise in Rheinland-Pfalz zu erwarten sind, werden als Vergleichsbasis technologie-scharf Substitutionstechniken angenommen, die zum Einsatz kämen, wenn kein Aufbau einer H₂-Versorgung erfolgen würde. Analog zum oben skizzierten Vorgehen werden für diese Entwicklungslinie notwendige Investitionen und darauf aufbauend Beschäftigungseffekte abgeleitet. Ein Vergleich beider Entwicklungen ermöglicht Aussagen über zusätzliche Beschäftigungseffekte.

Die Analysen zeigen, dass etwa ein Viertel der Investitionen, die für den Aufbau einer H₂-Versorgung insgesamt benötigt werden, als zusätzliche Investitionen verstanden werden können. Mit diesen zusätzlichen Investitionen in Höhe von ca. 300 Mio. € werden ca. 1.800 zusätzliche Arbeitsplätze generiert. Dies bedeutet, dass etwa gut ein Drittel von den insgesamt durch den Aufbau einer H₂-Wirtschaft

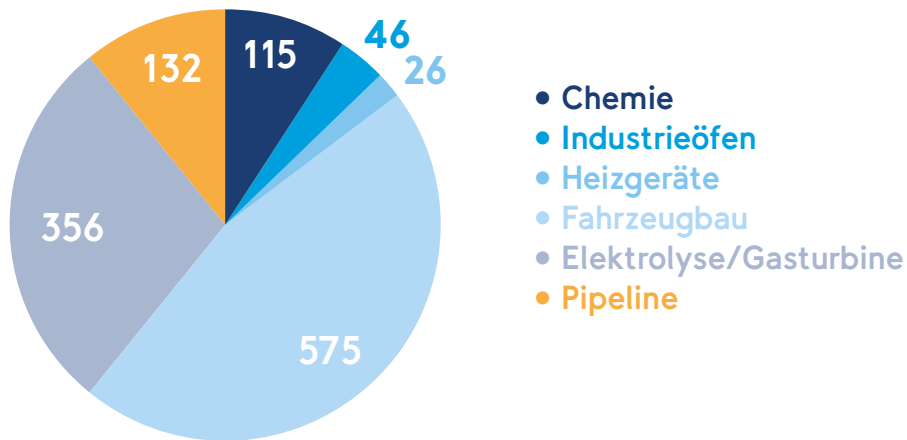
notwendigen Beschäftigten (insg. ca. 5.000) zusätzlich generiert werden. Abbildung 5–32 zeigt eine branchenspezifische Aufteilung der zusätzlich Beschäftigten. Der Großteil der zusätzlich Beschäftigten entfällt auf die Technikbereiche Elektrolyse, Pipeline und Gasturbinen. Die Effekte der anderen Bereiche spielen dagegen eine untergeordnete Rolle. Zwar findet in diesen Bereichen der Umstieg auf eine H₂-basierte Versorgung statt, allerdings sind die hierdurch initiierten Investitionen im Vergleich zu den Investitionen für Substitutionstechniken gering, so dass kaum zusätzliche Beschäftigung ausgelöst wird.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass in Rheinland-Pfalz durch die direkten Investitionen für den Aufbau einer H₂-Versorgung konservativ ca. 1.800 Arbeitsplätze über den gesamten Betrachtungszeitraum neu geschaffen werden. Hierin sind Budgeteffekte sowie indirekte Effekte nicht enthalten. Dies sind beispielsweise Vorleistungen oder induzierte Effekte durch mögliche Konsumausgaben.

Die ermittelten Beschäftigungseffekte beschränken sich auf Maßnahmen, die einer zukünftigen H₂-Versorgung zuzurechnen sind. Diese ist neben vielen anderen Maßnahmen (z. B. Ausbau Erneuerbarer Energien, energetische Gebäudesanierung etc.) nur ein Baustein einer zukünftigen treibhausgasneutralen Energieversorgung. Die Anzahl der zusätzlich Beschäftigten für die gesamte Umsetzung eines treibhausgasneutralen Energiesystems dürfte daher insgesamt sehr viel höher liegen.

Die Analysen verdeutlichen, dass der Aufbau einer Wertschöpfungskette in Rheinland-Pfalz für eine zukünftige H₂-Versorgung große Relevanz besitzt.

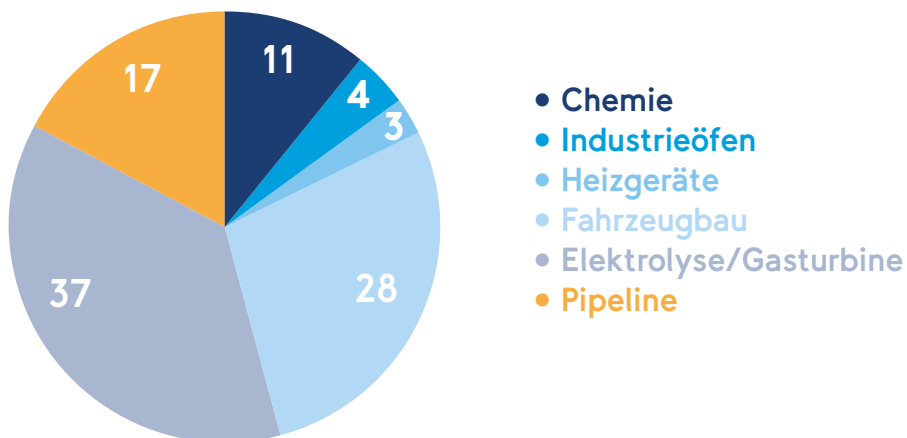
Investitionen in Rheinland-Pfalz Gesamte Investitionen: ca. 1.250 Mio. €



*Angaben in Millionen €

Abbildung 5-30: Aufteilung der in Rheinland-Pfalz getätigten Investitionen in Mio. €

Aufteilung der Beschäftigten in Rheinland-Pfalz Gesamt: ca. 5.000 Beschäftigte



*Angaben in Prozent

Abbildung 5-31: Prozentuale Aufteilung der Beschäftigten in Rheinland-Pfalz durch Investitionen in H₂-basierte Techniken

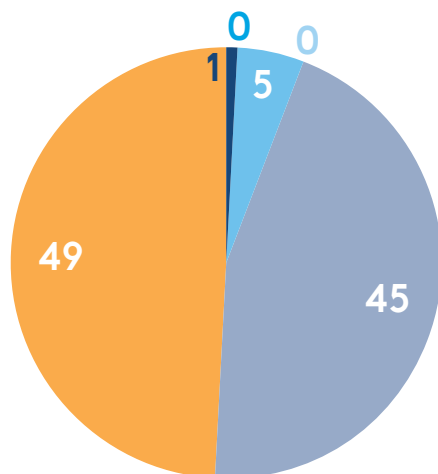
Zum einen wird zusätzliche Beschäftigung in einigen Branchen generiert. Zum anderen wird deutlich, dass klassische Branchen in Rheinland-Pfalz wie z. B. die Chemieindustrie auch unter der Randbedingung einer treibhausgasneutralen Energieversorgung eine große Zukunftsrelevanz besitzen. Durch die vorhandenen Möglichkeiten einer Umstellung von konventionellen Chemieprozessen auf H₂-basierte Prozesse kann in etwa der Anteil heutiger Beschäftigung erhalten bzw. leicht ausgebaut werden. Grundlegende Voraussetzung für eine Standortsicherung ist jedoch der Aufbau einer entsprechenden Wertschöpfungskette in Rheinland-Pfalz und die Ansiedelung entsprechender Unternehmen. Dies sollte für das Land Rheinland-Pfalz Motivation sein, hierfür notwendige Innovationen zu fördern und anzustoßen.

Negative Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte können dadurch auftreten, dass im Zuge der Errichtung von H₂-Erzeugungskapazitäten in Staaten mit extrem niedrigen Energiekosten z. B. chemische Wertschöpfungsketten entstehen, welche zu niedrigeren Preisen produzieren können. Gerade im Bereich der Grundstoffindustrie können solche

Verlagerungstendenzen ggf. eintreten. Weiterhin stehen die Industrien, welche auf Wasserstoff gerade in Hochtemperaturverfahren umstellen, in einem internationalen Wettbewerb mit Unternehmen, welche ggf. weiterhin mit günstigem Gas produzieren. Ein Wettbewerb lässt sich hier nur über das höhere Maß an Klimafreundlichkeit gewinnen. Ob und inwieweit dieser Markt gerade bei Massengütern funktioniert, bleibt abzuwarten.

Eine detailliert ausgearbeitete Strategie für Rheinland-Pfalz findet sich in [Kapitel 7.2.1](#).

Aufteilung der zusätzlich Beschäftigten in Rheinland-Pfalz*



*Angaben in Prozent

Zusätzlich ca. 1.800 Beschäftigte

- Fahrzeugbau
- Industrieöfen (0)
- Chemie
- Heizgeräte (0)
- Elektrolyse/Gasturbine
- Pipeline

Abbildung 5-32: Prozentuale Aufteilung der zusätzlichen Beschäftigten in Rheinland-Pfalz durch Investitionen in H₂-basierte Techniken

CHANCEN- ANALYSE



KURZZUSAMMENFASSUNG

des Kapitels „Chancenanalyse zum Einsatz von Wasserstoff in RLP“

- › Es werden beispielhaft Chancenanalysen für die Produktion und Nutzung von Wasserstoff im Hinblick auf rechtlich-regulatorische und technoökonomische Aspekte betrachtet, die sich nach einer Vorauswahl besonders gut für den zügigen Aufbau von H₂-Erzeugungskapazitäten eignen.
- › Durch das EEG 2023 wird eine Förderkulisse geschaffen, die den Markthochlauf von Erzeugungsprojekten durch gesicherte Investitions- und Wirtschaftlichkeitsbedingungen ab Ende 2023 anschieben wird. Für einen möglichst chancengleichen Wettbewerbsföderalismus oder sogar einen Startvorteil für bestimmte Bundesländer wird es von größter Bedeutung sein, das Bundesland in eine erstrangige Stellung bei der Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung zu bringen.
- › Durch verbesserte ökonomische Rahmenbedingungen für die H₂-Mobilität (Abschaffung EEG-Umlage und Treibhausgasquote mit einem geschätzten Erlös von 2–6€/kg_{H₂}) und die umweltvergaberechtliche Vorgabe zum Einsatz emissionsfreier Fahrzeuge dürfte sich bis 2025 und nochmals ansteigend bis 2030 ein zunehmendes Marktsegment für H₂-betriebene Anwendungen mit großen Reichweiten bzw. Beladungsanforderungen wie bspw. Busse oder H₂-Lkw entwickeln.
- › Im Rahmen eines delegierten Rechtsakt-Entwurfs werden Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff für den Verkehrssektor gestellt, die aktuell teilweise umstritten sind.
- › Erstmals seit Ausrufung der nationalen Wasserstoffstrategie sind mit der aktuellen Energiegesetzgebung des Bundes, insbesondere durch Ausschreibungen und Abschaffung der EEG-Umlage, starke Maßnahmen für den Markthochlauf der H₂-Erzeugung ergriffen worden. Auf dem Weg zu einem konsistenten Rechtsrahmen für Energiespeicherung und Sektorenkopplung sind zwar noch einige Hürden zu überwinden. Die vorhandenen Entlastungstatbestände für Strom zur Herstellung von Wasserstoff ermöglichen es insbesondere kommunalen Unternehmen Wasserstoff zu geringeren Kosten zu produzieren.
- › Die Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme der Elektrolyse kann die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs erhöhen und zusätzliche Erlöse von ca. 1€/kg_{H₂} ermöglichen. Eine größere Stellschraube liegt jedoch in Entlastungsszenarien für gesetzliche Strompreisbestandteile.

6 CHANCENANALYSE ZUM EINSATZ VON WASSERSTOFF IN RHEINLAND-PFALZ

Je nach Einsatzgebiet und Rahmenbedingungen entstehen unter Berücksichtigung der aktuellen Förderlandschaft unterschiedliche Chancen für eine wirtschaftliche Produktion und Nutzung von Wasserstoff. Um Potenziale für Geschäftsmodelle im Bereich Wasserstoff aufzuzeigen, werden drei exemplarische Chancenanalysen vorgestellt und im Hinblick auf regulatorische Rahmenbedingungen eingeordnet. Unser Blick auf die Chancenanalysen identifiziert ausgehend von den übergeordneten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen Chancen für die Produktion und Nutzung von Wasserstoff. Neben Chancen werden auch übergeordnete Risiken beleuchtet, z. B. Unsicherheiten im Regulierungsrahmen. Die Chancenanalysen treffen keine Aussage darüber, ob es für einzelne wirtschaftliche Akteure betriebswirtschaftlich Sinn ergibt, Geschäftsmodelle aufzugreifen, die sich aus den Chancenanalysen ergeben können.

Abbildung 6-1 zeigt die beispielhaft ausgewählten Chancenanalysen für den Umwandlungssektor sowie für die Sektoren Mobilität und Industrie, für die zunächst eine Umfeldanalyse inkl. einer kursorischen rechtlichregulatorischer Betrachtung und in einem weiteren Schritt eine technoökonomische Bewertung durchgeführt wird. Anhand der hier ausgewählten Chancenanalysen sollen beispielhaft wichtige regulatorische und wirtschaftliche Aspekte beleuchtet werden. Dabei werden weder alle rechtlichen noch alle wirtschaftlichen Randbedingungen besprochen, die für wirtschaftliche Aktivitäten Chancen und Risiken hervorrufen können.

Neben den hier aufgezeigten beispielhaften Chancenanalysen existieren weitere sinnvolle Anwendungen für Wasserstoff, wie u. a. saisonale Speicherung bspw. in Salzkavernen, die Herstellung von Power-to-Fuels bspw. für die Luftfahrt und die Herstellung von Power-to-Chemicals in der Chemieindustrie.

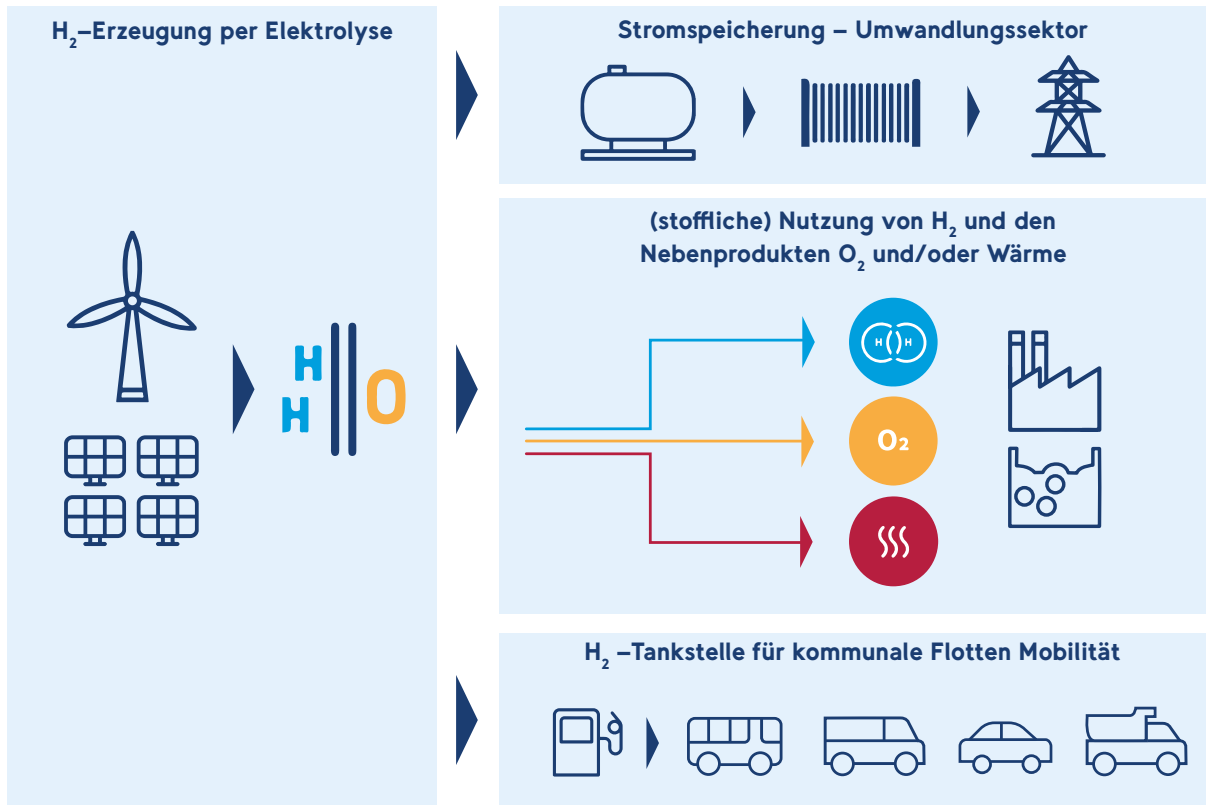


Abbildung 6-1 beispielhafte Chancenanalysen für Wasserstoff in Rheinland-Pfalz

6.1 H₂-Erzeugung per Elektrolyse zur Stromspeicherung (EEG 2023) – Umwandlungssektor

6.1.1 Relevanz

Die erste Chancenanalyse beschreibt die im neuen EEG 2023 eingeführte Förderung der Produktion, Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff an einem Netzknotenpunkt aus örtlichen erneuerbaren Anlagen sowie die ebenso neu eingeführte Förderung von H₂-Verstromungsanlagen. Diese Form der Stromspeicherung in Wasserstoff wird generell an Relevanz gewinnen, wenn der Aufbau von erneuerbaren Energien weiterhin stark vorangetrieben wird. Zu den entsprechenden Zeiten werden ggf. vorhandene Überkapazitäten von erneuerbaren Energien am Netzknotenpunkt abgenommen und in der Elektrolyse zur H₂-Produktion genutzt. Die Rückverstromung und Einspeisung ist am selben Netzknotenpunkt vorgesehen. Die H₂-Technologie kann dadurch die Netzstabilität erhöhen, indem sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitgestellt werden kann.

Zudem kann die großskalige Speicherung von Energie erprobt werden.

Durch die Nutzung der Ausschreibungsmengen von bis zu 4.400 MW bis zum Jahr 2028 aus dem sogenannten Osterpaket der Bundesregierung können weitere Elektrolysepotenziale in Rheinland-Pfalz gehoben und eine Abregelung der aufgebauten Kapazitäten für erneuerbare Energien verhindert werden.

Die Chancenanalyse im Bereich Umwandlungssektor zielt insbesondere auf Energieunternehmen wie z. B. Stadtwerke oder EE-Anlagenbetreiber.

6.1.2 Umfeldanalyse inkl. rechtlichregulatorische Einschätzung

Der Bundesgesetzgeber hat am 7./8. Juli 2022 das neue EEG 2023 als Teil des sog. Osterpakets verabschiedet. Das beschlossene Gesetz beinhaltet zwei neue Fördermechanismen für die Erzeugung von

Wasserstoff bzw. den Einsatz von Wasserstoff zur Stromerzeugung:

- » Ausschreibungen für innovative Konzepte mit H₂-basierter Stromspeicherung (§§ 28f, 39o, 88e EEG 2023).
- » Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff (§§ 28g, 39p, 88f EEG 2023).

Das frisch beschlossene Gesetzespaket mit den Neuregelungen für die H₂-Erzeugung gilt ab 1.1.2023, sofern die EU-Kommission eine beihilferechtliche Genehmigung erteilt (§ 101 EEG 2023). Aufgrund der Neuartigkeit der Fördermechanismen für die H₂-Erzeugung ist der letzte Schritt der beihilferechtlichen Genehmigung besonders im Blick zu behalten, da noch keine Genehmigungspraxis der EU-Kommission besteht, auf die sich die Marktteilnehmer verlassen könnten. Insofern ist zu hoffen, dass die EU-Kommission gerade in Anbetracht der Energiekrise das Genehmigungsverfahren zügig abschließt, da der Aufbau einer H₂-Infrastruktur als Energiespeicher zur Stromversorgung für die künftige Energiesicherheit von zentraler Bedeutung ist.

6.1.2.1 Neuer Fördermechanismus für innovative Konzepte H₂-basierter Stromspeicherung

Dieser Fördermechanismus verfolgt den Zweck, im Zuge der Transformation zu einem auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten. Dafür setzt dieser neue Fördertatbestand im EEG 2023 auf Anlagenkombinationen bestehend aus erneuerbaren Energien, Stromspeicherung in Wasserstoff und Rückverstromung zur Stabilisierung des Stromnetzes – gebündelt stromseitig an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt. An den entsprechenden Ausschreibungen können lediglich Anlagenkombinationen aus Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen und ggf. anderen Erneuerbaren Energien mit einem chemischen Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas teilnehmen (§ 39o Abs. 1 EEG 2023).

6.1.2.1.1 Voraussetzungen der Anlagen zur Förderung

Um an einer Ausschreibung nach dem EEG 2023 teilnehmen zu können, muss die Anlagenkombination aus Erneuerbaren Energien, H₂-Erzeugung und

Rückverstromung nach § 39o Abs. 2 EEG 2023 folgende Voraussetzungen erfüllen:

- » Einspeisung der Anlagenkombination über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt.
- » H₂-Gewinnung ausschließlich aus Strom der Anlagenkombination.
- » Der Wasserstoff darf nicht in das Gasnetz eingespeist werden.
- » Der Wasserstoff darf ausschließlich für die Erzeugung von Strom verwendet werden.
- » Nur der in dem chemischen Speicher erzeugte und gespeicherte Wasserstoff darf für die Erzeugung von Strom verwendet werden.

Diese Voraussetzungen stellen die vom Gesetzgeber beabsichtigte Funktion der Anlagenkombination für die Regelbarkeit der Einspeisung aus Erneuerbarer Erzeugung an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt sicher und gewährleisten die damit verbundene systemische Aufgabe für die Energieversorgungssicherheit.

Nach der Gesetzesbegründung geht es insbesondere um Technologieförderung zur frühzeitigen Erprobung der H₂-basierten Stromspeicherung bis 2028 vor dem Aufbau eines H₂-Netzes. Der Gesetzgeber hat dabei im Blick, die räumliche Verteilung der Anlagenkombinationen entlang der langfristigen Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung zu organisieren, in die die Anlagenkombinationen später integriert werden sollen¹.

Die gesetzlichen Bedingungen (keine Gasnetzeinspeisung von H₂ und Einsatz nur zur Stromerzeugung) führen dazu, dass der über diesen Fördermechanismus erzeugte Wasserstoff nicht der stofflichen oder thermischen Nutzung in der Industrie zur Verfügung steht. Für den Technologiestandort Rheinland-Pfalz kann die Ansiedlung solcher Sprinterprojekte (näher hierzu unter [Kapitel 9.2.3](#)) dennoch sinnvoll sein, da mit ihnen aufgrund des investitionsfreundlichen Förderrahmens zügig Kompetenzen in den Potenzialregionen aufgebaut werden können. Sie können damit Ausgangspunkte für Kompetenzcluster im Sinne der Roadmap entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette sein.

¹ | Zum Ganzen vgl. BT-Drs. 20/1630, S. 141, 160 f.

6.1.2.1.2 Ausschreibungstermine und Ausschreibungsvolumina

Der erste Gebotstermin findet am 15. Dezember 2023 mit einem Ausschreibungsvolumen von 400 MW zu installierende Leistung statt. Im Jahr 2024 findet der Gebotstermin am 1. Juli mit 600 MW statt. In den Jahren 2025 bis 2028 finden die Gebotstermine jeweils am 1. Januar und 1. Juli statt. Das Ausschreibungsvolumen beträgt im Jahr 2025 700 MW, steigt dann Jahr für Jahr um weitere 100 MW bis auf 1.000 MW im Jahr 2028 und wird gleichmäßig auf die beiden Gebotstermine pro Jahr aufgeteilt (zum Ganzen: § 28f EEG 2023).

6.1.2.1.3 Rechtsverordnung

Die Einzelheiten der Ausschreibungen für innovative Konzepte mit H₂-basierter Stromspeicherung sind nicht im EEG 2023 direkt geregelt, sondern werden erst noch von der Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrats in einer Rechtsverordnung geregelt. Näher bestimmt werden können dabei insbesondere die Anzahl, Termine sowie das Verfahren der Ausschreibung (§ 88e EEG 2023). Zudem kann nach Feststellung eines veränderten Bedarfs für H₂-basierte Stromspeicherung das Ausschreibungsvolumen gesenkt oder erhöht werden (§§ 28f Abs. 2, 88e EEG 2023).

6.1.2.1.4 Zwischenfazit

Der systemdienliche Anspruch der innovativen H₂-Konzepte ist für alle Marktakteure offen, dürfte allerdings insbesondere erfahrene Energieversorgungsunternehmen ansprechen, da die integrierte Betrachtung von Erneuerbarer Erzeugung, Zwischenspeicherung mit Wasserstoff und Rückverstromung des Wasserstoffs an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt umfassende energiewirtschaftliche Kompetenzen erfordert und integrierte Energieversorgungsunternehmen dadurch einen Startvorteil haben dürften.

Bei der Standortauswahl sollte neben den zwingend im EEG 2023 geregelten Voraussetzungen insbesondere darauf geachtet werden, Potenzialregionen mit hohen Strommengen aus erneuerbaren Energien und mit einer Nähe zu erwarteten Trassen im Zuge der H₂-Netzentwicklungsplanung auszuwählen. Dadurch können mögliche zusätzliche Voraussetzungen aus der Rechtsverordnung antizipiert werden.

6.1.2.2 Neuer Fördermechanismus für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff

Im Unterschied zu den innovativen Konzepten der H₂-basierten Stromspeicherung (näher unter Kapitel 6.1.2.1) werden bei diesen neuen Ausschreibungen ausschließlich Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff gefördert. Das Design dieser Ausschreibungen ist noch weniger durch den Gesetzgeber vorgezeichnet (§§ 39p, 39q EEG 2023) und durch den Ordnungsgeber (Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrats) nach § 88f EEG 2023 konkretisierungsbedürftiger als bei den innovativen Konzepten H₂-basierter Stromspeicherung.

6.1.2.2.1 Voraussetzungen der Anlagen zur Förderung

Um an einer Ausschreibung nach dem EEG 2023 teilnehmen zu können, werden die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff nach §§ 39p, 39q EEG 2023 zahlreiche Voraussetzungen erfüllen müssen, die allerdings erst noch in der Rechtsverordnung nach § 88f EEG 2023 niederzulegen sind. Klar ist zunächst nur, dass nur Anlagen gefördert werden, die Grünen Wasserstoff verstromen. Was Grüner Wasserstoff ist, wird in einem ersten Schritt – allerdings unvollständig – von § 3 Nr. 27a EEG 2023 und § 93 Abs. 1 EEG 2023 definiert, die hier im Wortlaut abgedruckt werden:

§ 3 Nr. 27a: „„Grüner Wasserstoff“ Wasserstoff, der nach Maßgabe der Verordnung nach § 93 elektrochemisch durch den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, wobei der Wasserstoff zur Speicherung oder zum Transport auch in anderen Energieträgern chemisch oder physikalisch gespeichert werden kann“

§ 93 Abs. 1: „Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die Anforderungen an die Herstellung von Grünem Wasserstoff zu bestimmen, um sicherzustellen, dass nur Wasserstoff als Grüner Wasserstoff gilt, der ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde und der mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung vereinbar ist. Hierbei ist vorzusehen, dass für die Herstellung des Wasserstoffs nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf, der keine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz in Anspruch genommen hat.“

Nach dieser Definition von Grünem Wasserstoff darf Wasserstoff ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden (Ausschließlichkeitsprinzip), der nicht nach dem EEG finanziell gefördert worden ist. Wie diese Ausschließlichkeit im zeitlichen und räumlichen Verhältnis von Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung aussieht, kann noch von der Verordnung geregelt werden (§ 93 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EEG 2023).

6.1.2.2.2 Ausschreibungstermine und Ausschreibungsvolumina

Der erste Gebotstermin findet am 15. Dezember 2023 mit einem Ausschreibungsvolumen von 800 MW zu installierende Leistung statt. In den Jahren 2024 bis 2026 finden die Gebotstermine jeweils am 1. Januar und 1. Juli statt. Das Ausschreibungsvolumen beträgt im Jahr 2024 zunächst 1.000 MW, steigt dann jährlich um je weitere 200 MW bis auf 1.400 MW im Jahr 2026 und wird gleichmäßig auf die beiden Gebotstermine pro Jahr aufgeteilt (zum Ganzen: § 28g EEG 2023).

6.1.2.2.3 Rechtsverordnungen

Die Einzelheiten der Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff sind nicht im EEG 2023 direkt geregelt, sondern werden erst noch von der Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrats in einer Rechtsverordnung bestimmt. Neben den besonderen Regeln für die Ausschreibung (Rechtsverordnung nach § 88f EEG 2023) ist dabei die Verordnung zur Definition von „Grünem Wasserstoff“ im Energiesektor von Bedeutung (§ 93 EEG 2023):

- » **Rechtsverordnung für die Ausschreibungen (§ 88f EEG 2023):** Die Verordnungsermächtigung eröffnet der Bundesregierung dabei insbesondere das Verfahren der Ausschreibung zu regeln und darüber hinaus auch inhaltliche Anforderungen z. B. im Hinblick auf den Nutzen der Anlagen für Netz- und Systemdienlichkeit, Flexibilität und Abwärmee-Nutzung sowie an den Standort der Anlagen im Hinblick auf ihren Beitrag für die energiewirtschaftlichen Ziele im Rahmen der „langfristigen H₂-Entwicklungsplanung“ zu definieren (§§ 39p Abs. 3, 88f Nr. 10 EEG 2023). Zudem kann nach Feststellung eines veränderten Bedarfs für H₂-basierte Stromspeicherung das Ausschreibungsvolumen gesenkt oder erhöht werden (§§ 28g Abs. 2, 88f EEG 2023).
- » **Rechtsverordnung für die Definition Grüner Wasserstoff (§ 93 EEG 2023):** Zur Ausschließlichkeit im zeitlichen und räumlichen Verhältnis von

Stromerzeugung und H₂-Herstellung kann die Verordnung regeln, dass von den Anforderungen in der Einführungsphase des Grünen Wasserstoffs abgewichen werden darf (§ 93 Abs. 1 S. 3 Nr. 4 EEG 2023). Außerdem kann von der Verordnung bestimmt werden, dass auch chemische Verbindungen, die ausschließlich aus Grünem Wasserstoff erzeugt werden, als Grüner Wasserstoff gelten (§ 93 Abs. 1 S. 4 EEG 2023). Ggf. wird es auch eine einheitliche Definition von Grünem Wasserstoff geben, da eine Verweisung auf die Regelungen im Kraftstoff-Treibhausgasquotenrecht (THG-Quote) möglich ist, nämlich die Verordnung nach § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG (§ 93 Abs. 3 EEG 2023). Der Ordnungsgeber kann also entscheiden, ob er die gerade in der EU in der Erarbeitung befindliche Definition des „Grünen Wasserstoffs“ für fortschrittliche Kraftstoffe im Verkehrssektor auch in den Energiesektor übernimmt (näher dazu [Abschnitt 6.3.2.4](#)) oder ein teils abweichendes eigenes Verständnis entwickelt.

6.1.2.2.4 Zwischenfazit

Auch die Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff verfolgen einen systemdienlichen Zweck. Zu erkennen ist dies an der Orientierung an energiewirtschaftlichen Zielen, dem Anspruch an Netz- und Systemdienlichkeit und Flexibilität sowie die beabsichtigte Einpassung der H₂-Erzeugung in die langfristige H₂-Netzentwicklungsplanung.

6.1.2.3 Fazit

Durch das EEG 2023 wird die H₂-Strategie der Bundesregierung nun endlich mit starken Maßnahmen ausgefüllt. Diese beschreiben zwar erst einen Einstieg. Denn ein konsequenter Rechtsrahmen für Energiespeicher und Sektorenkoppelung fehlt weiterhin. Für grünen Wasserstoff zeichnet sich allerdings eine Förderkulisse ab, die den Markthochlauf von Erzeugungsprojekten ab Ende 2023 anschieben wird. Durch gesicherte Investitions- und Wirtschaftlichkeitsbedingungen im Rahmen des EEG 2023 entstehen praktische Anwendungsfälle für Erzeugungsprojekte. Aufgrund des Ausschreibungsdesigns und des vorerst knappen Fördervolumens wird voraussichtlich ein Wettbewerb um die Standorte entstehen. Damit Bundesländer bei der Umsetzung ihrer H₂-Strategien vorn dabei sein können, ist eine koordinierte Vorbereitung sinnvoll, bei der die Landesverwaltung die Energiewirtschaft darin unterstützt, passende Projekte rechtzeitig bis zur ersten Ausschreibungsrunde Ende 2023 an den Start

zu bringen. Dabei müssen die Veränderungen des Ausschreibungsdesigns durch die konkretisierenden Rechtsverordnungen beachtet werden. Um beim Markthochlauf im Standortwettbewerb mit anderen Bundesländern bestehen zu können, ist es von Bedeutung, das Bundesland in eine erstrangige Stellung bei der H₂-Netzentwicklungsplanung zu bringen. Auch daran kann sich – je nach Ausschreibungsdesign – entscheiden, ob rheinland-pfälzische Projekte Zuschläge in den H₂-Ausschreibungen nach dem EEG 2023 erhalten.

6.1.3 Technoökonomische Bewertung

An strategisch günstigen Netzknotenpunkten können die durch das EEG 2023 angedachten innovative Konzepte H₂-basierter Stromspeicherung einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilität beitragen, indem möglicherweise überschüssiger Strom aufgenommen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder eingespeist werden kann. Dieses Prinzip, das der Frequenzstabilisierung des Stromnetzes dient, wird auch als „Netzbooster“ bezeichnet. Eine weitere Möglichkeit ist der netzdienliche Einsatz einer H₂-Infrastruktur am Netzknotenpunkt bestehend aus Elektrolyseur, H₂-Speicher und einer Komponente für die Rückverstromung. Bei diesem Konzept steht verstärkt die Stromspeicherung durch den Einsatz von Wasserstoff im Vordergrund, der sich ebenfalls positiv auf die Stabilität des Stromnetzes auswirken soll.

Welche Technologie eingesetzt wird, hängt wesentlich von den vorliegenden Rahmenbedingungen ab. Bei einer geringeren Energiemenge und Speicherdauer ist

ein Einsatz von Batterien als Kurzzeitspeicher vorteilhaft, je größer die zu speichernde Energiemenge ist und je länger die Speicherdauer beträgt desto mehr bietet sich Wasserstoff als Langzeitspeicher für den Einsatz an. Aktuell sind Netzbooster auf Grundlage von Batterien mit Speicherkapazitäten von bis zu 250 MWh als Pilotprojekte geplant^[95].

In Abbildung 6-2 sind verschiedene Speichertechnologien mit der jeweiligen Speicherkapazität und Ausspeicherdauer dargestellt. Unter Berücksichtigung einer Speicherung von Wasserstoff in Drucktanks verringert sich die Speicherkapazität von Wasserstoff gegenüber Salzkavernen und Porenspeichern aufgrund des geringeren verfügbaren Tankvolumens von Hochdrucktanks. Weiterhin reduziert sich durch die geringere Speicherkapazität auch die Ausspeicherdauer im Vergleich zu Kavernen- und Porenspeichern. Exemplarisch sind Speicherkapazität und Ausspeicherdauer für ein Speicherkonzept mit H₂-Tanks durch die rot schraffierte Fläche markiert. Wie in Abbildung 6-2 dargestellt kann insbesondere in einem Bereich von ca. 1 MWh bis zu Speicherung von ca. 1 GWh eine Speicherung in H₂-Tanks sinnvoll sein. Gasförmiger Wasserstoff kann durch seine nahezu verlustfreie Speicherung auch saisonal gespeichert werden.

Eine technoökonomische Bewertung ist im Wesentlichen von den genauen Ausschreibungsbedingungen abhängig. Spezifische Details zum Fördermechanismus (bspw. welches Ausschreibungsmodell hier angenommen werden soll) sind aktuell noch nicht definiert. Es ist davon auszugehen, dass durch die Bundesregierung mindestens eine Kostendeckung gewährleistet wird.

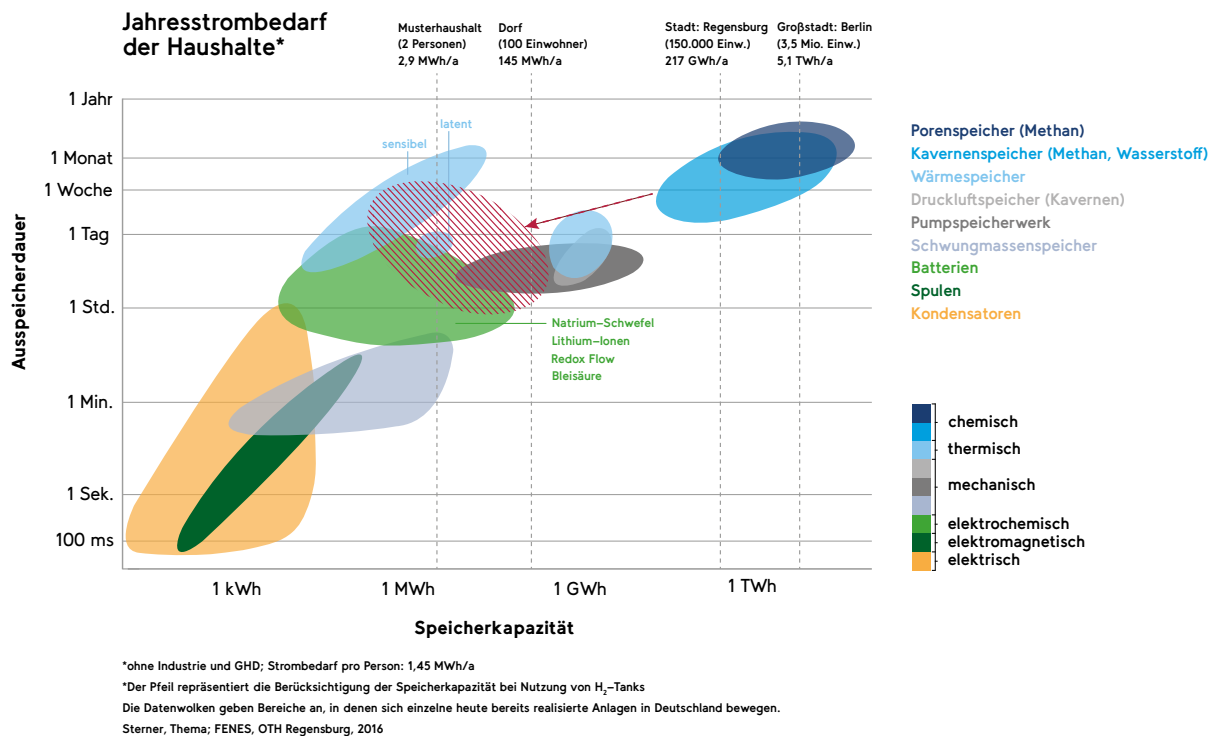


Abbildung 6-2 Speicherarten im Vergleich nach Speicherkapazität und Ausspeicherdauer (angepasst, nach^{[96][97][98][99]})

6.2 H₂-Produktion und (stoffliche) Nutzung von H₂, O₂ und Wärme in kommunalen Unternehmen (bspw. in Klärwerken)

6.2.1 Relevanz

Die beispielhafte Chancenanalyse betrachtet die Eigenproduktion von Wasserstoff per Elektrolyse aus Strom von Post-EEG / EE-Anlagen und die (stoffliche) Nutzung von Wasserstoff in Industrieprozessen sowie die Nutzung der anfallenden Nebenprodukte der Elektrolyse Sauerstoff und Wärme.

Die Zielgruppe dieser Chancenanalyse sind Unternehmen mit einem stofflichen Wasserstoffbedarf oder mit einem Sauerstoff- und Wärmebedarf (bspw. Klärwerkbetreiber).

6.2.2 Umfeldanalyse inkl. rechtlichregulatorische Einschätzung

Für eine wirtschaftliche Herstellung von Wasserstoff ist die Entlastung von Stromnebenkosten wichtig, die bei Letztverbrauchern anfallen, derzeit in der Regel auch bei der Zwischenspeicherung von Energie in Wasserstoff, weil auch Elektrolyseure grundsätzlich als Letztverbraucher eingestuft werden, was die Anforderungen der Sektorenkopplung konterkariert.

Bislang war der Umgang von Investoren für die Wasserstoff-Erzeugung vor allem davon geprägt, mit einem energierechtlichen Rahmen umzugehen, der nicht auf Sektorenkopplung, z. B. durch „Grünen Wasserstoff“ (EE-Power-to-Gas), eingestellt war und Anwendungen nur mit komplizierten Ausnahmebestimmungen behandelt hat. Mit dem Osterpaket hat die Bundesregierung im Jahr 2022 in einem ersten Schritt begonnen, diesen dysfunktionalen Rechtsrahmen auf die konstruktive Ermöglichung der Sektorenkopplung umzustellen. Eine umfassende Einstellung des Energierechts auf die Sektorenkopplung ist allerdings noch nicht erfolgt. Im Wesentlichen bringt das neue EEG 2023 folgende Änderungen:

- » Einführung von zwei Fördermechanismen für Ausschreibungen, in denen H₂-Erzeugung bzw. der Einsatz von H₂ bei der Stromproduktion durch das EEG 2023 gefördert wird (näher hierzu siehe Kapitel 6.1.2).
- » Das komplizierte Ausnahmeregime zur Umgehung des Kostenfaktors EEG-Umlage wird beseitigt (Streichung der §§ 60–61l EEG 2017 / 2021) und die EEG-Umlage fällt ab dem 1. Juli 2023 weg und wird künftig aus dem Bundeshaushalt finanziert (Sondervermögen des Bundes „Energie- und Klimafonds“, §§ 6–8 Energiefinanzierungsgesetz – EnFG). Dadurch muss auch die H₂-Branche künftig bei der H₂-Erzeugung keine EEG-Umlage mehr auf den Strompreis bezahlen bzw. aufwändig eine Befreiung von der EEG-Umlage nachweisen. Selbst wenn der „Energie- und Klimafonds“ den EEG-Finanzierungsbedarf nicht vollständig decken sollte und in Zukunft ein weiterer Finanzierungsbedarf übrig bleibt, der durch eine neue EEG-Umlage zu bestreiten wäre (§§ 10–20 EnFG), liegt die Umlage bei der Netzentnahme von Strom für den Stromverbrauch zur Herstellung von „Grünem Wasserstoff“ bei null, gleichgültig zu welchem Zweck das H₂ verwendet wird (§ 25 EnFG); die nähere Definition des „Grünen Wasserstoffs“ erfolgt in einer Rechtsverordnung nach § 26 EnFG.

Das Kernproblem des Rechtsrahmens ist weiterhin, dass es derzeit keine einheitliche energierechtliche Behandlung von Energiespeichern und Technologien der Sektorenkopplung, wie beispielsweise Power-to-Gas, gibt. Ein konsistentes Energierecht wird es diesbezüglich in naher Zukunft nicht geben. Die Themen sollen zunächst von einer Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ (voraussichtlich ab Ende des Jahres 2022) behandelt werden, bevor der Bundesgesetzgeber die Absicht umsetzen kann, eine Energiemarktordnung einzurichten, die auf die Anforderungen hoher Anteile fluktuierender Erneuerbaren Energien und deren Speicherung eingestellt ist.

Die systemische Problematik, dass Anlagen zur H₂-Erzeugung als Letztverbraucher eingestuft werden und damit vorbehaltlich von Ausnahmestimmungen, alle Strompreisbestandteile vor der Stromspeicherung (hier: H₂-Erzeugung) tragen müssen, wirkt also fort. Letztverbraucher ist nach derzeit geltendem Recht jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht (§ 3 Nr. 33 EEG 2021 / EEG 2023). Dies gilt uneingeschränkt, auch wenn der Energiegehalt weitestgehend erhalten bleibt und Energie nicht

verbraucht wird, wie dies bei der Energieumwandlung im Elektrolyseur der Fall ist. Bei Letztverbrauchern fallen die gesetzlichen Strompreisbestandteile, wie Netzentgelte, Umlagen und Energiesteuern an. Als strombasierter Kraftstoff kann Wasserstoff nur mit anderen Kraftstoffen (Diesel, Benzin, Erdgas, Strom) wettbewerbsfähig werden, wenn bei seiner Produktion diese gesetzlichen Strompreisbestandteile nicht als Kostenfaktoren anfallen.

6.2.2.1 Netzentgelte

Die Netzentgelte fallen grundsätzlich für jeden Nutzer des öffentlichen Stromnetzes an, nicht aber bei der Eigenversorgung, z. B. bei der Direktleitung von einem Windpark zum Elektrolyseur. Netzentgelte sind grundsätzlich kostenorientiert und zusätzlich nach Effizienzkriterien zu ermitteln (§§ 21 Abs. 2, 21a EnWG in Verbindung mit der Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV und der Anreizregulierungsverordnung – ARegV). Danach werden als Kosten innerhalb des Netzentgeltes z. B. berücksichtigt: Kosten der Netzinfrastruktur (Betrieb, Wartung, Ausbau etc.), vermiedene Netzentgelte (VNe), Einspeisemanagement, Redispatch, Netzreserve, Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft, Vorhaltung von Regelleistung, Blindleistung, Verlustenergie und sonstige individuelle Kosten des Unternehmens (Personal, Fuhrpark etc.).

Grundsätzlich fallen Netzentgelte an, sobald das öffentliche Netz für die Weiterleitung von Strom an den Elektrolyseur genutzt wird. Es gibt allerdings Möglichkeiten einer zeitlich begrenzten Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG: Wenn ein Elektrolyseur vor August 2026 in Betrieb genommen wird, ist er für 20 Jahre ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.

Besondere Beachtung muss hier allerdings der § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG finden:

„Die Freistellung nach Satz 1 wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird.“

§ 118 Abs. 6 S. 7 EnWG: „Die Sätze 2 und 3 sind nicht für Anlagen anzuwenden, in denen durch

Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist.“

Die Befreiung gilt auch für die Einspeiseentgelte ins Gasnetz. Umstritten ist die Anwendung der Befreiung auf die Herstellung von Wasserstoff bzw. Methan zur Verwendung als Kraftstoff in der Mobilität oder auch als Brennstoff für Gasthermen (§ 118 Abs. 6 S. 8 EnWG) (Zum Ganzen:¹⁹⁶⁾ 15.4.2, S. 826).

Ergebnis: Nach der vorstehend zitierten überzeugenden, allerdings nicht einhelligen Rechtsauffassung besteht eine für 20 Jahre befristete Befreiung von Netzentgelten für die Produktion von Wasserstoff, der als Kraftstoff in der Mobilität eingesetzt wird (§ 118 Abs. 6 EnWG). Da die Rechtslage wegen fehlender obergerichtlicher oder höchstrichterlicher Rechtsprechung nicht geklärt ist, bedarf es einer gesetzgeberischen Klarstellung des regulatorischen Rahmens im Anschluss an die Beratungen der Plattform „klimaneutrales Stromsystem“.

6.2.2.2 Netzentgeltbezogene Strompreisbestandteile

Der Strompreis enthält zahlreiche Preisbestandteile, die als Aufschläge auf die Netzentgelte wirken, z. B. die Konzessionsabgabe, KWK-Umlage oder die Offshore-Haftungsumlage (vgl. nur § 17f Abs. 5 S. 1 EnWG). Ob auch diese Entgelte vom Befreiungstatbestand des § 118 Abs. 6 EnWG umfasst sind, ist schon seit einigen Jahren umstritten.

Für die Praxis von wesentlicher Bedeutung ist, dass die zuständige Behörde, die Bundesnetzagentur (BNetzA), eine Befreiung von diesen Strompreisbestandteilen derzeit auf der Grundlage des geltenden Rechts ablehnt. Diese Entscheidung wurde vom Kartellsenat des Bundesgerichtshofs bestätigt².

Es besteht Handlungsbedarf seitens des Gesetzgebers, den nicht eindeutigen Befreiungstatbestand klarzustellen.

6.2.2.3 Stromsteuer

§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG regelt die Befreiungsmöglichkeit für die Elektrolyse. Zu beachten ist aber,

dass nur der Strom von der Befreiung betroffen ist, der unmittelbar für die Elektrolyse eingesetzt wird, also an den Elektroden anliegt. Nicht befreit werden kann hingegen der Hilfsstrom für Motoren oder Pumpen sowie für Mess-, Steuerungs- oder Beleuchtungsanlagen, die für den Betrieb des Elektrolyseures nötig sind³.

Sofern es sich bei dem Unternehmen um ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes handelt, kann auch für die anfallenden Hilfsstromkosten eine Stromsteuererleichterung nach § 9b StromStG beantragt werden. Nach § 2 Nr. 3 StromStG sind Unternehmen des produzierenden Gewerbes solche, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind, sowie die anerkannten Werkstätten für behinderte Menschen im Sinne des § 219 des Neunten Buches Sozialgesetzbuch, wenn sie überwiegend eine wirtschaftliche Tätigkeit ausüben, die den vorgenannten Abschnitten der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen ist. Die Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008) enthält unter Abschnitt D (in der vorigen Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2003 noch unter Abschnitt E) die Einordnung der Herstellung von Gasen. In Betracht kommt hier die Ziffer 35.21, welche die Gaserzeugung dem produzierenden Gewerbe zuordnet.

Eine Stromsteuerentlastung für den Verbrauch von Hilfsstrom durch ein Unternehmen, das als produzierendes Gewerbe für die Herstellung von Wasserstoff eingeordnet werden kann, ist also möglich. Trotzdem kommt es auch hier auf die Ausgestaltung im Einzelfall an. Die Anwendung dieser steuerlichen Überlegungen auf ein (kommunales) Unternehmen, das zur Herstellung von Wasserstoff zum Einsatz in einem Flottenverband gegründet wird, ist also nach entsprechender Ausgestaltung als Unternehmen des produzierenden Gewerbes rechtlich möglich; ggf. sind für diese Steuervorteile allerdings Tochterunternehmen zu gründen. Da eine ober- und höchstrichterliche Rechtsprechung der Finanzgerichte allerdings nicht vorliegt, sollte nicht einfach davon ausgegangen werden, dass die örtlich zuständigen Hauptzollämter die Anträge einfach positiv bescheiden. Die Anträge

2 | BGH, Beschluss vom 27. April 2022 — EnVR 48/18; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 09. März 2016 – VI-3 Kart 17/15 (V) –, Rn. 55, juris.

3 | FG Hamburg, Urteil vom 11. September 2013 – 4 K 133/12 –, juris.

beim Hauptzollamt sollten daher gut vorbereitet werden, bevor das Gespräch mit der Behörde gesucht wird. Zur Erhöhung der Erfolgsaussichten sollte erwogen werden, die Antragstellung und das Verfahren auf Erlass der Stromsteuer nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG für den Strom zur H₂-Herstellung im Elektrolyseur sowie den Antrag auf Steuerentlastung für den Hilfsstrom nach § 9b StromStG durch auf Energiesteuern spezialisierte Steuerberater vorzubereiten und begleiten zu lassen.

Der Antrag auf Erlass der Stromsteuer nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG für den Strom zur H₂-Herstellung im Elektrolyseur ist mit dem amtlichen Vordruck (Formular 1452 „Antrag auf Steuerentlastung für bestimmte Prozesse und Verfahren“) zu stellen.

Fazit: Es gibt stromsteuerliche Gestaltungsmöglichkeiten, H₂-Kraftstoff ohne den Kostenfaktor der Stromsteuer herzustellen. Details der Ausgestaltung müssen im Einzelfall geprüft und mit dem zuständigen Hauptzollamt besprochen werden, ggf. ergibt sich im Einzelfall das Erfordernis, zur Umsetzung des Steuervorteils eine energiesteuerrechtliche Beratung bei spezialisierten Rechtsanwälten bzw. Steuerberatern durchzuführen.

6.2.3 Technoökonomische Bewertung

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Chancenanalyse ist wesentlich vom Einsatzzweck des Wasserstoffs und des jeweiligen Zielpreises abhängig, welcher durch die aktuell günstigste Alternative angesetzt wird. Weiterhin greifen in der Chancenanalyse mit einer stofflichen Nutzung von Wasserstoff und den Nebenprodukten Sauerstoff und Wärme verschiedene Entlastungsoptionen für gesetzlich festgelegte Strompreisbestandteile, die im [Kapitel 6.3.2](#) aufgegriffen werden. Dies betrifft u. a. den Wegfall der EEG-Umlage durch das EEG 2023. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Netzentgeltbefreiung § 118 Abs. 6 EnWG bei Errichtung des Elektrolyseurs vor 2026 auch für den Mobilitätssektor greift. Zusätzlich wird als weiterer Entlastungstatbestand auch eine Stromsteuerentlastung auch für den Verbrauch von Hilfsstrom angenommen. Bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff wird der Zielpreis durch die Lieferung von grünem Wasserstoff per Trailer definiert.

Durch den russischen Angriffskrieg hat sich die Situation am Energiemarkt stark verändert. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen der technoökonomischen Bewertung zwei Szenarien berücksichtigt: Einerseits die Situation im Juni 2021 vor dem Angriffskrieg und andererseits die aktuelle Marktsituation im Juni 2022. Die zugrunde gelegten Annahmen sind in Tabelle 11-2 im [Anhang C](#) aufgeführt.

Neben der Berücksichtigung der aktuellen Förderlandschaft wird zur Berechnung der Gesamtwirtschaftlichkeit dieser Chancenanalyse die Nutzung der Nebenprodukte der Elektrolyse – Sauerstoff und Abwärme – betrachtet. Die Abwärme des Elektrolyseurs kann in direkten Niedertemperaturanwendungen oder in Nahwärmenetzen genutzt werden. Für die Nutzung des Sauerstoffs wird im Rahmen dieser Chancenanalyse eine direkte Nutzung des Sauerstoffs vor Ort angenommen. Ist kein lokaler Sauerstoffbedarf vorhanden, wird der Aufbau eines Vertriebsnetzes notwendig, wodurch zusätzliche Kosten anfallen und die Erlöse durch den Sauerstoffverkauf ggf. reduziert werden.

Beim stofflichen Einsatz von geringen oder mittleren Mengen an Wasserstoff in der Industrie wird dieser in der Regel in gasförmiger oder flüssiger Form von zentralen Großproduzenten per Trailer angeliefert. [Abbildung 6-3](#) und [Abbildung 6-4](#) zeigen die aktuelle Preisspanne von 10 – 16 €/kg_{H₂}, die für gasförmigem

grünem Wasserstoff bei einer Anlieferung per Trailer aktuell am Markt abgerufen wird, und die hier als Zielpreis angesetzt wird. Weiterhin sind die Kosten für eine entsprechende Eigenproduktion von Wasserstoff per Elektrolyse dargestellt, Kosten für eine entsprechende Eigenproduktion von Wasserstoff per Elektrolyse, die unter aktuellen Rahmenbedingungen und bei Energiepreisen im Juni 2021 und Juni 2022 erreicht werden können.

Ohne Entlastungstatbestände für die gesetzliche Strompreisbestandteile liegen die Kosten im Jahr 2021 für die Erzeugung des Wasserstoffs inkl. einer Speicherinfrastruktur bei ca. 14,5 €/kg_{H₂} (vgl. Abbildung 6-5). Durch die Entlastungstatbestände können die H₂-Kosten auf ca. 7 €/kg_{H₂} reduziert werden. Durch die Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme der Elektrolyse und der Umlegung der entsprechenden Erlöse können die H₂-Kosten bilanziell auf ca. 6,3 €/kg_{H₂} gesenkt werden.

Bleiben die Entlastungstatbestände im Jahr 2022 für die gesetzliche Strompreisbestandteile unberücksichtigt, liegen die Kosten für die Erzeugung des

Wasserstoffs inkl. einer Speicherinfrastruktur bei ca. 16,5 €/kg_{H₂} (vgl. Abbildung 6-4). Die höheren Strombezugskosten durch höhere Kosten bei einem PPA-Bezug im Vergleich zum Jahr 2021 werden zu einem gewissen Anteil durch die geringere EEG-Umlage im Jahr 2022 abgedeckt. Durch die Entlastungstatbestände (vgl. Kapitel 6.3.2) reduzieren sich die H₂-Kosten auf ca. 10 €/kg_{H₂}. Eine Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme der Elektrolyse und die Umlegung der entsprechenden Erlöse drücken die H₂-Kosten bilanziell auf ca. 9,4 €/kg_{H₂}.

Durch die Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme und entsprechenden Einsparungen bzw. Erlöse kann die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse geringfügig verbessert werden. Eine höhere Kostenreduktion kann durch die Entlastungsszenarien gesetzlicher Strompreisbestandteile erreicht werden. Sowohl im Jahr 2021 als auch im Jahr 2022 liegen die H₂-Kosten der Eigenerzeugung bei Nutzung der Nebenprodukte sowie bei Annahme der Entlastungen für gesetzliche Strompreisbestandteile unterhalb der Preisspanne für angelieferten grünen Wasserstoff.

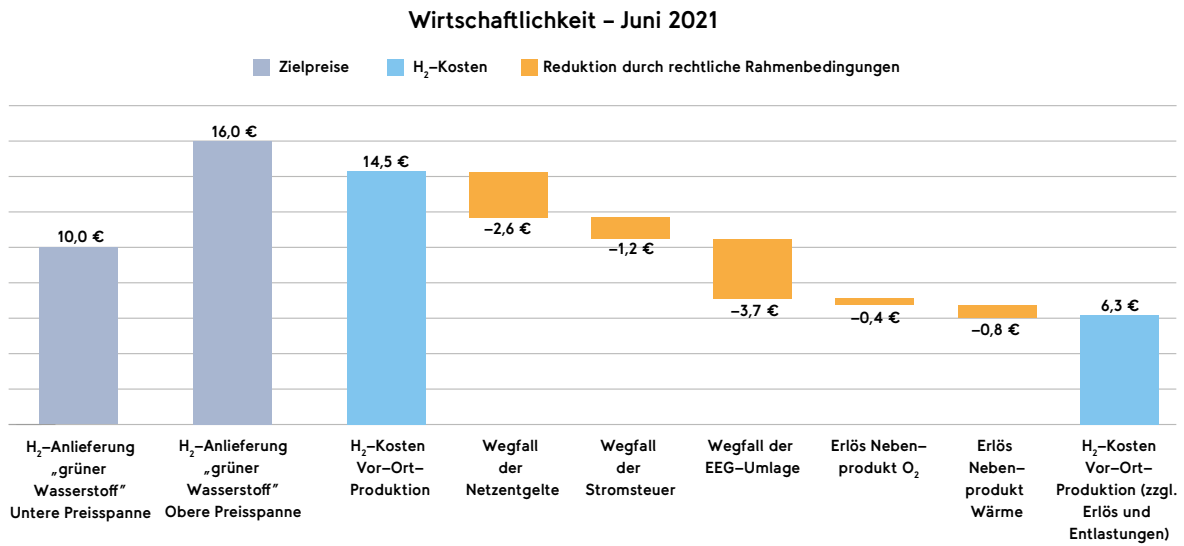


Abbildung 6-3 Chancenanalyse Kommunale Unternehmen unter Berücksichtigung der von Abwärme- und Sauerstoffnutzung – Wirtschaftlichkeit Juni 2021

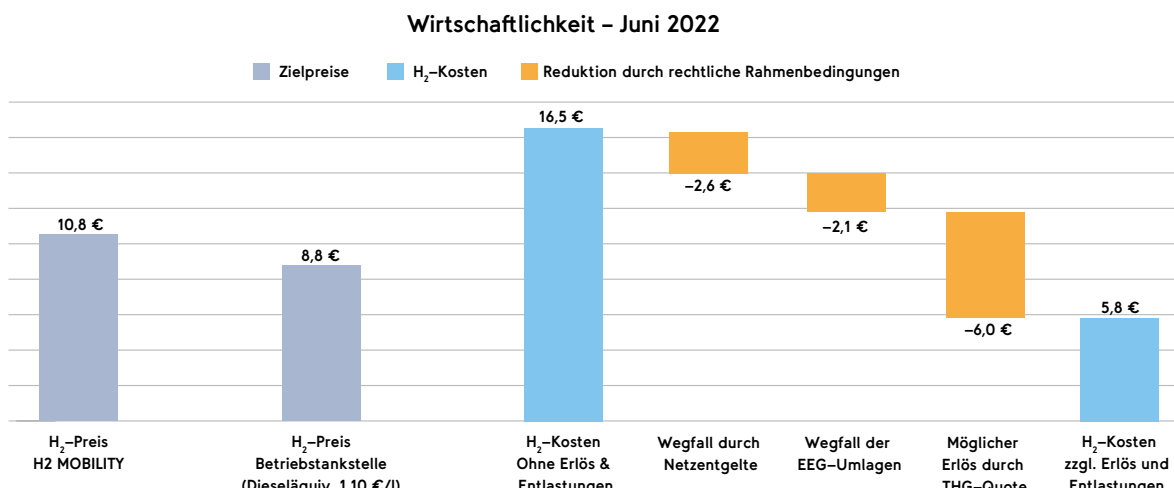


Abbildung 6-4 Chancenanalyse Kommunale Unternehmen unter Berücksichtigung der von Abwärme- und Sauerstoffnutzung – Wirtschaftlichkeit Juni 2022

6.3 H₂-Tankstelle für (kommunale) Flotten (ggf. mit H₂-Erzeugung bei Müllverwertungsanlagen) – Mobilität

6.3.1 Relevanz

Insbesondere im Verkehrssektor ist der Druck zur Einsparung von Emissionen aufgrund einer Stagnation der CO₂-Reduktion im vergangenen Jahrzehnt hoch. Verschiedene regulatorische Rahmenbedingungen sollen daher den Markthochlauf von emissionsfreien Technologien im Verkehr fördern, bspw. das Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (siehe dazu Kapitel 6.2.2.1) oder die Treibhausgas-minderungsquote (siehe dazu Kapitel 6.2.2.2). Dieser Rahmen erhöht einerseits den Druck für kommunale Flottenbetreiber, auf emissionsarme Fahrzeuge umzustellen, und ermöglicht andererseits eine wirtschaftliche Bereitstellung von Wasserstoff an der Tankstelle.

Die beispielhafte Chancenanalyse im Bereich Mobilität richtet sich daher vorrangig an kommunale Flottenbetreiber (z. B. ÖPNV, Abfallwirtschaft, Logistik) oder an potenzielle Dienstleister für die Bereitstellung des erzeugten Wasserstoffs (z. B. Stadtwerke, Tankstellenbetreiber, Fuhrparkbetreiber für schwere Nutzfahrzeuge).

6.3.2 Umfeldanalyse inkl. rechtlichregulatorische Einschätzung

6.3.2.1 Schwere H₂-betriebene Nutzfahrzeugflotten, insbesondere Busse, im Zuge des umweltbezogenen Vergaberechts

Der künftige Markt für H₂-Fahrzeuge wird durch umweltbezogene wirtschaftslenkende Regelungen, wie z. B. EU-Regelwerke zur Begrenzung des CO₂-Ausstoßes von Fahrzeugflotten⁴ und das umweltbezogene EU-Vergaberecht beeinflusst. Im Hinblick auf die Markteinführung alternativer Antriebe bei schweren Nutzfahrzeugen ist das umweltbezogene

EU-Vergaberecht zu beachten, das Mindestziele für die öffentliche Auftragsvergabe bei der Beschaffung von Straßenfahrzeugen bestimmt (EU-Richtlinie zur Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge; englisch: Clean Vehicle Directive – CVD).

EU-Vorgaben der CVD

Die EU-CVD gibt vor, dass den Gesetzgebern der EU-Mitgliedstaaten bei der Auswahl der sauberen Antriebstechnologien und Kraftstoffe ausreichend Flexibilität verbleibt (Erwägungsgrund 11 der CVD). Dabei war zu berücksichtigen, dass die Anforderung der 80 %-igen Verminderung des Ausstoßes an Treibhausgasen und Luftschadstoffen (Feinstaub, NO_x) derzeit nur von den emissionsfreien batterieelektrischen und H₂-betriebenen Fahrzeugen erfüllt werden können (Erwägungsgrund 13 der CVD). Beim Einsatz flüssiger Kraftstoffe (BtL-Kraftstoffe oder synthetische PtL-Kraftstoffe) muss sichergestellt werden, dass diese nicht mit fossilen Otto- oder Dieselmotoren gemischt werden (Erwägungsgrund 14 der CVD⁵).

Im Mobilitätssektor müssen öffentliche Nahverkehrsunternehmen in Deutschland zwischen Anfang August 2021 bis Ende 2025 45 % und im zweiten Turnus bis Ende 2030 65 % der Busse als saubere Fahrzeuge beschaffen; die Hälfte dieser Quote muss emissionsfrei im Sinne von Art. 4 Nr. 5 CVD beschafft werden (Tabelle 4 im Anhang der CVD).

Umsetzung in deutsches Recht durch das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz

Die CVD ist seit Mitte 2021 durch das Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz – SaubFahrzeug-BeschG⁶) in deutsches Recht umgesetzt worden. Danach müssen öffentliche Auftraggeber und Sektorenauftraggeber bei neuen Ausschreibungen gemäß Vergabeverordnung (VgV) und Sektorenverordnung (SektVO) für Beschaffung, Leasing oder Anmietung von Straßenfahrzeugen sowie bei der Vergabe von Verkehrsdienstleistungen das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz berücksichtigen. Die Quotenpflicht für saubere Fahrzeuge entsteht etwa bei der Beschaffung von Straßenfahrzeugen zur

4 | Verordnung (EU) 2019/1242 vom 20. Juni 2019 zur Festlegung von CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 595/2009 und (EU) 2018/956 sowie der Richtlinie 96/53/EG (Amtsblatt der EU vom 25.07.2019, L 198/202).

5 | Richtlinie (EU) 2019/1161 vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge (Amtsblatt der EU vom 12.07.2019, L 188/116).

6 | Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz vom 9. Juni 2021 (BGBl. I S. 1691).

Personenbeförderung, Post- und Paketzustellung und Abholung von Siedlungsabfällen. Für die hier betrachtete Chancenanalyse der H₂-Tankstelle für (kommunale) Flotten werden insbesondere die Sektorenauftraggeber im Bereich Verkehrsleistungen per Bus betrachtet (§ 102 Abs. 4 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen – GWB), die in ihren europaweiten Ausschreibungen bei Liefer- und Dienstleistungsaufträgen von Sektorenauftraggebern ab einem geschätzten EU-Schwellenwert für den Auftrag von 431.000 Euro (gilt bis Ende 2023) das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz beachten müssen (§ 3 SaubFahrzeugBeschG).

Quoten für saubere und emissionsfreie Fahrzeuge

Die sauberen Fahrzeuge müssen die im Gesetz festgelegten Quoten in Bezug auf alle im Rahmen europaweiter Ausschreibungen während eines Referenzzeitraums beschafften Fahrzeuge erreichen. Dabei gelten für die Saubere-Fahrzeug-Quote bei Bussen (= saubere schwere Nutzfahrzeuge) folgende Mindestziele in den Referenzzeiträumen bis Ende 2025 sowie bis Ende 2030 (§§ 5, 6 SaubFahrzeugBeschG): Für Busse der Fahrzeugklasse M3 45 % (im Referenzzeitraum bis Ende 2025) und 65 % (im Referenzzeitraum bis Ende 2030) (§ 6 Abs. 2 SaubFahrzeugBeschG). Die Hälfte des Mindestziels für den Anteil sauberer Busse muss durch die Beschaffung emissionsfreier Busse erfüllt werden (§ 6 Abs. 3 SaubFahrzeugBeschG). Emissionsfrei bedeutet nach § 2 Nr. 6 SaubFahrzeugBeschG, dass der Bus weniger als 1 g CO₂/km ausstoßen darf, was derzeit kaum anders als durch batterieelektrische bzw. mit H₂ betriebene Fahrzeuge erfüllt werden kann. Saubere schwere Nutzfahrzeuge (nach § 2 Nr. 5 SaubFahrzeugBeschG) dürfen auch alternative Kraftstoffe nach Art. 2 Nr. 1 und 2 der Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, wie z. B. synthetische Kraftstoffe und BtL-Kraftstoffe, aber auch Erdgas, eingesetzt werden.

Im Hinblick auf die Wirkung für den Markthochlauf H₂-betriebener schwerer Nutzfahrzeuge ist zu berücksichtigen, dass bei der Beschaffung von Bussen die Quote für saubere Fahrzeuge nur bei europaweiten Vergabeverfahren ab dem Schwellenwert von 431.000 Euro vom Anwendungsbereich des Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetzes gilt. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass etwa bei der Einzelbeschaffung von Bussen, wie z. B. dem Einkauf einzelner (neuer oder gebrauchter) Busse die Quote für saubere Fahrzeuge nicht anzuwenden ist, da hierbei der

Schwellenwert für den Sektorenauftrag in der Regel unterschritten wird.

Fazit

Durch die CVD und das deutsche Umsetzungsgesetz besteht zwar keine Pflicht zur Beschaffung von mit H₂-betriebenen Fahrzeugen. Bis Ende 2025 gilt aber eine Quote von 45 % für die Beschaffung sauberer und davon 22,5 % emissionsfreier Fahrzeuge. Als emissionsfreie Fahrzeuge kommen insbesondere batterieelektrische und H₂-betriebene Busse in Betracht, wobei sich der H₂-Antrieb strukturell leichter in die zumeist mit flüssigen Kraftstoffen betriebenen Bus-Flotten der ÖPNV-Betriebe einpassen lassen. Deshalb besteht ein ordnungsrechtlicher Anreiz, bei der Beschaffung H₂-betriebene Fahrzeuge zu berücksichtigen. Dies wird allerdings nur bei größeren Investitionen in die Bus-Flotten eine Rolle spielen, da der EU-Schwellenwert bei einzelnen Ersatzinvestitionen nicht überschritten wird.

In Verbindung mit den verbesserten ökonomischen Rahmenbedingungen für die H₂-Mobilität (Abschaffung EEG-Umlage (siehe Kapitel 6.3.2) und Treibhausgasquote (siehe Kapitel 6.2.2.2)) dürfte sich perspektivisch bis 2025 und ansteigend bis 2030 ein zunehmendes Marktsegment für H₂-betriebene Busse entwickeln.

6.3.2.2 Anrechenbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff auf die Treibhausgasminderungsquote

Ein wichtiges regulatorisches Instrument für die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff im Verkehrssektor stellt die Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote) dar.

Für die Mineralölwirtschaft gilt bei der Vermarktung von Diesel und Benzin eine Beimischungspflicht von Biokraftstoffen. Durch das Kraftstoff-Treibhausgasquotenrecht (§§ 37a–37g BImSchG) wird die Biokraftstoff-Quote schrittweise durch die Pflicht zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen abgelöst. So wird für die Beimischung konventioneller Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen eine Obergrenze eingeführt und wachsende Anteile fortschrittlicher Biokraftstoffe vorgeschrieben (§§ 13, 14 der 38. BImSchV). Zudem kann die Treibhausgasquote seit 2018 auf freiwilliger Basis durch die strombasierten Kraftstoffe Wasserstoff und Methan nach der 37. BImSchV und elektrischen Strom nach der 38. BImSchV erfüllt werden. Hierdurch hat sich eine neue Vermarktungsschiene geöffnet, die

allerdings in Konkurrenz zu den fortschrittlichen Biokraftstoffen steht, weshalb es als ein Wettbewerbsfaktor auf die Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit der H₂-Herstellung ankommt.

Für den Mobilitätssektor kann die Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit von H₂-Kraftstoff im Übrigen weiter erhöht werden, wenn Preissteigerungen konventioneller Otto- und Dieselmotoren bewirkt werden, wie z. B. durch die CO₂-Bepreisung von Otto- und Dieselmotoren durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) seit 2021.

6.3.2.3 Bisherige Bestimmung des erneuerbaren Wasserstoffs im Verkehrssektor

Grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ist nach der Neuregelung der THG-Quote ab 2021 auf die Treibhausgasquote nur anrechenbar, wenn der Wasserstoff unter ausschließlicher Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien nichtbiogenen Ursprungs, also aus Solar-, Windenergie, Wasserkraft bzw. Geothermie hergestellt worden ist (§ 39b Abs. 8 Satz 1 Nr. 4 BImSchG), es sei denn es wird noch die Ausnahmebestimmung ab 01.07.2023 greifen, nach der Wasserstoff aus fortschrittlichen Biokraftstoffen nach Anhang IX Teil A der RED II, z. B. Bioabfall, hergestellt und angerechnet werden können soll, was in einer Rechtsverordnung zu regeln ist (§ 39b Abs. 8 Satz 3 BImSchG). Nach derzeitiger Entwurfsfassung des delegierten Rechtsakts der EU-Kommission zum erneuerbaren Wasserstoff sollen auch fortschrittliche Biokraftstoffe nicht zur H₂-Erzeugung herangezogen werden. Es ist offen, wie diese Thematik entschieden wird.

Für die Anrechenbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff kommt es zudem darauf an, dass der Strom nicht aus einem Netz entnommen wird, sondern aus einer nicht mit dem Netz verbundenen erneuerbaren Erzeugungsanlage stammt (§ 3 Abs. 2 Nr. 1 der 37. BImSchV). Wenn der Strom doch aus dem Netz entnommen werden soll, ist dieser nur dann auf die THG-Quote anrechenbar, wenn die Anlage zur H₂-Erzeugung ausschließlich auf der Grundlage einer Vereinbarung über ab- oder zuschaltbare Lasten nach § 13 Abs. 6 EnWG betrieben wird (§ 3 Abs. 2 Nr. 1 der 37. BImSchV).

Für auch anrechenbaren, nichterneuerbaren Wasserstoff aus Kohlestrom besteht ein schlechter Anrechnungsfaktor (234,4 kg_{CO₂äq/GJ}), ein mittelmäßiger Anrechnungsfaktor besteht bei Wasserstoff aus Kohlestrom, der unter den Bedingungen der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) hergestellt wurde (52,7 kg_{CO₂äq/GJ}); dies ein Verfahren, das in Deutschland allgemein nicht zulässig ist. Die CO₂-Äquivalente ergeben sich aus Anlage 1 (zu § 3) der 37. BImSchV.

6.3.2.4 Zukünftige Definition grüner bzw. erneuerbarer Wasserstoff im Verkehrssektor ist offen

Die Begriffe grüner bzw. erneuerbarer Wasserstoff werden teilweise synonym verwendet, unterscheiden sich allerdings gelegentlich, wobei unter „grün“ auch Wasserstoff verstanden wird, der teilweise mit anderen als erneuerbaren Energien hergestellt wird.

Nach welchen Kriterien Wasserstoff aus erneuerbaren Energien in Zukunft als fortschrittlicher Kraftstoff anrechenbar ist, lässt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Art. 27 RED II) offen; hierfür wird die EU-Kommission erst in einem delegierten Rechtsakt für den Verkehrssektor Klarheit schaffen⁷. Der delegierte Rechtsakt sollte eigentlich bis zum 31. Dezember 2021 in Kraft treten, nachdem erst Ende Juni 2022 die öffentliche Anhörung zum Entwurf des delegierten Rechtsakts erfolgt ist, kann erst im Herbst 2022 mit seiner Geltung gerechnet werden, da nach Überarbeitung durch die EU-Kommission der endgültige Text des Rechtsakts dem Europäischen Parlament und dem Rat für eine zweimonatige Prüfungsphase zugeleitet wird.

Der delegierte Rechtsakt wird in allen Mitgliedstaaten und damit auch in Deutschland unmittelbar rechtsverbindlich im Verkehrssektor gelten. Für den Energiesektor ermöglicht das EEG 2023 eine Angleichung dieser Definition aus dem Verkehrssektor; die Verordnung nach § 93 EEG 2023 kann allerdings auch ein eigenes Verständnis von „Grünem Wasserstoff“ einführen. Da sowohl die Definition des „Grünen Wasserstoffs“ im Verkehrssektor als auch die mögliche Übertragung der kommenden Definition auf den Energiesektor offen ist, ist die Ausgangssituation für die Erarbeitung einer Landesstrategie für Wasserstoff unbefriedigend; sie bietet immerhin noch die

7 | Referenz bei der EU-Kommission: Ares(2022)3836651 – 20/05/202; der Entwurf des delegierten ist abrufbar unter folgender URL: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements_en

Möglichkeit der Mitwirkung an Willensbildungsprozessen auf EU- und Bundesebene.

6.3.2.5 Wesentliche umstrittene Punkte bei der Definition von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor

Grüner Wasserstoff = Erneuerbare ohne Biomasse

Nach Art. 2 Abs. 4 des delegierter Rechtsakts-Entwurfs ist „Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen“ „Wasserstoff, der ausschließlich aus anderen erneuerbaren Energiequellen als Biomasse gewonnen wird“. Der Ausschluss von Biomasse aus der H₂-Produktion ist umstritten, weil Biomasse als regelbarer Energieträger die Auslastung von Elektrolyseuren bei der H₂-Herstellung durch den Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind- und Solarenergie) sichern kann. Im Sinne der geplanten EU-Regelung wird eingewendet, dass die betriebswirtschaftliche Optimierung von Elektrolyseuren nicht das Ziel sein könne, weil die nur begrenzt verfügbare Biomasse-Ressourcen für ihren möglichst effizienten Einsatz gleich selbst als Regelenergie eingesetzt werden können.

Dysfunktional ist der Ausschluss von Speichern zur H₂-Herstellung nach Art. 2 Abs. 3 des Entwurfs. Mit Kurzzeitspeichern kann die Stromzufuhr kurzweilig verstetigt werden, wenn kürzere Zwischentäler in einer Überschussphase der erneuerbaren Erzeugung auftreten. Dadurch kann eine nachhaltige H₂-Erzeugung der bei sog. Dunkelflauten notwendigen Langzeitspeicher gewährleistet werden; als Kurzzeitspeicher können z. B. Lithium-Ionen-Akkus eingesetzt werden, mittelfristig auch in der Zweitnutzung im Anschluss an den Einsatz in batterieelektrischen Fahrzeugen.

Bedingungen für Direktbezug aus erneuerbaren Energien: Gleichzeitigkeit und Zusätzlichkeit

Es handelt sich nach Art. 3 delegierter Rechtsakts-Entwurfs nur dann um Grünen Wasserstoff, wenn dieser mit einer Erneuerbare-Energien-Anlage verbunden ist und aus dem Strom dieser Anlage hergestellt wird (kein Netzbezug des erneuerbaren Stroms). Die Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen auch zusätzlich aufgebaut worden sein (frühestmögliche Inbetriebnahme: 36 Monate vor Inbetriebnahme der H₂-Produktionseinheit). Ältere Bestandsanlagen, die etwa aus der Förderung nach dem EEG gefallen sind (z. B. ausgeförderte Windenergieanlagen), würden hiernach Wasserstoff nicht „grün“ machen. Mit diesem

engen Zusätzlichkeitskriterium würde die EU-Kommission den Anwendungsbereich zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff erheblich einschränken.

Bedingungen für den Netzbezug erneuerbarer Energien

Der Netzbezug erneuerbarer Energien darf nur unter engen Voraussetzungen nach Art. 4 delegierter Rechtsakt-Entwurf stattfinden. Eine Möglichkeit der Nutzung von erneuerbarem Strom aus dem Netz greift, wenn der durchschnittliche Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien im vorangegangenen Kalenderjahr in einem bestimmten Gebiet (=Gebotszone) über 90 % lag, weil bei diesem Anteil gewichtige Stromüberschüsse entstehen. Für den Markthochlauf sind allerdings zuerst wirtschaftliche Rahmenbedingungen für den Aufbau der H₂-Erzeugung erforderlich, damit schon in der Phase vor einem 90 %-Anteil in den Aufbau investiert wird, also bevor extreme Überschussituationen im Zuge des mit dem EEG 2023 beschlossenen massiven Ausbaus der fluktuierenden Solar- und Windenergie entstehen. In der Phase des Markthochlaufs ist diese Bestimmung über den Netzbezug wirkungslos.

Die weitere geplante Bestimmung über den Strombezug aus dem Netz greift, wenn der Strom aus Power Purchase Agreements (PPA) bezogen wird, die Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht nach dem EEG gefördert werden und der erneuerbare Strom innerhalb einer Kalenderstunde gleichzeitig erzeugt und zur H₂-Herstellung verwendet werden muss. Auch die hiermit verbundenen Anforderungen stellen schwierige Wettbewerbsbedingungen für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff auf. Es wird sich in Zukunft erweisen, ob der Markt bei PPA in Kombination mit der H₂-Herstellung robust genug ist.

Übergangsbestimmungen

Vor dem Jahr 2027 in Betrieb genommene Anlagen zur H₂-Herstellung können Ausnahmen von den Grundsätzen der Gleichzeitigkeit und Zusätzlichkeit eingeräumt werden. Die Zeitspanne zwischen den Jahren 2023 (kurz nach Inkrafttreten des delegierten Rechtsakts) und 2027 ist für den Markthochlauf zu kurz bemessen, weil bis zum Jahr 2027 in den sog. Gebotszonen (im Falle Deutschlands das ganz. Bundesgebiet) weder hinreichende Kapazitäten für die H₂-Herstellung noch der 90 %-Anteil Erneuerbare in der Stromerzeugung erreicht sein wird.

Fazit

Eine Verlängerung der Übergangsregelungen im delegierten Rechtsakt der EU-Kommission bis mindestens zum Jahr 2030 ist erforderlich, um die 2030-Ziele der EU von 5,6 Mio. Tonnen erneuerbaren Wasserstoff erreichen zu können und die Chance aufrechtzuerhalten, diese Ziele angesichts der Herausforderungen für Energiesicherheit und Klimaschutz noch zu steigern.

6.3.3 Technoökonomische Bewertung

Auch in der Chancenanalyse zur stofflichen Nutzung von Wasserstoff und der Nutzung der Nebenprodukte der Elektrolyse werden zwei Szenarien abgebildet, die einerseits die Situation im Juni 2021 vor dem Angriffskrieg und andererseits die aktuelle Marktsituation im Juni 2022. Die zugrunde gelegten Annahmen sind in Tabelle 11-1 aufgeführt.

Einen wesentlichen Einflussparameter auf diese Chancenanalyse stellt der Strombezugspreis zzgl. der gesetzlichen Strompreisbestandteile (bspw. EEG-Umlage, Netzentgelt, vgl. Kapitel 6.2.2) dar, mit dem die Elektrolyse betrieben wird. Für den Strombezugspreis wird als Annahme in der Chancenanalyse jeweils von einem PPA-Strombezug von Windstrom (onshore) für Juni 2021 bzw. 2022 ausgegangen

Der angesetzte Vergleichswert für die H₂-Kosten an der Tankstelle sind die H₂-Preise an H₂-Tankstellen. In dieser beispielhaften Chancenanalyse für (kommunale) Flotten wird als Zielpreis zum einen der H₂-Preis an den H₂-Tankstellen der H2 MOBILITY und zum anderen ein Diesel-Kostenäquivalent für (kommunale) Flotten an einer Betriebshoftankstelle angenommen.

In Abbildung 6-5 ist die Wirtschaftlichkeit der Chancenanalyse für das Jahr 2021 dargestellt. Mit den angelegten Stromkosten inkl. der Strompreisbestandteile liegen die H₂-Kosten bei ca. 15 € (Erzeugung und Tankstelle). Greifen verschiedene Entlastungsszenarien für die Produktion von Wasserstoff wie bspw. der Wegfall der Netzentgelte sowie der EEG-Umlage können die H₂-Kosten reduziert werden (vgl. Kapitel 6.2.2).

Durch den Treibhausgas-Quotenhandel – also den Verkauf von Quoten für erneuerbaren Wasserstoff an Inverkehrbringer von Kraftstoffen (wie bspw. Mineralölkonzerne, vgl. Kapitel 6.3.2.2) – können zusätzliche

Erlöse generiert werden. Laut aktueller Einschätzung von Quotenhändlern können sich je nach Marktsituation Erlöse von ca. 2 – 6 €/kg_{H₂} ergeben.

Abbildung 6-6 zeigt die Wirtschaftlichkeit der Chancenanalyse für (kommunale) Flotten für das Jahr 2022. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen werden H₂-Kosten ca. 16,5 €/kg_{H₂} erreicht. Der Wegfall der Netzentgelte sowie der EEG-Umlage und die zusätzlichen Erlöse durch den Verkauf im Rahmen des Treibhausgas-Quotenhandels führen bilanziell zu H₂-Kosten von ca. 5,8 €/kg_{H₂}. In Abbildung 6-5 und Abbildung 6-6 ist mit 6 €/kg_{H₂} jeweils der maximale Wert der Erlösspanne durch den Verkauf der THG-Quote abgebildet.

Eine für kommunale Unternehmen mögliche Stromsteuerentlastung wird in der Chancenanalyse in Kapitel 6.2.2.3 aufgeführt und hier nicht berücksichtigt, um eine Übertragbarkeit auf nichtkommunale Flotten ebenfalls zu gewährleisten.

Durch die Treibhausminderungsquote können somit bilanziell H₂-Kosten an der Tankstelle erreicht werden, die den H2 MOBILITY-Preis sowie das Diesel-Kostenäquivalent von Betriebshoftankstellen für (kommunale Flotten) unter Annahme von einem maximalen Erlös von 6 €/kg_{H₂} deutlich unterschreiten. Wird der minimale geschätzte Erlös von ca. 2 €/kg_{H₂} angenommen, liegen die bilanziellen H₂-Kosten (zzgl. der Entlastungstatbestände der gesetzlichen Strompreisbestandteile) zwischen den Zielpreisen der H2 MOBILITY und der Betriebshoftankstellen. Grundvoraussetzung für Erlöse durch die THG-Quote ist, dass der Wasserstoff als grün klassifiziert wird und somit für den THG-Quotenhandel angerechnet werden kann (vgl. Kapitel 6.2.2.3).

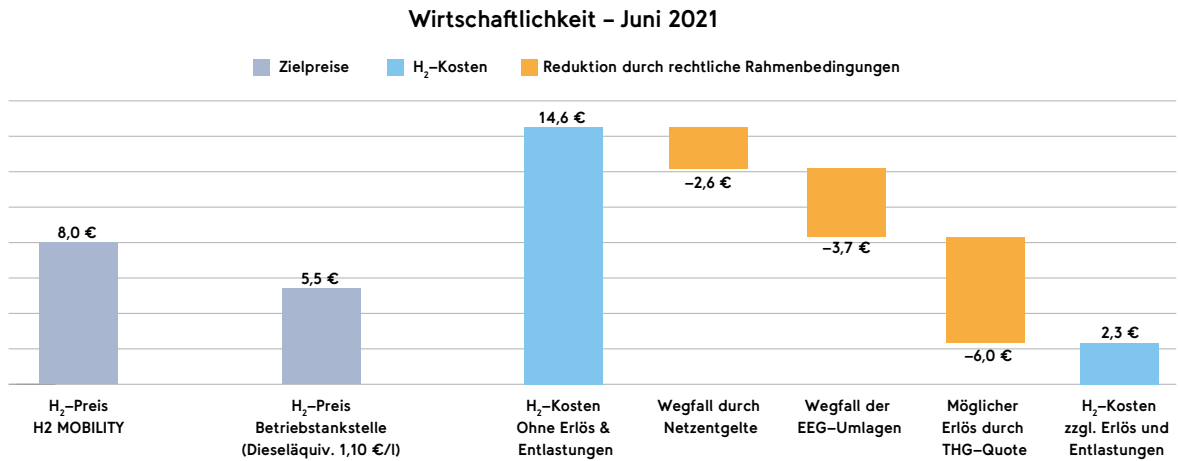


Abbildung 6-5 Chancenanalyse – (Kommunale) Flotten – Wirtschaftlichkeit Juni 2021 (netto)

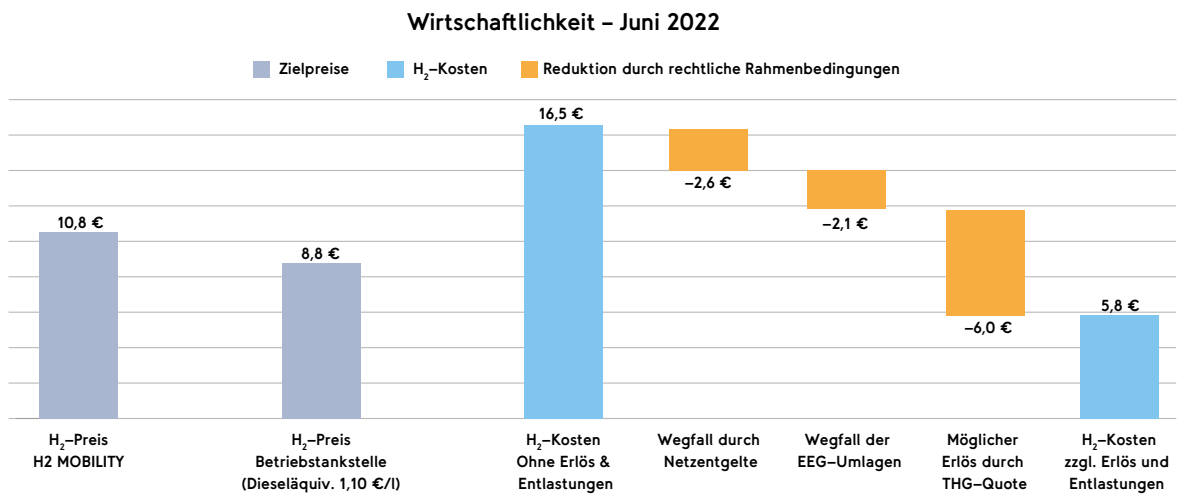


Abbildung 6-6 Chancenanalyse – (Kommunale) Flotten – Wirtschaftlichkeit Juni 2022 (netto)

6.4 Exkurs Klimaschutzverträge

Mit der Einführung von Klimaschutzverträgen ist ein Rahmen bereit, der einen kompetitiven Marktmechanismus für private Investitionen für innovative Klimatechnologien schaffen soll. Ziel der so genannten Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD) ist es, einen kostenkompetitiven Betrieb von emissionsarmen Technologien in schwer zu dekarbonisierenden Branchen der Industrie zu ermöglichen. In der ersten Phase des Pilotprogramms sind Prozesse mit prozessbedingten Emissionen antragsberechtigt. Für Rheinland-Pfalz betrifft dies die Kalk- und Zementproduktion sowie die Produktion von Grundchemikalien, bspw. Ammoniak und Methanol.

Die Klimaschutzverträge sollen die durch den EU-Emissionshandel geschaffenen Anreiz verstärken und Carbon-Lockin-Effekte vermeiden, die insbesondere in der Industrie aufgrund von langen Investitionszyklen zu berücksichtigen sind. Langfristig soll so die Wettbewerbsfähigkeit neuer Technologien – z. B. H₂-Technologien – durch einen großskaligen Einsatz sowie durch Innovationen und Kostendegressionen aufgrund von Skaleneffekten erreicht werden.

Grundlage der Klimaschutzverträge ist der „Strike-Price“, der über die Mehrkosten der Produktion pro vermiedener Tonne CO₂ berechnet wird. Der Strike-Price dient als Berechnungsgrundlage der Zahlung. Übersteigt der Strike-Price den aktuellen CO₂-Zertifikatspreis aus dem EU-Emissionshandel erhält der Anlagenbetreiber eine Ausgleichszahlung, die die Differenz zwischen CO₂-Zertifikatspreis und Strike Price darstellt. Unterschreitet der Strike-Price den CO₂-Zertifikatspreis zahlt der Anlagenbetreiber die Mehreinnahmen an den öffentlichen Vertragspartner zurück. Dieser Mechanismus ermöglicht eine Unabhängigkeit von Schwankungen des CO₂-Zertifikatspreis und erhöht somit die Planungssicherheit für Anlagenbetreiber.

Die entsprechenden Verträge werden zwischen der Bundesregierung und den Anlagenbetreiber abgeschlossen und in der Pilotphase für zehn Jahre angedacht. Die Grundstruktur der Kosten- und Emissionsberechnung wird hierbei zu Vertragsbeginn festgelegt. Eine Anpassung der Preise erfolgt jährlich und wird durch einen Monitoring-Prozess begleitet. Im Rahmen des Monitoring-Prozesses werden anhand der festgelegten Kostenstruktur und realer Daten die spezifische Förderung im Voraus für das nächste Geschäfts- bzw. Kalenderjahr ermittelt und für das vergangene Geschäfts- bzw. Kalenderjahr verifiziert.

[100][101][102]

STRATEGIE



7 STRATEGIE

In diesem Kapitel werden wesentliche Teile der vorherigen Sachkapitel bewertend erläutert und darauf aufbauend mögliche strategische Richtungen dargestellt.

Wasserstoff stellt eine wesentliche Komponente in zukünftigen erneuerbaren Energiesystemen dar, da er die längerfristige Speicherung der Erneuerbaren Energie erlaubt. Als kurzfristig sind Speicherzeiten über etwa einen Tag im Stromsystem oder über etwa einen Tag bis eine Woche in Fahrzeugen – je nach Nutzungsprofil – anzusehen. Solche kurzfristige Speicherung kann gut durch moderne Batteriesysteme abgedeckt werden. Zeitlich darüber hinausgehende Speicherung erfordert Speichertechniken höherer Energiedichte und niedrigeren spezifischen Kosten, als es mit modernen Batteriesystemen im Regelfall darstellbar ist. Während die Batterie die Energie elektrochemisch speichert, wandelt die Elektrolyse elektrische Energie in chemische Energie in Form von Wasserstoff um. Dieser Wasserstoff kann im einfachsten und energieeffizientesten Fall gasförmig unter Druck gespeichert werden. Unter etwa 30 % Energieverlust kann er tiefkalt verflüssigt oder an organische Moleküle (LOHC) gebunden werden. Bei weiter erhöhtem Energieverlust lässt er sich in Ammoniak oder Methanol überführen, deren Vorteil zusammen mit LOHC im einfacheren Transport der flüssigen Medien gesehen wird. Der einfachste und bei großen Mengen kostengünstigste Fall ist der Transport gasförmigen Wasserstoffes mittels Pipelines. Diese stoffliche Energiespeicherung ist bei längeren Speicherzyklen wesentlich kostengünstiger und wesentlich weniger materialintensiv als die elektrochemische Speicherung. Tendenziell kann Batteriespeicherung besser hohe Leistungen darstellen und H₂-Speicherung kann große Energiemengen darstellen. Während der herausragende Vorteil der Technik in der handhabbaren Quantität liegt, liegt er bei der Batterietechnik in der Energieeffizienz der Speicherung, womit sich der Diskurs der Brennstoffzellentechnik gegenüber der Batterietechnik in Fahrzeugen ebenso ergibt, wie die klare Notwendigkeit, Wasserstoff in großen Mengen zur Bewirtschaftung von Flautezeiten

Erneuerbarer Energie in analoger Technik zur Erdgas-speicherung in Salzkavernen vorzuhalten.

Darüber hinaus wird Wasserstoff in der Industrie für Hochtemperaturprozesse etwa ab 500 °C und für die stoffliche Verwendung insbesondere in der chemischen Industrie benötigt. Gerade bei der stofflichen Verwendung kommen auch insbesondere Methanol und Ammoniak ins Spiel. Grundsätzlich haben die Untersuchungen des Institutes für Technoökonomische Systemanalyse (IEK-3) wiederholt ergeben, dass diese aus dem Wasserstoff synthetisierten Stoffe immer dann kostengünstig sind, wenn sie als solche auch in der Prozesskette benötigt werden. Wenn sie jedoch nur als Energieträger hergestellt werden, aus dem in der Folge dann wieder Wasserstoff gewonnen werden soll, erweisen sich die Zwischenschritte der Herstellung trotz des leichter und kostengünstiger möglichen Transportes als in der Energiekette weder als kostenmäßig noch als energetisch zielführend. Diese grundsätzliche Aussage ergibt sich aus den der H₂-Herstellung nachgelagerten hohen Umwandlungsverlusten bei der Herstellung Komponenten. In vielen Bereichen sind die Einzeltechniken für gasförmigen und flüssigen H₂-Transport und die -speicherung nachgewiesen, wenngleich durchgehende Energieketten derzeit noch nicht aufgebaut sind. Letzteres kann dazu führen, dass Übergangsstrategien zur zeitnahen Darstellung großer H₂-Mengen notwendig werden, wobei der Vermeidung von Lockin Effekten besondere Beachtung zu schenken ist.

Aus diesen Zusammenhängen ergibt sich die Stellung von Wasserstoff und damit auch einer H₂-Strategie im Rahmen der umfassenderen Strategie zur Klimaneutralität des Landes Rheinland-Pfalz wie folgt:

1. Wann immer Strom zielführend direkt genutzt werden kann, sollte dies geschehen. Dabei treten die geringsten Verluste auf und meistens auch die geringsten Kosten. Allerdings ist zu beachten, der der Strom auch im Moment des Verbrauches erzeugt werden muss, da das elektrische Netz keine technisch nutzbare Speicherfunktion aufweist.

2. Für kurzfristige Speicherung bei häufiger Wiederholung sind Batterien eine geeignete Speichertechnik.
3. Wasserstoff wird bei großen Energiemengen, die längerfristig zu speichern sind und für Industrieprozesse benötigt. Dabei ist eine Speicherperiode oberhalb eines Tages bzw. oberhalb einer Woche bereits als längerfristig anzusehen.
4. Folgeprodukte aus Wasserstoff erweisen sich als sinnvoll, wenn sie auch als solche benötigt werden, nicht jedoch um eine Energiekette dazustellen.

Auch wenn Wasserstoff hier in obiger Reihung an dritter Position steht, ist er unverzichtbar, da er die Option zur längerfristigen Speicherung darstellt und auch industriell unverzichtbar ist. Die benötigten Mengen sind ebenfalls groß: für das Jahr 2045 wurde für Deutschland ein jährlicher Bedarf von 12 Millionen Tonnen ermittelt, wovon sechs Millionen Tonnen wirtschaftlich heimisch erzeugt werden sollten. Dieses Ergebnis ist unter Kostengesichtspunkten erzielt worden, führt aber gleichzeitig zu einer stark erhöhten Resilienz des Energiesystems, da einerseits ein speicherbarer Energieträger importiert wird und durch den Import eine geographisch entkoppelte Quelle mit einer eigenen Transportinfrastruktur genutzt wird. Damit stellt der H₂-Bedarf auch energetisch eine erhebliche, knapp dem heutigen Strombedarf vergleichbare Größe dar. Damit müssen auch die Erzeugung und der Transport des zu importierenden Wasserstoffes zeitgerecht sichergestellt werden.

Während Wasserstoff einerseits so wichtig und die Materie so komplex ist, dass sich eine eigene H₂-Strategie empfiehlt, muss er andererseits in eine Gesamtenergiestrategie eingebettet werden, um seine volle Wirkung zu entfalten. Daher basiert diese Strategie auf der Ausgangslage des Landes Rheinland-Pfalz heute, den im Land getroffenen Festlegungen und den im Kontext einer für Deutschland gerechneten Gesamtenergiestrategie mit Regionalisierung der Ergebnisse für Rheinland-Pfalz. Damit ist die Integration dieser Wasserstoffstrategie in deutsche und rheinland-pfälzische Energietransformation bestmöglich gegeben.

Wesentlich für den Aufbau eines H₂-Systems in Rheinland-Pfalz sind die Zielsetzung einer 100 % erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 und die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis spätestens 2040. Dementsprechend sind ein früherer Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung gepaart mit

Energieeffizienz- und Sektorkopplungsstrategien mit direkter und indirekter Stromnutzung durch Wasserstoff bereits bis 2030 notwendig.

Der bevorstehende Aufbau einer H₂-Erzeugung mit Berücksichtigung von Import- und Transportoptionen zur Deckung der Nachfrage als Element hin zur Treibhausgasneutralität erfordert zusätzlich zur Langfriststrategie eine Kurz- bis Mittelfriststrategie bis zum Jahr 2030. Ziel hierbei ist es, die Marktinitiation und den Hochlauf von Wasserstoff zu ermöglichen, Transportwege zu etablieren und dabei gleichzeitig die Vermeidung von fossilen Lock-In-Effekten zu garantieren.

Der in Kapitel 5 aufgezeigte Transformationspfad für das rheinland-pfälzische Energiesystem geht von einer deutlichen Energieeinsparung und Elektrifizierung bis zum Jahr 2030 in allen Sektoren aus. Dazu gehören die Bereiche Raumwärme, Verkehr und Prozesswärme bis zur Mitteltemperatur. Wasserstoff wird bereits im Jahr 2030 mit Schwerpunkt auf der chemischen Industrie und dem Güterverkehr eingesetzt. Die starke Stellung von Rheinland-Pfalz in der Nutzfahrzeugherstellung und im Bereich der Grundstoffchemie sollte daher genutzt werden, um bereits mittelfristig Technologieführerschaft in diesen H₂-Anwendungsbereichen zu übernehmen.

Die größte Herausforderung der Hinwendung zur Klimaneutralität stellt die Umsetzung auf der Zeitachse dar. Auch wenn einige Techniken weiterentwickelt werden müssen, sind physikalische oder technische Barrieren, die nicht durch Entwicklung überkommen werden können, nicht sichtbar. Mit dem derzeitigen Portfolio an Techniken – inkrementelle Weiterentwicklung vorausgesetzt – ist die Aufgabe ambitioniert, aber lösbar. Auch kostenmäßig stellt sich die Umstellung lösbar dar. Auf der Zeitachse setzt die Strategie allerdings sofortiges und entschlossenes Handeln voraus. Der Vergleich mit der Implementation von Techniken der vergangenen Jahrzehnte im erneuerbaren Bereich zeigt, dass nur im Jahr des stärksten Aufbaues Erneuerbarer Energie in Deutschland ein Niveau erreicht wurde, das extrapoliert auf 2030 den Anforderungen des zugrundeliegenden Szenarios – das mit den Zielen des sogenannten „Osterpaketes“ der Bundesregierung nahezu deckungsgleich ist – entspricht. Wesentliche Themen zur Beschleunigung sind hierbei die Beseitigung von Hürden bei der Genehmigung, Planungssicherheit für Investoren, geeignete

Bürgerbeteiligung und vor allem auch zeitnahe handwerkliche Umsetzung.

7.1 Besondere Stärken in Rheinland–Pfalz

Bedingt durch die Lage am Rhein zwischen großen Zentren im Nordwesten und im Südwesten befindet sich Rheinland–Pfalz in einer infrastrukturell bevorzugten Lage für Nord–Süd–Verbindungen. Das gilt für große Verkehrswege im Straßen– und Schienenverkehr, aber auch für den Rhein als Wasserstraße mit mehreren Häfen sowie Tanklager und nicht zuletzt für Erdgas–Transportpipelines in Nord–Süd Richtung. Letztere werden insbesondere für die H₂–Versorgung wichtig, wenn sie strangweise – ohne zunächst die Erdgasversorgung zu unterbrechen – auf Wasserstoff umgestellt werden. Daraus ergibt sich die Chance, den Übergang weich und nicht disruptiv zu gestalten.

Rheinland–Pfalz beheimatet neben hunderten mittelständischer Chemieunternehmen und zwei weltweit operierenden Pharmaunternehmen mit Sitz, Verwaltung, Forschungs– und Produktionsstätten in Rheinland–Pfalz sowie mit der BASF das nach Umsatz weltweit größte Chemieunternehmen mit einem hochintegrierten Produktionsstandort in Ludwigshafen. Das stellt ein hohes Gut hinsichtlich der Wertschöpfung und Arbeitsplätze für das Land dar; gleichzeitig ist aber damit auch eine große gegenseitige Verantwortung in der Ausgestaltung der Transformation des Energiesystems verbunden.

Eine weitere Stärke stellt der bereits gute spezifische Ausbau Erneuerbarer Energien dar und damit verbunden der klare politische Wille, diesen Ausbau weiter und stärker voranzutreiben. Dies ist wichtig, da Wasserstoff hinsichtlich seiner CO₂–Emissionen nur so gut ist, wie die Energie, aus der er hergestellt wurde und Erneuerbare Energien damit die Grundlage für eine zukunftsweisende Wasserstoffstrategie darstellen.

7.1.1 Erzeugung

Durch die aktuellen politischen Entwicklungen hinsichtlich russischen Erdgases rückt die H₂–Herstellung aus Strom per Elektrolyse noch weiter in den Vordergrund und in zeitliche Nähe, als dies vor kurzem noch in optimistischen Erwartungen ausgedrückt

wurde. Eine Schwachstelle stellt dabei bereits in naher Zukunft der Mangel an einer breiten Verfügbarkeit von Elektrolyseuren dar. Der relativ hohe Anteil an Erneuerbaren Energien und der starke politische Wille, den Ausbau weiter voranzutreiben erleichtern es, Elektrolyseure zu einem frühen Zeitpunkt an elektrischen Netzknoten aufzubauen und mit Pipelinezugängen zu verknüpfen. Netzknoten sind mit Blick auf die Stromverwendung gebaut worden. Damit hat Rheinland–Pfalz die Möglichkeit, kohärente Infrastrukturen zu einem frühen Zeitpunkt zu realisieren, die als Nuklei für landes–, bundes– und europaweite Netze dienen. Dies erleichtert die Zielerreichung der Klimaneutralität bereits 2040, also fünf Jahre vor dem bundespolitisch gesetzten Ziel und 10 Jahre vor den EU–Zielen.

7.1.2 Infrastruktur

Die gute geographische Lage von Rheinland–Pfalz ist oben bereits erwähnt worden und die daraus resultierenden von Norden nach Süden verlaufenden Erdgaspipelines ebenfalls. Diese Pipelines sind mehrsträngig und können auf Wasserstoff – gegeben falls auch in einzelnen Strängen unter Erhalt der zukünftig stark zurückgehenden Erdgasversorgung – umgestellt werden. Die Bundesnetzagentur verfolgt nach Konsultation der Fernnetzbetreiber dabei eine 100 %ige Umstellung auf Wasserstoff für Pipelinestränge und keine Zumischung zu Erdgas. Das entspricht auch dem Wunsch der industriellen Abnehmer, die den Wasserstoff stofflich verwenden oder als Energieträger in Niedertemperatur–Brennstoffzellen wollen. Das kommt Rheinland–Pfalz mit absehbarer hochwertiger Verwertung großer Mengen des Wasserstoffes in der chemischen Industrie und im Transport zugute.

Wesentlich ist die Zusammenarbeit der künftig Wasserstoff beziehenden Unternehmen mit den Fernleitungsnetzbetreibern zum H₂–Startnetz. Es muss sichergestellt werden, dass alle notwendigen Pipelines zur Anbindung von Rheinland–Pfalz in die Planung zur Umstellung aufgenommen werden.

Nur mit einer starken H₂–Pipelineinfrastruktur kann Rheinland–Pfalz an die aufzubauenden saisonalen H₂–Speicher zur Überbrückung von Flauten der erneuerbaren Einspeisung – oft als so genannte kalte Dunkelflaute, also Windflaute mit geringer PV–Einspeisung bei gleichzeitig erhöhtem Verbrauch charakterisiert – angeschlossen werden. Als Speicher kommen hier zunächst die bestehenden

Salzkavernenspeicher in Epe und Etzel in Frage, die beide eine Anbindung nach Norden erfordern. Die hierfür erforderlichen Pipelines sind als Erdgaspipelines derzeit vorhanden und müssen umgestellt, jedoch nicht neu gebaut werden.

Bei Nachfrage nach flüssigem Wasserstoff beispielsweise in der chemischen Industrie, dem Verkehr oder langfristig dem Flugbetrieb, bietet sich der Transport über Binnenwasserwege, insbesondere den Rhein an. In diesem Fall kommt Tanklagern in Häfen eine Bedeutung zu. Ein zusätzlicher Vorteil von Flüssigwasserstoff liegt in seiner hohen Reinheit.

7.1.3 Industrie

Die Industrie stellt durch ihre hohe Wertschöpfung einen wesentlichen Pfeiler für Wohlstand, Innovation und Beschäftigung in Rheinland-Pfalz dar, den es zu erhalten und wenn möglich zu stärken gilt. In der energetischen Effizienz sind die meisten Betriebe bereits aus Kostengründen sehr gut aufgestellt. Bereiche, die sich sinnvoll auf Strom umstellen lassen, sollen hier außerhalb der Betrachtung bleiben. Relevant für die H₂-Strategie sind hier Betriebe mit potenzieller stofflicher Nutzung des Wasserstoffes hauptsächlich im chemischen Bereich und zur Herstellung von Kraftstoffen für den nicht straßengebundenen Verkehr sowie Werke, die Hochtemperaturprozesse betreiben. In den letzten Dekaden ist zunehmend Erdgas in der Industrie eingesetzt worden – auch zur Wasserstoff- und Synthesegasherstellung. Dieser Bereich ist für die H₂-Strategie relevant, geht aber teilweise auch bei chemischen Synthesen über eine reine H₂-Strategie hinaus, da dort auch ein Kohlenstoffmanagement – beispielsweise als CO₂-Management – vonnöten ist.

7.2 H₂-Strategie

Die Langfriststrategie ergibt sich im Wesentlichen aus dem in Kapitel 5 dargestellten Szenario für Rheinland-Pfalz. Mit zunehmender Vorausschau steigt die quantitative Unschärfe derartiger Szenarien, insbesondere, wenn große und disruptive Ereignisse eintreten. Das können wie derzeit Kriege oder auch ein beschleunigter Klimawandel und damit ein unabsehbares Handeln der Akteure sein. Was dieses Szenario aber in jedem Fall leisten kann ist, die erneuerbaren Technologien hinsichtlich ihrer Einsetzbarkeit bei Abschätzung der Kosten zu evaluieren.

Damit kann der zukünftig sinnvolle Technikmix weitgehend ermittelt werden. Die Bedeutung des Szenarios liegt also insbesondere in der Ermittlung der Zielwerte und dient damit als Orientierung für die zukünftige Technikkonstellation. Alle Technologien, die sich darin wiederfinden, können auch zunächst noch als Insellösungen, die mit der Zeit dann zunehmend vernetzt werden, aufgebaut werden. Daraus resultiert auch der Ansatz der „noret“ Implementationen zu einem frühen Zeitpunkt. Alle Techniken, die zunächst aufgebaut werden können, haben im Vergleich zum Zielbedarf einen sehr kleinen Anteil. Damit sind strategische Fehler im Aufbau so lange nicht zu befürchten, wie die Techniken quantitativ nicht in die Nähe der Sättigung im Szenario kommen. Damit stellt das Langfristszenario eine gute Messlatte der qualitativen Eignung von Techniken für die Transformation des Energiesystems in Rheinland-Pfalz dar. Eine präzisere Steuerung ist erst zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich.

7.2.1 Industrie

Die industrielle H₂-Nachfrage steigt bis 2040 auf knapp 16 TWh, entsprechend also etwa dreiviertel der Gesamtnachfrage in Rheinland-Pfalz. Ein abermaliger sehr starker Anstieg auf über 27 TWh ist bis 2045 zu verzeichnen, entsprechend einem Anteil von etwa 80 % der Nachfrage in Rheinland-Pfalz. Diese Zahlen setzen voraus, dass die industrielle Wertschöpfung weiterhin in Deutschland stattfindet und nicht nennenswert in Länder billigen Solar- oder Windenergieangebotes verlagert wird und Vorprodukte von dort importiert werden. Strategisch ergibt sich daraus, dass die Transportinfrastrukturen für Wasserstoff, insbesondere die Pipelineinfrastruktur bis 2040 vollständig ausgebaut sein sollten, wobei ein wesentlicher Teil früher ausgebaut sein müsste, damit industrielle Prozesse rechtzeitig bis 2040 umgestellt werden können. Die weitere Kapazitätserhöhung bis 2045 sollte vorausschauend eingeplant werden. Da es sich im Wesentlichen um relativ kostengünstige Pipelineumwidmungen handelt, sollte die Kapazitätsplanung zukünftige mögliche Zuwächse berücksichtigen.

Die im kostenoptimalen Szenario für Rheinland-Pfalz errechnete Elektrolyseurkapazität von 1,7 GW_{el} würde etwa 15 % der industriellen Nachfrage innerhalb des Landes decken. Hier erscheint ein großzügiger Ausbau in Absprache mit den industriellen Abnehmern

sinnvoll. In jedem Fall bleibt immer noch eine erhebliche Importquote aus anderen deutschen Bundesländern und internationaler Einfuhr notwendig.

Neben einer nennenswerten Eigenerzeugung von Wasserstoff im Land Rheinland-Pfalz sollte ein zielgerichteter und rechtzeitiger Ausbau der Pipeline-Transportinfrastruktur stattfinden. Bisher sind reale Vorlaufzeiten für die Umwidmung von Erdgaspipelines nicht bekannt. Mit der Annahme, dass dieses von der Definition des Vorhabens über die wirtschaftliche Ausgestaltung und den technischen Umbau bis zum zuverlässigen Betrieb etwa eine knappe Dekade dauern wird, sind sehr zeitnahe Vorhabendefinitionen zur Erreichung der obigen Ziele notwendig. Wesentliche Teile der Pipelineinfrastruktur zur Anbindung der Industrie sollten bis 2035 verfügbar sein. Im Jahr 2040 sollte die Pipelineinfrastruktur bereits voll ausgebildet sein, um in der Zeit von 2040 bis 2045 eine Verdoppelung der Transportmenge in der dann existierenden Infrastruktur auf knapp eine Million Tonnen Wasserstoff pro Jahr zu ermöglichen. Daher ist der zeitnahe Beginn von Planung und Durchführung der H₂-Infrastruktur für die industrielle und damit lokal sehr konzentrierte Nutzung notwendig. Dies betrifft auch Infrastrukturen und Vertragsgestaltungen zur industriellen Belieferung aus anderen Bundesländern, EU-Nachbarländern sowie Drittstaaten.

Gerade für die gesicherte industrielle Versorgung in Flautezeiten sind Wasserstoffmassenspeicher notwendig. Hierzu eignen sich in erster Linie Salzkavernen im Norddeutschen Raum. Umwidmung, infrastrukturelle durchgängige Anbindung und Versorgung der Salzkavernen muss in diesem Zeitraum vollzogen beziehungsweise geklärt werden. Zu bedenken ist dabei, dass die Befüllung von Salzkavernen ebenfalls einige Jahre in Anspruch nimmt, wobei auch teilbefüllte Kavernen in Betrieb genommen werden können.

Die Techniken der hier genannten H₂-Versorgung sind von der Elektrolyse bis zum Transport in Pipelines alle an verschiedenen Stellen erarbeitet und erprobt worden. Neu sind die großen Quantitäten, der höhere Kostendruck, der durch die breite H₂-Nutzung an den Stellen entsteht, an denen bisher günstigere Energieträger verwendet werden konnten und vor allem die kurze Zeitachse, auf der die Umstellung der genannten Kernelemente der Infrastruktur erfolgen muss. Die Elektrolyseure sind einem Marktgeschehen unterworfen und müssen zügig bereitgestellt werden

können, stellen aber anders als die Pipelinetransportinfrastruktur keine Singularität dar, sondern können sukzessive modular aufgebaut werden.

Bei der sehr kurzen Zeitachse müssen Übergangstrategien im Hinblick auf deren Lösungsbeitrag sorgfältig in Anbetracht auch kurz- und mittelfristig zu erzielender positiver Effekte abgewogen werden. Übergangstrategien sind auch dahingehend zu bewerten, inwieweit sie bereits implementationsreif oder kurzfristig am Markt zur Verfügung stehen. Die Entwicklung von Übergangstechnologien darf – gerade bei sehr ambitionierten Zeitplänen – keine zu großen Kapazitäten binden und sollte „lockin“ Effekte vermeiden. Das gilt für alle Technologien, die nur für einige Jahre dienen sollen und ebenso auch für Technologien, die zu stark erhöhten EE-Verbräuchen führen, ohne dass dies auch langfristig nicht vermeidbar erscheint.

Die vorgenannten Werte zeigen, dass Erdgas in der Langfriststrategie quantitativ keine Berücksichtigung finden muss, da die Mengen im Zeitraum 2040 bis 2045 vernachlässigbar werden. Diese Entwicklungen basieren auf der Annahme, dass es getrennte Netze für Wasserstoff und Erdgas geben wird und keine Zumischung des Wasserstoffes zum Erdgasnetz erfolgt. Dabei wurde die im Jahr 2022 entstandene Erdgasversorgungskrise nicht berücksichtigt. Im Langfristszenario spielt die Zumischung zu Erdgas keine Rolle mehr aufgrund der bereits oben genannten geringen Mengen, die sich auch bei Betrachtung anderer Sektoren nicht wesentlich ändern. Eine Zumischung zu Erdgas in Übergangszeiten ist für die Verbrennung für industrielle Hochtemperaturprozesse interessant, im Wesentlichen jedoch nicht für die chemische Industrie zur stofflichen Verwendung. Die geringe langfristige Bedeutung der Zumischung ist konkordant mit den Ergebnissen der Marktconsultation aus dem Jahr 2020 und einer gesetzlichen Grundlage, in der reine H₂-Netze zur Energieversorgung erstmals geregelt werden, dem „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner H₂-Netze im Energiewirtschaftsrecht“ vom 16. Juli 2021. Hiervon sind nur Transportnetze betroffen; potenzielle Zumischungen von Wasserstoff in Erdgasverteilnetzen sind davon unberührt.

Als eine wesentliche strategische Frage steht die Reinheit des Wasserstoffs nach dem Transport zum Anwender im Raum. Vor dem Hintergrund einer sehr starken chemischen Industrie in Rheinland-Pfalz wird

sich eine hohe Reinheit anbieten, da dann der Nachreinigungsaufwand für die stoffliche Nutzung geringer ausfällt. Nachfrager für thermische Nutzung können Wasserstoff geringerer Reinheit verwenden. Die derzeit diskutierte Bandbreite liegt hier für reinen Wasserstoff im Bereich von 98 % als unterem Wert und circa 99,5 % für die stoffliche Nutzung sowie bei derzeit 5.0 (99,999 %) für Brennstoffzellennutzung im Transportbereich, wobei die Norm EN 17124:2018 99,97 % vorsieht.

Im Industriebereich steht auch türkiser, also durch Pyrolyse von Erdgas erzeugter Wasserstoff, zur Diskussion. Dieser Wasserstoff würde dann auf demselben Industriestandort verbraucht, auf dem er produziert würde. Da das entsprechend der Szenario-rechnungen keine Auswirkung auf die H₂-Produktion in Rheinland-Pfalz hat, ist es hier strategisch nicht zu berücksichtigen. Die entsprechende Energie würde entweder als Erdgas oder als Wasserstoff nach Rheinland-Pfalz importiert werden. Auch die Auswirkungen auf das Wasserstoffnetz bleiben begrenzt, da türkiser Wasserstoff nur eher optional als Übergangstechnologie einzuordnen ist und das H₂-Transportnetz entsprechend ohnehin auszubauen ist. Daher eröffnet dies taktische Spielräume für die Übergangszeit und führt nicht zu strategischen Nachteilen oder Unklarheiten.

Bis 2030 wird sich die H₂-Nachfrage maßgeblich auf die Substitution von grauem Wasserstoff durch extern zugelieferten oder am Standort selbst per Elektrolyse erzeugtem grünen Wasserstoff mit dem Schwerpunkt nichtenergetischer Nutzung konzentrieren. Der gesamte Industriesektor hat mit gut der Hälfte der H₂-Nachfrage den größten Anteil in Rheinland-Pfalz. Die chemische Industrie hat dabei einen Anteil von ca. 55 % an der industriellen H₂-Nachfrage. Schwerpunkt ist die Region Ludwigshafen und zeigt damit die strategisch hohe Bedeutung der Umstellung auf grünen Wasserstoff an Chemiestandorten insbesondere bei der nichtenergetischen H₂-Nutzung für den Markthochlauf bis 2030 auf. Die energetische Nutzung des Wasserstoffs insbesondere zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme wird erst langfristig nach 2030 bei weiterer Reduktion der CO₂-Emissionen erschlossen.

Für den Markthochlauf des Wasserstoffs ist daher die Schaffung von punktuell relevanten Nachfragen in der Industrie bis 2030 unter Berücksichtigung von Übergangstechnologien sowie alternativer

Wasserstoffspeicher essenzieller Bestandteil der Strategie. Es gilt hier, Pilotprojekte in der chemischen Industrie zu schaffen bzw. auszubauen. Weiterhin sollte die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme bereits jetzt in den Blick genommen werden, um die Nachfragen systematisch zu ergänzen. Die H₂-Produktion kann dabei sowohl lokal aus der Elektrolyse als auch im Ramp Up in Form von nicht grünem Wasserstoff erfolgen. Insbesondere bei den großen Punktnachfragen der Industrie gilt es, die Chancen durch grüne H₂-Importe per Pipeline aus den MENA-Staaten und aus Südeuropa mitzudenken. Früher kann hier mit grünem Wasserstoff aus den norddeutschen Bundesländern gerechnet werden, während sich die Niederlande auf blauen Wasserstoff konzentrieren. Zukünftige Importe über die großen Häfen in Belgien und den Niederlanden sind möglich, da diese auch über Pipelineanbindungen im derzeitigen Erdgasnetz mit hoher Kapazität nach Deutschland verfügen.

Die unterstellten Szenarien gehen von einer Weiterentwicklung der vorhandenen Industriestruktur in Rheinland-Pfalz aus. Über diesen Rahmen hinaus gilt es mittelfristig, weitere Pionier-Branchen zu identifizieren, die nachfrageseitig eine Marktetablierung und den Ausbau der H₂-Produktion und Versorgung und weitere Transportoptionen per Pipeline, Wasserweg oder Schiene ermöglichen. Die Ansiedlung neuer stromintensiver Industriezweige wie beispielsweise Batteriezellen-Produktion erfordert eine Anpassung auf der Stromangebotsseite und einen weiteren Ausbau der EE-Stromkapazitäten. Da sich sowohl der Ausbau der EE-Stromerzeugung und auch die H₂-Versorgung als „noret“ Optionen gezeigt haben (vgl.^{[47][92]}) und die regionalen EE-Potenziale in den Szenarien nicht voll ausgeschöpft werden, ist davon auszugehen, dass die Bedeutung des Wasserstoffs im Energiesystem dadurch nicht beeinflusst wird.

7.2.2 Verkehr

Der Strombedarf im Verkehr steigt von 2030 mit etwa 1 TWh über 3 TWh in 2040 auf über 5 TWh in 2045 an. Dies zeigt die hohe Bedeutung batterieelektrischer Fahrzeuge, insbesondere im Pkw-Bereich und bei leichten Nutzfahrzeugen.

Der H₂-Verbrauch im Verkehrssektor wird zu zwei Drittel Lastkraftwagen über 7,5 t zugeordnet. Ausgehend von der Erwartung in Deutschland, dass

H₂-Antriebe besonders auf der Langstrecke wirtschaftlich sind, ergibt sich der Tankstellenbedarf für Wasserstoff entlang der Hauptverkehrsadern.

Darüber hinaus entfällt in dem kostenoptimalen Szenario aus Kapitel 5 ein Drittel des H₂-Verbrauches im Verkehr auf leichte Nutzfahrzeuge und Personenkraftwagen. Dabei liegt der ermittelte Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch des Verkehrssektors in Deutschland für 2045 bei unter 2 %. Somit sind die Pkw und die leichten Nutzfahrzeuge für knapp ein Drittel des H₂-Bedarfes im Verkehr ursächlich.

Andere Energieszenarien z. B. Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland“ gehen von nahezu vollständiger Konversion des Pkw Sektors zu batterieelektrischem Antrieb aus. Zu bemerken ist hier allerdings, dass diese Anteile dort exogen vorgegeben werden, während sie in der vorliegenden Studie unter Kostengesichtspunkten ermittelt wurden.

Da die Investitionskosten für gleiche Fahrzeuge mit batterieelektrischem und H₂-Antrieb etwa gleich abgeschätzt werden, hängt der ermittelte Anteil vom Verhältnis der Stromkosten zu den H₂-Kosten und damit auch von den Importkostenannahmen ab.

Jenseits der gerechneten Szenarien ist die Kundenakzeptanz zu nennen, die bei Vielfahrern und Langstreckenfahrern nach Untersuchungen des IEK-3 in Richtung Wasserstoff deuten. Fahrzeuge werden heute nicht nach dem durchschnittlichen Nutzungsfall, sondern in der Regel nach einem öfter auftretenden großen Nutzungsfall, wie beispielsweise Urlaubsreisen gekauft. Das führt zu größeren Fahrzeugen und längeren Fahrstrecken, die besser mit Wasserstoff bedient werden können. Der gesellschaftliche Ansatz, dieses durch Änderung der Kundenanforderungen zu überwinden, wird als wesentlich schwieriger und langwieriger eingeschätzt als dies durch die Förderung einer geeigneten Technik – dem H₂-Antrieb – zu lösen. Bei Fahrten mit kurzen, regelmäßigen Fahrstrecken ist der Batterieantrieb deutlich überlegen. Bei längeren Fahrstrecken und unter erhöhter Last, wie bei großer Kälte und im Anhängerbetrieb und langen Fahrstrecken ist der Brennstoffzellenantrieb im Vorteil. Daraus ergibt sich, dass kleinere und tendenziell in kürzeren Strecken eingesetzte Fahrzeuge mit Strom und größere und im Langstreckenbetrieb eingesetzte Fahrzeuge mit Wasserstoff betrieben werden. Bei Berücksichtigung des Kunden als Treiber ergibt sich ein Anteil von

30 – 50 % Brennstoffzellen-Pkw in der Modellierung des IEK-3, während das vorliegende kostenoptimale Modell einen Anteil von 25 % ermittelt. Dass größere Anteile von Brennstoffzellen-Pkw auftreten, ist konkludent mit dem derzeitigen Kundenverhalten bei Pkw, bei dem die Kosten zwar eine Rolle, aber nicht die dominante Rolle spielen.

Energietechnisch ist neben dem Wirkungsgrad auch die Versorgungssicherheit zu sehen. Sie wird einerseits durch die Nutzung verschiedener Primärquellen, wie Wind- und Solarstrom, Bioenergie etc. erreicht, andererseits durch den Bezug aus unterschiedlichen Regionen und einer guten Vorhersage der zu erwartenden Erträge. Während diese Elemente heute bereits gut abgedeckt werden, steht die Speicherung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien gerade am Anfang.

Die Sektorkopplung jedoch führt zur Stromnutzung in Bereichen, die bisher mit Kohle, Erdöl und Erdgas versorgt wurden. Dabei werden große Effizienzvorteile erreicht, es wird aber mit Strom auf eine direkt nicht langfristig speicherbare Energie gesetzt. Damit werden vielfältige und große Speicher der heutigen Energieversorgungsketten aufgegeben, wie beispielsweise Kohlehalden vor Kohlekraftwerken und Öltanks an Umschlagpunkten, Raffinerien, Tankstellen und nicht zuletzt auf Schiffen.

Wasserstoff kann diese Speicherfunktion ersetzen. Dieser lässt sich in Salzkavernen technisch und ökonomisch sinnvoll lagern. Die derzeit im Betrieb befindlichen Salzkavernen können bei Umstellung auf Wasserstoff nach Berechnungen des IEK-3 eine etwa zweiwöchige Flaute der Erneuerbaren Energien in der Rückverstromung zusammen mit der Nutzung von Biogas kompensieren. Diese Funktion der H₂-Speicherung ist essenziell für eine sichere Versorgung mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien, wie Wind- und Solarenergie.

Mit Wasserstofffahrzeugen wird der Split zwischen den Energieträgern Strom und Wasserstoff hin zur besseren Speicherbarkeit verlagert. Es hilft Abhängigkeiten zu verringern und Risiken bei längerem Stromausfall zu reduzieren.

Vor dem Hintergrund des gerade vom EU-Parlament im Rahmen von „Fit for 55“ beschlossenen Verkaufsverbots von Neufahrzeugen mit Verbrennungsmotoren, die mit fossilen Kraftstoffen betrieben werden ab dem

Jahr 2035, steigt die Bedeutung von Wasserstoff als des letzten verbliebenen langfristig speicherbaren Energieträgers noch einmal. Damit werden H₂-Brennstoffzellenantriebe wichtiger. Verbrennungsmotoren mit H₂-Betrieb können für größere Motoren relevant sein, die idealerweise auch relativ konstant auf einem Lastpunkt betrieben werden. Damit ist eine Relevanz bei schweren Langstrecken-Lkw gegeben, nicht aber bei den vom Verbot betroffenen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen. Auch wenn die EU-Staaten diese Regulierung noch verhandeln und detaillieren werden, kann der grundsätzliche Ausstieg nach der Zustimmung des Ministerrates vom 28.6.2022 mit einer potenziellen Ausnahmeregelung für mit e-Fuels betriebenen Fahrzeugen, damit als quantitativ gesichert angenommen werden. Diese Annahme rechtfertigt sich auch vor dem Hintergrund der grundsätzlich höheren Kosten von e-Fuels als von Wasserstoff oder Strom und der Unsicherheit über die Ausführung und deren langfristigen Bestand. Vor diesem Hintergrund wird ein erheblicher Anteil von etwa einem Drittel des H₂-Bedarfs des Verkehrssektors im Jahr 2045 bei Pkw gesehen. Eine auf mehreren Säulen beruhende Antriebsstrategie bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen erscheint nicht nur vor dem Hintergrund der Nutzerprofile, sondern auch vor dem Hintergrund der Versorgung mit Rohstoffen, insbesondere Lithium vorteilhaft.

Zusätzlich hat der Verkehr eine Komponente, die jegliche Prognose erschwert: der Eintritt des automatisierten Fahrens wird in diesem Zeitraum stattfinden. Dabei ist aus heutiger Sicht unklar, ob es durchgehend bis zum vollständig automatisierten Fahren kommen wird (Level 5) oder zu einem hochgradig assistierten Fahren. Auch die entsprechenden Auswirkungen auf Fahrzeugwahl und damit auf die Antriebswahl ist aus heutiger Sicht höchst spekulativ. Erste Analysen deuten darauf hin, dass sich der Gesamtenergieverbrauch des Individualverkehrs durch sich aufhebende positive und negative Effekte nicht wesentlich verändern wird. Es wird wahrscheinlich weniger Fahrzeuge geben, die jedoch größere Fahrleistungen erbringen werden.

Nach der Industrie ist der Verkehr der zweite große H₂-Nachfrager und ebenfalls ein wichtiger Bereich für die Marktaktivierung. Der Anteil der H₂-Nachfrage des Straßengüterverkehrs per Lkw beträgt 2030 ca. 67 % gefolgt von knapp 17 % durch ÖPNV mit Bus und Bahn sowie ca. 16 % des motorisierten Individualverkehrs per PKW. Im Gegensatz zur Industrie mit sehr

hohen punktuellen Nachfragen ist der H₂-Bedarf gleichmäßiger und auf alle Regionen verteilt. Es ergeben sich daraus besondere Anforderungen an das Verteilsystem über die Tankstellen. Schwerpunkte der Verteilung von Wasserstoff für den Lkw-Verkehr bis 2030 ergeben sich entlang der bestehenden Bundesautobahnen und Bundesstraßen. Für die H₂-Versorgung der Pkw ist bereits für die mittelfristige Entwicklung entsprechende Flächendeckung zu hinterlegen. Aktuell erfolgt der Bau erster mit H₂ betriebener Binnenschiffe, wobei der H₂-Bedarf ab 2030 noch nicht abgeschätzt werden kann. Die Versorgung wird entlang der Bundeswasserstraßen voraussichtlich an den Umschlagsanlagen sichergestellt werden können. Bezüglich des Luftverkehrs ist aufgrund des noch frühen Entwicklungsstadiums im Bereich der kommerziellen Luftfahrt frühestens ab 2040 von einem nennenswerten Bedarf auszugehen.

Neben der kostenoptimalen Transformationsstrategie spielt für die Marktaktivierung insbesondere die höhere Zahlungsbereitschaft der Endkunden im Verkehrsbereich im Vergleich zur Industrie eine wichtige strategische Rolle. Der Verkehrsbereich kann daher sehr gezielt zur Schaffung von initialen und punktuell relevanten Nachfragen bis 2030 eingesetzt werden. Dies gilt insbesondere für die Bereiche ÖPNV mit Bus und Bahn, da hier hohe Nachfragen bei sehr guter Planbarkeit auftreten und somit die Erzeugung und eventueller Transport pilotiert werden können. Der Verkehrsbereich weist daher gute Voraussetzungen für eine anfängliche benötigte deutliche Kostendegression der gesamten H₂-Versorgungskette auf. Die Marktaktivierung sollte daher durch Ausbau von Pilotvorhaben im Verkehrsbereich unterstützt werden.

7.2.3 Stromwirtschaft

Im Stromsektor werden 2045 in Deutschland zur Kompensation von Flauten in der Erzeugung Erneuerbarer Energien nur etwa 30 TWh/a Strom aus der Rückverstromung von Wasserstoff benötigt. Aus Biomasse wird Strom über Biomethan erzeugt. Zur Leistungsbereitstellung ist eine Erzeugungskapazität in Höhe der dann vorhandenen Nachfrage abzüglich kurzfristig realisierbarer Einsparpotentiale basierend auf Gasturbinen und Gas- und Dampfturbinen oder zukünftig auch auf der Basis günstiger PEM-Brennstoffzellen erforderlich.

Der oben genannte Wasserstoff zur Rückverstromung in Deutschland muss aus Langzeitspeichern wie Salzkavernenspeichern bereitgestellt und in längerfristigen Unterdeckungssituationen bis zu etwa drei Wochen zur Rückverstromung genutzt werden können. Da dies nur in Zeiten schwacher erneuerbarer Erzeugung vorkommt, sind Netzengpässe nicht zu erwarten und die Rückverstromung muss nicht verbrauchernah erfolgen. Allerdings sind die Verluste im elektrischen Übertragungsnetz größer als in einer Gaspipeline und es erscheint daher sinnvoll, Anlagen zur Rückverstromung in Rheinland-Pfalz aufzubauen. Hierfür gibt es allerdings kein unter den derzeit geltenden ökonomischen und regulatorischen Randbedingungen funktionierendes Geschäftsmodell. Für solche Anlagen ergeben sich etwa 500 Volllaststunden pro Jahr bei seltenem Einsatz, wodurch voraussichtlich erhöhte Wartungskosten resultieren.

Hier liegt ein erheblicher Handlungsbedarf in der Regulatorik sowie der Technik für angepasste Turbinen und in der Bereitstellung der Speicher für Wasserstoff. Anforderungen an die H₂-Pipelineinfrastruktur ergeben sich erst, wenn die Stromnetzkapazitäten für den Transport nicht ausreichen oder die Rückverstromung in Rheinland-Pfalz erfolgen soll.

Neben der Speicherung von Wasserstoff kann dieser auch über versorgungssichere Pipelines aus Gebieten außerhalb unserer Klimazone bezogen werden oder über den Handel von Flüssigwasserstoff. Da diese Optionen eine sehr weitreichend ausgebaute Infrastruktur erfordern, sind sie hier gegenüber der Speicherung in existenten Salzkavernen nicht in Betracht gezogen worden.

Der Kraftwerkspark in Rheinland-Pfalz wird derzeit durch EE und Gaskraftwerke dominiert. Der Ausbau der Windstromerzeugung in Rheinland-Pfalz wird im Szenario auf mindestens 12 GW_{el} für Dach- und Freiflächen PV bzw. 9 GW_{el} für Wind berechnet. Dieser Ausbau zusammen mit einer deutlichen Energieeinsparung in allen Bereichen ist in der Lage, Rheinland-Pfalz bilanziell mit Strom inklusive H₂-Produktion zu versorgen. Die dafür notwendigen Ausbauraten bis zum Jahr 2030 liegen dabei für PV deutlich über der im Koalitionsvertrag Rheinland-Pfalz vereinbarten Ausbauraten.

Der konventionelle Kraftwerkspark von derzeit ca. 2 GW in Rheinland-Pfalz ist jung und besitzt hohe Anteile an industriellen Gas- und Dampfturbinen,

Gasturbinen sowie Blockheizkraftwerken mit Wärmeauskopplung. Bedingt durch die Zielsetzung einer 100 % erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 in Rheinland-Pfalz wird sich das Einsatzprofil der Erdgas-Kraftwerke zukünftig deutlich verändern und deren Einsatz sich hin zur Absicherung von kalten Dunkelflauten entwickeln. Das Ziel einer zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung in Rheinland-Pfalz bis 2030 erfordert den Einsatz von Tagesspeichern und für mehrtägige Unterdeckungssituation z. B. durch Dunkelflauten an kalten Tagen den Einsatz einer wetterunabhängigen und CO₂-freien Stromerzeugung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Letztere Option wird – neben einer Verstromung von Biomasse – durch die Rückverstromung von Wasserstoff bereitgestellt. Der dafür notwendige Wasserstoff wird dabei aus Kavernenspeichern in anderen Bundesländern entnommen und über Pipelines nach Rheinland-Pfalz transportiert werden. Für das Jahr 2030 werden in Rheinland-Pfalz rund 0,4 GW_{el} installierte Leistung an Rückverstromungsanlagen zusammen mit Tagesgangspeichern im wesentlichen Pumpspeicher und Batterien mit einer Speicherkapazität von knapp 14 GWh_{el} benötigt. Es gilt daher bereits kurzfristig zu prüfen, welche Gaskraftwerke auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden können und welche Änderungen sich daraus für die industrielle Wärmeauskopplung ergeben.

An dieser Stelle sei explizit darauf hingewiesen, dass der erzwungene Verzicht auf russisches Erdgas und –öl zwar erhebliche kurzfristige Probleme bereitet, hier aber als Chance zur beschleunigten Umstellung der Stromerzeugung auf Erneuerbaren Strom und Gase in Deutschland und Rheinland-Pfalz gesehen werden sollte.

7.2.4 Private Haushalte

Wasserstoff wird in privaten Haushalten eine untergeordnete Rolle spielen. Die klassischen energiekonservatorischen Maßnahmen bei Einsatz von Wärmepumpen und PV Strom sind kostengünstiger. Wenn Häuser nicht oder nur schwierig saniert werden können – insbesondere aufgrund von Denkmalschutz – kommt Fernwärmenetzen unterstützt von Brennstoffzellen BHKW eine Bedeutung zu.

Der kostenoptimale Transformationspfad weist neben einer deutlichen Energieeinsparung im Gebäudebereich auch einen steigenden Anteil an elektrischen

Wärmepumpen zur Raumwärmebereitstellung in Rheinland-Pfalz auf. Bis zum Jahr 2030 verdoppelt sich deren Anteil auf ca. 8 % bezogen auf die beheizte Wohnfläche im Bestand. Zusammen mit der im Jahr 2030 bilanziell vollständig Erneuerbaren Stromerzeugung und einer schlechteren Wirkungsgradkette im Vergleich zur Wärmepumpe, ist der Einsatz von Wasserstoff zur Raumwärmebereitstellung auch mit gekoppelter Stromerzeugung technoökonomisch unterlegen. Sind Gebäudesanierungen bedingt durch u.a. Denkmalschutz, Platzbedarf oder fehlenden Umweltwärmequellen nicht möglich, können geeignete Nahwärmenetze für den Einsatz von Wasserstoff in dezentraler, gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung eine gute Alternative bieten.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass bei nicht vollständiger Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen insbesondere im Gebäudebereich ein höherer Ausbaubedarf bei der Erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 zu erwarten ist. Die Gesamtsystemkosten fallen für diesen Fall höher aus.

7.2.5 Land- und Forstwirtschaft

Die direkte Nutzung von Wasserstoff in der Landwirtschaft wird quantitativ gering sein und kann über die vorgesehenen Versorgungsstrukturen grundsätzlich abgedeckt werden. In Gebieten, die gleichzeitig mit der Landwirtschaft auch Tourismus betreiben, eröffnet die H₂-Technik – wie auch die batteriegestützte Elektrifizierung – Chancen, Emissionen der Verbrennung und Lärmemissionen zu senken sowie Bodenkontamination durch Kraftstoffe oder Schmieröle weitgehend auszuschließen. Das wiederum kann förderlich für den Tourismus sein.

Maßnahmen der Landnutzung und deren Änderung (LULUCF) haben auf die vorliegende H₂-Strategie keinen Einfluss. Sie sind im zugrundeliegenden Energieszenario für Deutschland zusammen mit der aktiven Abscheidung von CO₂ aus der Luft (Direct Air Capture) berücksichtigt worden. Da beide Maßnahmenpakete etwa hälftig zur CO₂-Reduktion aus der Luft beitragen, wird eine eventuelle Verschiebung der Anteile diese Maßnahmen selbst betreffen, nicht aber die H₂-Strategie.

Wie bereits im Kapitel 5 gezeigt, ist der Energiebedarf der mobilen Maschinen zur Bearbeitung von landwirtschaftlichen Flächen und zur Tierhaltung in

Rheinland-Pfalz in der Gesamtschau als eher gering einzuschätzen. Die Versorgung der landwirtschaftlich genutzten Maschinen kann aber meist nicht über das im Verkehrsbereich skizzierte Tankstellennetz gewährleistet werden, weshalb hier Bedarf für mobile, dezentrale bzw. teilstationäre Lösungen besteht. Hier sind besonders die Hersteller der Land- aber auch Baumaschinen gefordert, integrierte Konzepte mit Betankung anzubieten oder mitzugestalten.

7.2.6 Infrastruktur

Die Strategie sieht primär vor, den H₂-Transport per Pipeline vorzunehmen. Dazu können Pipelines vom Erdgastransport auf Wasserstoff umgestellt werden. Die Umstellung von Pipelines erfordert keine Neuverlegung von Transportrohren und spart damit 80–90 % der Kosten gegenüber einer Neuverlegung. Außerdem gestaltet sie sich wesentlich schneller. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass zumindest die Verdichterstationen für Wasserstoff neu aufgebaut werden müssen. Es werden nur mehrsträngige Pipelines bei der Umstellung berücksichtigt. Für die Jahre 2030 und 2040 wird mindestens ein Pipelinestrang für den Erdgastransport erhalten bleiben. Für 2045 wird davon ausgegangen, dass die Pipelines komplett für Wasserstoff genutzt werden können. Für 2040 wurden dabei 1350 km Pipelines ermittelt, die umzustellen wären und weitere 310 km, die neu zu bauen wären. Darüber hinaus sind auf 145 km existente Pipelines in ihrer Kapazität zu erweitern, um die Anbindung an Nordrhein-Westfalen und das Saarland in der geforderten Kapazität zu gewährleisten. Auch hier zeigt sich die besondere Stellung von Rheinland-Pfalz als dem Bundesland, in dem dreiviertel der neu zu bauenden Pipelineinfrastruktur Deutschlands liegt. Das liegt nur zu einem kleineren Teil von etwa 40 % am landesinternen Bedarf und dementsprechend zu 60 % an der unterstellten Anbindung an die Importpipeline aus Südeuropa und den MENA-Staaten. Gerade dieser Wasserstoff ist aber strategisch wichtig, da er in sonnenreichen Ländern günstig produziert werden und gasförmig kostengünstig nach Deutschland transportiert werden kann.

Wie auch im Falle des russischen Erdgases ist eine Pipelineanbindung für Wasserstoff immer eine Möglichkeit zur kostengünstigen Anbindung, die aber gleichzeitig zu Inflexibilität oder sogar einseitiger Abhängigkeit führen kann. Hier würden zusätzliche Regionen innerhalb von Südeuropa, Südosteuropa

und der Türkei zu entsprechenden Entlastungen führen. Derart umfassende Untersuchungen, die eine gesamteuropäische Modellierung voraussetzen, waren zum Zeitpunkt der Strategieformulierung noch Forschungsgegenstand.

Ein weiteres wesentliches Infrastrukturelement stellen H₂-Tankstellen dar. Langfristig wird der Wasserstoff überwiegend den Schwerlastverkehr auf der Langstrecke versorgen. Der Schwerlastverkehr wird überwiegend entlang der Hauptverkehrsadern versorgt. Zusätzlich sollte eine mindere Anzahl an Tankstellen die Fläche des Landes abdecken. Dieses ist auch davon abhängig, wie schnell und stark Wasserstoff auch jenseits des Schwerlastverkehrs Verbreitung findet. Hier gilt es, die Rahmenbedingungen für eine Versorgung zu schaffen und den Fortschritt positiv zu begleiten, anstatt zu dirigieren. Für große Tankstellen bietet sich die Anbindung an Pipelines an während kleinere über Tanklastkraftwagen versorgt werden können.

Die Tankstellen für Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge müssen die Fläche versorgen. Daher orientiert sich die Anzahl der Tankstellen nicht an der Menge zu vertankenden Kraftstoffes, sondern an der Erreichbarkeit. Ausgehend von der heute insbesondere in Ballungsgebieten sehr hohen Tankstellendichte sind etwa 300 notwendige H₂-Tankstellen in Rheinland-Pfalz – die dann aber auch etwa 15.000 öffentliche Ladesäulen im Land ersetzen würden – zu erwarten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine H₂-Tankstelle etwa 50 öffentliche Ladesäulen ersetzt und damit zu entsprechenden Kostenreduktionen auf der Stromseite beiträgt. Dabei muss es für beide Verteilungstechniken der H₂-Tankstellen und der Stromladesäulen Rahmenbedingungen für kompetitive Geschäftsmodelle untereinander und zwischen den Technologien geben.

Um die Elektrolysekapazität für 2030 vor dem Hintergrund der verbleibenden sieben Jahre aus dem Stadium der Demonstrationsprojekte beziehungsweise gerade beginnender Markteinführung zu erreichen, sind eine sehr zeitnahe Planung und erhebliche Anstrengungen erforderlich. Danach steigt die Elektrolysekapazität nur noch schwach an, da zunehmende Mengen günstigen Wasserstoffes außerhalb von Rheinland-Pfalz geliefert werden können. Die errechneten 1,3 GW Elektrolysekapazität entsprechen einer Eigenversorgungsquote von 20 % im Jahr 2030. Unter Einbeziehung anderer Faktoren wie

Versorgungssicherheit und Imponderabilien sowie der zeitgerechten Versorgung durch Drittländer außerhalb der EU, erscheint es sinnvoll, nach 2030 den Aufbau der Elektrolyse in Rheinland-Pfalz weiter voranzutreiben. Wenn diese Eigenversorgungsquote für 2040 und 2045 konstant gehalten werden soll, ergeben sich dafür 2 GW und 3 GW Elektrolyseleistung. Damit können potenzielle Engpässe in der Dekade von 2030 bis 2040 überwunden werden und es kann langfristig eine Grundversorgung sichergestellt werden.

Die Binnenhäfen in Rheinland-Pfalz sind in [Kapitel 4.3.5](#) als starkes Infrastrukturelement hinsichtlich Anbindung des Bundeslandes, Energieverbrauch und Zentren für mögliche Verteilung von Wasserstoff beschrieben. Besondere Relevanz würden die Häfen zusammen mit dem Import flüssigen Wasserstoffes bekommen, womit realistisch in nennenswerten Mengen erst Mitte der 2030er Jahre damit zu rechnen sein wird. Dies begründet sich durch den nötigen Aufbau der Erzeugungs- und Hafeninfrastruktur in den Produktionsländern und der Schiffs- und Hafeninfrastruktur sowohl im überseeischen Transport als auch auf den Binnenwasserwegen.

Ausgehend von den kurz- bis mittelfristigen Nachfragen und der Stromerzeugung werden mögliche Infrastrukturfade entwickelt. Dabei sind sowohl die Standorte der H₂-Produktion und Importe als auch das Pipeline-Routing das Ergebnis einer integrierten Netzplanung für Strom, Gas und Wasserstoff in Rheinland-Pfalz. Die regionalen Infrastrukturen sind dabei eingebettet in Deutschland und Europa. Die Umstellung bestehender Gaspipelines wird dabei sowohl mit Blickrichtung aus der H₂- als auch Erdgasversorgung optimiert. Die Aufrechterhaltung der Erdgasversorgung wird im Szenario angenommen. Da die Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2030 um ca. ein Drittel zurückgeht, können bei mehrsträngigen Pipelines einzelne Rohrleitungen für eine Umstellung auf Wasserstoff genutzt werden.

Bis zum Jahr 2030 wird die berechnete Umstellung knapp zwei Drittel der Längenkilometer des berücksichtigten Gasnetzes in Rheinland-Pfalz für den H₂-Transport betragen. Ein Neubau ist nur im geringen Maße von 145 km notwendig u. a., um die die Verbindung nach Nordrhein-Westfalen und das Saarland zu verstärken. Die im Szenario mittelfristig nachgefragten H₂-Mengen werden zu 20 % in Rheinland-Pfalz hergestellt und verbraucht. Die nicht gedeckten H₂-Nachfragen werden durch Bundesländer mit

Offshore-Anlandepunkten sowie günstigen Importen aus Südeuropa/MENA zusätzlich bedient. Daraus ergeben sich zwei Pipelinetrassen mit einer Nord-Süd- sowie Süd-Ost-Ausrichtung. Die Umstellung von bestehenden Erdgaspipelines ermöglicht daher den schnellen Aufbau einer initialen leitungs-basierten H₂-Versorgung bis zum Jahr 2030 unter Minimierung der Kosten und Auswirkungen auf Gesellschaft und Umwelt. Hier gilt es, die Chancen eines möglichen mittelfristigen Erdgasausstiegs bis 2030 für die Umstellung auf den H₂-Transport zu nutzen.

Die gezeigte Infrastrukturentwicklung für Wasserstoff in Rheinland-Pfalz lässt die starke Position des Landes bereits im Jahr 2030 erwarten. Es ist wichtig, schon beim mittelfristigen Aufbau die Chancen hin zu einer Pipeline-Importregion für günstigen Wasserstoff aus Südeuropa und der MENA-Region zu nutzen. Dementsprechend sollte Rheinland-Pfalz bereits jetzt Position in den entsprechenden Plänen um das „Startnetz H₂ 2030“ beziehen und interessierte Unternehmen bei der Anbindung unterstützen. Ebenfalls sollte das Land sich in die integrierte Netzplanung Strom, Erdgas und Wasserstoff einbringen, da es so eine Schlüsselposition einnehmen kann.

Komplementär zum Aufbau eines rohrleitungsgebundenen Transports von Wasserstoff haben die Szenarien zur Nachfrage nach flüssigem Wasserstoff z. B. zur Bereitstellung von hohen H₂ Reinheiten gezeigt, dass der Transport von grünem Wasserstoff mit Schiff oder Bahn zusammen gedacht werden sollte und eine Diversifikation der Bezugsquellen, Speicherstoffe und Transportwege ermöglicht.

7.2.7 Gesamtsicht

Rheinland-Pfalz benötigt zukünftig große Mengen Wasserstoff. Es werden 2040 knapp 8 % und 2045 etwa 8,5 % des deutschen Wasserstoffes benötigt. Mit einem Anteil von etwa 5 % der deutschen Bevölkerung ist dieses stark überproportional. Es zeigt die große Bedeutung und Auswirkung des industriellen Verbrauches, insbesondere im Bereich der Chemie. Im Verkehr ist der Anteil des Verbrauches mit etwa 7 % für 2040 und 2045 ebenfalls deutlich über dem Bevölkerungsproporz. Rheinland-Pfalz kommt aufgrund seiner zentralen Lage in Deutschland und Mitteleuropa eine wichtige Funktion als Transitland und Logistik-Drehscheibe zu. Zahlreiche Beschäftigte pendeln zudem täglich zwischen ihrem Wohn- und

Arbeitsort. Rheinland-Pfalz verfügt daher eine gute sowie bedarfsgerechte Infrastruktur und entsprechende überregionale Verkehrsanbindungen.

Dies steht in Einklang mit der erhöhten H₂-Nachfrage entlang der Hauptverkehrsadern. Diese Zahlen verdeutlichen noch einmal die Bedeutung einer H₂-Strategie für Rheinland-Pfalz für die nächsten Jahre. Da der größte H₂-Verbrauch in Rheinland-Pfalz im Industrie- und Verkehrsbereich liegen wird, ist – außer zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme – reiner Wasserstoff nötig. Das bedeutet, dass es im Interesse großer Teile der rheinland-pfälzischen Unternehmen liegen wird, eine anwendungsgerecht reine Wasserstoffqualität bereits über das Gastransportnetz zu beziehen, anstatt den Wasserstoff an vielen Endabnehmerpunkten aufzureinigen.

Die größte Herausforderung wird darin liegen, die Umstellung auf Erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen allgemein und auf Wasserstoff im Speziellen zeitgerecht zu planen und technisch, regulatorisch und gesellschaftlich umzusetzen. Die bei allen Szenarien und Strategien angenommenen Zeiträume zur Umsetzung sind sehr knapp, wenngleich nicht unrealistisch. Sie erfordern aber eine deutlich höhere Umsetzungsgeschwindigkeit, als dies bisher bei infrastrukturellen Maßnahmen der Fall ist.

7.2.8 Exkurs zu einem potenziellen beschleunigten Rückgang der Erdgasnachfrage

Die Konsequenzen der Veränderungen des Erdgasmarktes und der Erdgasnachfrage aufgrund des Ukrainekrieges lässt sich derzeit nicht quantitativ abbilden. Allerdings sind qualitative Veränderungen diskutierbar. So kann erwartet werden, dass die Umstellung auf grünen Wasserstoff schneller vorteilhaft werden kann. Dafür ist aber ein nochmals beschleunigter Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugung mit anschließender H₂-Erzeugung im In- oder Ausland erforderlich.

Da der Erdgaspreis stark gestiegen ist und voraussichtlich auch mittelfristig hoch bleiben wird, kann der Umstieg auf Wasserstoff schneller erwartet werden als bisher. Um die Nachfrage zu decken, wird derzeit vermehrt flüssiges Erdgas (LNG) gekauft bzw. entsprechende Verträge geschlossen. Damit eröffnet sich die Möglichkeit, Erdgas aus Ländern zu beziehen, zu denen

keine Pipelineverbindung bestehen. Dieses Erdgas ist kostenseitig durch die Verflüssigung und den aufwendigeren Transport gegenüber der bisherigen Versorgung Europas mit russischem Erdgas benachteiligt.

Auf die Langfriststrategie wirkt sich die aktuelle Erdgaskrise kaum aus, da der Anteil des Erdgases langfristig, bedingt durch die Treibhausgas-Reduktionsvorgaben, ohnehin gering ist. Die Importquote für Primärenergie sinkt im Szenario für Deutschland von etwa 80 % derzeit auf 22 % für 2045. Diese importierte Energie ist dann im Wesentlichen Wasserstoff, der in diesem Szenario mit 6 Mio. Tonnen noch heimisch erzeugt wird und in eben dieser Menge im Jahr 2045 importiert wird. Das verdeutlicht die geringere geopolitische Abhängigkeit im Falle einer treibhausgasneutralen Strategie als Sekundärnutzen. Darüber hinaus ist von einem erheblichen ökonomischen Potential bei hochgradiger heimischer Stromerzeugung auszugehen, das aber im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert werden kann.

7.2.9 Bildung und Forschung

Zielsetzung im Bildungsbereich sollte es sein, Fachkräfte inkl. Akademikern kurzfristig so zu qualifizieren, dass sie in die Lage versetzt werden, die sehr kurzen Zeiten und den großen Umfang bei der Implementation des neuen Energiesystems zu realisieren. Die Zeiten bis zur breiten Marktverfügbarkeit von Komponenten einschließlich deren Systemintegration sollen verkürzt werden. Besonders über die schulische und berufliche Bildung wird durch Wissen auch die Akzeptanz erhöht werden. Letzteres erfordert ein breites weit über Wasserstoff hinausgehendes Angebot, während die Implementationsziele tiefes Fachwissen und gutes strukturelles Denken als Voraussetzung haben.

Zur erfolgreichen und zeitgerechten Umsetzung einer H₂-Strategie in Rheinland-Pfalz werden konkretes Wissen und Verständnis in der Bevölkerung durch schulische und berufliche Bildung, Fachkräfte wie z. B. Ingenieure auf hohem Ausbildungsniveau sowie ausgewiesene Forschung und Hochschullehre in relevanten Disziplinen der Ingenieurwissenschaften, Naturwissenschaften, Wirtschaftswissenschaften sowie Sozial- und Rechtswissenschaften benötigt.

Im schulischen Bereich können Fortbildungsangebote für Lehrer auf allen Ebenen in Zusammenarbeit mit Hochschulen für angewandte Wissenschaften, Universitäten und Fortbildungsinstituten schnell umgesetzt werden, während die Adaption der Lehrpläne in den Schulen aufgrund des Verdrängungscharakters neuer Lehrinhalte der Abwägung bedarf. Der Lehrerfortbildung kommt hier eine hohe Bedeutung bei.

Da Wasserstoff nur ein Energieträger und Ausgangsstoff in der Chemie – wenngleich ein sehr wichtiger – sollte Wasserstoff nicht solitär in der Bildung und Forschung stehen, sondern in die Bildung, Lehre und Forschung Erneuerbarer Energien und des Energiesystems eingebettet sein. Dabei sollten nicht nur die engen Komponenten der H₂-Technik in Betracht gezogen werden, sondern auch Systemtechnik. Ein Beispiel dafür ist die Regelungstechnik komplexer erneuerbarer Energiesysteme, die in der zukünftigen durch Komplexität geprägten Systemtechnik eine zentrale Rolle spielen und derzeit noch nicht hinreichend adressiert wird. Diese Lücke stellt gleichzeitig eine Chance für das Land Rheinland-Pfalz dar. Das betrifft den gesamten Bereich von der schulischen Bildung über die berufliche Bildung bis hin zu Studieninhalten, mittels derer Interesse für solche Themen geweckt werden kann. Mit besonderer Bedeutung betrifft es auch den Ausbildungs- und Weiterbildungsbereich der Handwerker, aber auch die Lehre der Hochschulen für angewandte Wissenschaften und die universitäre Forschung und Lehre.

Die Sektorkopplung bedingt eine Komplexitätssteigerung innerhalb der Technik über die Energiesektoren und fachlichen Disziplinen hinweg, die es bisher nicht gab. Hier sind zukünftig Übersichtswissen auf großer Breite, strategisches Denken und vor allem solides Fachwissen in einer Disziplin notwendig. Das ermöglicht interdisziplinäres Arbeiten und stellt die notwendige Kompetenz sicher.

Interdisziplinarität ist auch im Zusammenspiel mit den Wirtschafts-, Sozial-, Verwaltungs- und Rechtswissenschaften notwendig, da die starke Änderung der Technik auch in diesen Gebieten große Änderungen mit sich bringt oder notwendig macht, wie beispielsweise andere Marktmodelle, Fortentwicklung der Bürgerbeteiligungsmodelle und rechtlichen Rahmenbedingungen. Hier wäre durch die in Rheinland-Pfalz aktiv in diesem Umfeld Forschenden zu prüfen, inwieweit die eigene Expertise für die

ationale Forschungslandschaft nutzbar gemacht werden kann.

Als ausgewählte Kernwissenschaften mit hoher Relevanz für H₂-Techniken und Anwendungen stechen die Elektrochemie, die chemische Verfahrenstechnik und der Maschinenbau einschließlich des Wirtschaftsingenieurwesens heraus. In den Curricula dieser Disziplinen auf Hochschul- und Universitätsebene sollte das Angebot zu wasserstoffrelevanten Themen entsprechend den hochschulischen Schwerpunktbildungsprozessen in geeigneter Weise weiterentwickelt werden.

Insgesamt wird die Transformation des Energiesystems allgemein und die Einführung der H₂-Technik speziell, erhöhte Investitionen in Bildung und Forschung erfordern. Hier gilt es die durch das 3%-Ziel für Forschung und Entwicklung entstandene Dynamik weiter zu nutzen.

Eine besondere Bedeutung kommt dabei den anwendungsnahen F&E Projekten zu, die in erprobter Weise auf Kooperationen mit der Wirtschaft zielen, ggfs. bereits auf eine Markteinführung hinführen, Techniken wirtschaftlicher machen und die Nuklei eines zukünftig vernetzten Energiesystems darstellen. Strukturen und Beispiele hierzu sind in [Kapitel 4](#) detailliert beschrieben.

ROADMAP



KURZZUSAMMENFASSUNG

des Kapitels „Roadmap“

- › Entlang der H₂-Wertschöpfungskette existieren aufgrund von Rahmenbedingungen in den vier Domänen EE-Erzeugung, H₂-Erzeugung, H₂-Infrastruktur und H₂-Nachfrage Vorzugsgebiete – sogenannte Potenzialregionen.
- › Durch die breite Betrachtung kann jeder Landkreis in Rheinland-Pfalz zumindest einer Potenzialregion zugeordnet werden und somit an der H₂-Wirtschaft partizipieren.
- › Die Roadmap ist das Ergebnis eines breiten Beteiligungsprozesses zwischen den beauftragenden Ministerien, dem nominierten Projektbeirat aus Gesellschaft, Politik, Wirtschaft und Forschung sowie den Autorinnen und Autoren des bearbeitenden Konsortiums.
- › Die Roadmap ist auf die Sektorenroadmaps Verkehr, Gebäude, Industrie, Transport & Speicherung und Bildung & Forschung aufgeteilt und unterteilt sich zeitlich in die Kurzfrist (bis 2025), Mittelfrist (bis 2030) und Langfrist (bis 2040).
- › Bei der H₂-Erzeugung sollen durch größere Elektrolyseprojekte bis 2030 mehr als 1 GW und bis 2040 etwa 2,5 GW Elektrolysekapazität in Rheinland-Pfalz geschaffen werden
- › Für den Straßenverkehr muss bis 2030 ein strategisches H₂-Tankstellennetz – insbesondere im Schwerlastbereich – in Rheinland-Pfalz aufgebaut werden, die Know-how-Führerschaft beim Verbrennungsmotor weiter ausgebaut werden und erste H₂-betriebene Zug- und Schifffahrtsstrecken in Betrieb genommen werden
- › Wasserstoff wird in der rheinland-pfälzischen Industrie vor allem in der stofflichen Nutzung und bei Hochtemperaturprozessen Anwendung finden
- › Für die sichere Versorgung der rheinland-pfälzischen Industrie ist die Evaluierung von nationalen und internationalen H₂-Quellen elementar sowie die rasche Vernetzung mit transeuropäischen Infrastrukturprojekten
- › Forschung und Lehre leisten wichtige Beiträge für die H₂-Systemperipherie und den Wissenstransfer in die Gesellschaft.

8 ROADMAP

Die im Verlauf der Studie erarbeiteten Erkenntnisse über die rheinland-pfälzische Ausgangslage, optimale Transformationspfade, attraktive H₂-Anwendungsfelder sowie die daraus abgeleitete Strategie mündeten in der Idee von H₂-Potenzialregionen für Rheinland-Pfalz, die zu Beginn dieses Kapitels vorgestellt werden. Anschließend werden die einzelnen Strategieelemente in eine kohärente, umsetzungsorientierte Roadmap überführt.

8.1 Potenzialregionen

Auf Grundlage der kostenoptimalen Ergebnisse für Rheinland-Pfalz (vgl. [Kapitel 5.4](#)) wurden für das gesamte Bundesland abstrahierte Potenzialregionen entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette in den vier Domänen EE-Erzeugung, H₂-Erzeugung, H₂-Infrastruktur und H₂-Nachfrage identifiziert, die im Überblick in [Abbildung 8-1](#) zu sehen sind. Die Regionen zeigen wegen der dort vorherrschenden Rahmenbedingungen, bspw. ein hohes Güterverkehrsaufkommen oder ein hohes Windkraftpotenzial, das nicht durch Naturschutzgebiete beschnitten wird, besonders hohe Potenziale auf. Deswegen sollten sie durch das Land Rheinland-Pfalz fokussiert im Auf- und Ausbau der dort besonders geeigneten Technologien unterstützt werden. Dies bedeutet selbstverständlich nicht, dass entsprechende Technologien nicht auch außerhalb der gekennzeichneten Regionen angesiedelt werden können. Die Karten geben lediglich den kostenoptimalen Fall wieder, der modellimmanent nicht alle realen Faktoren für eine Investitionsentscheidung berücksichtigt (vgl. [Kapitel 7](#)). Bei der Betrachtung von [Abbildung 8-1](#) wird außerdem deutlich, dass bei einer gedachten Überlagerung der vier Karten das gesamte Bundesland abgedeckt ist und so Rheinland-Pfalz in seiner Gänze vom Aufbau und Betrieb einer funktionierenden H₂-Wirtschaft profitieren kann.

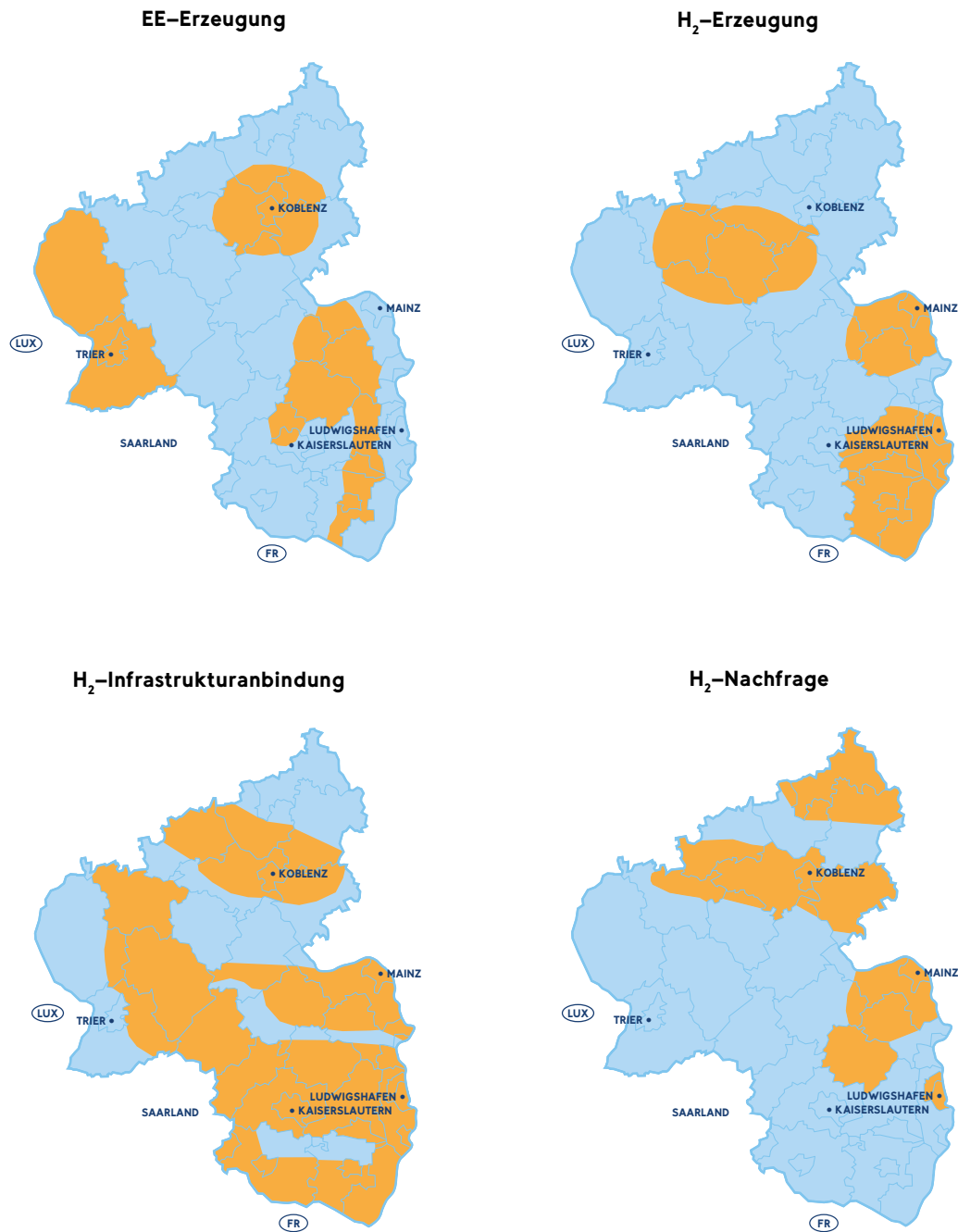
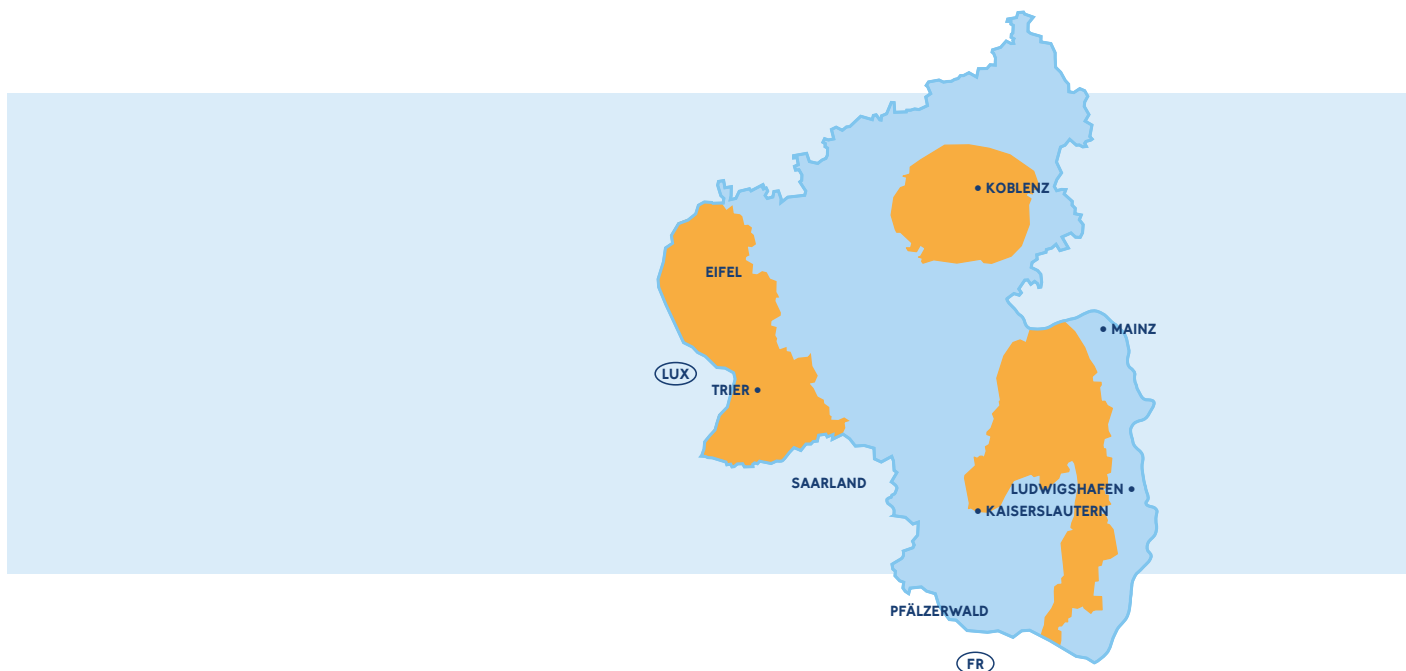


Abbildung 8-1: Potenzialregionen in Rheinland-Pfalz im Überblick

EE-Erzeugung

Die drei Potenzialregionen in Abbildung 8-2 geben die identifizierten Vorzugsgebiete für PV-Anlagen und Windkraft wieder, die im Landesvergleich über ein herausragendes EE-Potenzial verfügen. Es fällt auf, dass besonders solche Gebiete, die bereits heute im großen Maße Strom aus EE produzieren, auch zukünftig den meisten EE-Strom generieren werden. Gerade bei bestehenden Windkraftanlagen besteht durch ein Repowering der Anlagen ein hohes Potenzial zur Leistungssteigerung, ohne die Anzahl der Anlagen zu erhöhen.

EE-Erzeugung



H₂-Erzeugung

Die kostenoptimalen Hauptstandorte für die H₂-Erzeugung zeigen eine gute Übereinstimmung mit den derzeit bereits existierenden bzw. geplanten Elektrolysestandorten (vgl. Abbildung 8-3). Dies trifft umso mehr zu, wenn bedacht wird, dass die aus der Optimierung entnommenen Standorte keine realen Koordinaten darstellen, sondern vielmehr die Schwerpunkte der zugrundeliegenden Regionen bilden (vgl. Kapitel 5.1).

Abbildung 8-2: Potenzialregionen EE-Erzeugung

Die Potenzialregionen zur H₂-Erzeugung werden maßgeblich durch die ausreichende regenerative EE-Erzeugung vor Ort und in der Umgebung beeinflusst, da eine verbrauchsnahe EE-Erzeugung einen geringeren Netzausbau erfordert. Gleichzeitig fördert eine eher geringe direkte lokale Stromnachfrage bei hoher EE-Erzeugung die Platzierung von Elektrolyseuren. Als weitere Bedingung muss ein Anschluss der Region an einen H₂-Infrastrukturknoten für den Transport in die Verbrauchszentren sichergestellt sein. Da der benötigte Strom für die Elektrolyse innerhalb der gleichen Gebotszone (Deutschland) produziert wird, ist ebenfalls die Voraussetzung der Ortsgleichheit aus dem Entwurf des delegierten Rechtsakts zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU-Kommission erfüllt (vgl. Kapitel 6.3).

Wasserstoffherzeugung



Abbildung 8-3: Potenzialregionen H₂-Erzeugung

Wasserstoffinfrastrukturanbindung

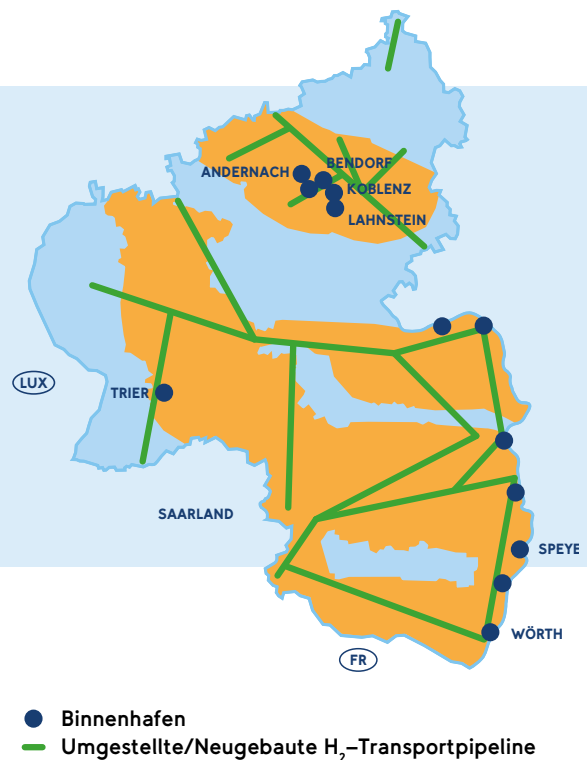


Abbildung 8-4: Potenzialregionen H₂-Infrastrukturanbindung

H₂-Infrastrukturanbindung

In den gekennzeichneten Potenzialregionen verlaufende Pipelines des Gastransportnetzes werden auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität auf Wasserstoff umgestellt bzw. neu gebaut. Rheinland-Pfalz und dort v. a. dem französischen Grenzgebiet bzw. der Grenze zum Saarland kann bei rechtzeitiger Positionierung eine enorme Bedeutung als nationale H₂-Kuppelstelle zur Durchleitung von Wasserstoff nach Mitteleuropa aus den südeuropäischen Partnerländern und der MENA-Region zuteilwerden.

Neben dem leitungsgebundenen H₂-Transport verfügt Rheinland-Pfalz mit zwölf Binnenhäfen und dem rund 600 km langen Wasserstraßennetz auf drei Flüssen, welches das Bundesland u. a. mit den H₂-Schwerpunkthäfen Rotterdam und Antwerpen verbindet, über ein weiteres großes Potenzial zum H₂-Transport und

seiner Derivate (vgl. Abbildung 8-4). Zudem haben sich an vielen Binnenhäfen energieintensive Unternehmen angesiedelt, die in einer treibhausgasneutralen Zukunft ebenfalls für eine hohe H₂-Abnahme sorgen werden.

H₂-Nachfrage

Die mit Abstand größte H₂-Nachfrage wird auch zukünftig in der Chemieindustrie bei der stofflichen Nutzung und bei Hochtemperaturanwendungen bspw. bei Ludwigshafen zu erwarten sein. Darüber hinaus wird sich eine erhöhte H₂-Nachfrage in industriell geprägten Regionen mit erhöhtem Prozesswärmebedarf entwickeln. Zu nennen sind hierbei der Landkreis Altenkirchen und Westerwald mit ihrer Keramikindustrie und Anlagenbau sowie die Baustoffindustrie im Donnersbergkreis und im Landkreis Rhein-Lahn. Aufgrund der zentralen Lage in Mitteleuropa und der damit einhergehenden Bedeutung für den transeuropäischen Güterverkehr, fällt ein beträchtlicher Anteil der H₂-Nachfrage im Fernlastverkehr entlang der Verkehrskorridore v. a. im Landkreis Mayen-Koblenz und der Vulkan-Eifel an. Auch urbane Regionen mit bestehenden Gaskraftwerken, die in Zukunft zumindest teilweise zur Rückverstromung benötigt werden sowie existierenden und weiter auszubauenden Fernwärmenetzen wie die Region Mainz zeichnen sich als zukünftige Verbrauchsschwerpunkte ab. Darüber hinaus ist Wasserstoff eine vielversprechende Alternative für die Prozesswärmebereitstellung in der dort ansässigen Glasindustrie.

Die gekennzeichneten Regionen sollten als Verbrauchsschwerpunkte Vorrang bei dem Anschluss an die leitungsgebundene H₂-Infrastruktur genießen – sei es durch Umwidmung bestehender Gaspipelines oder dem Neubau von H₂-Pipelines.

Wasserstoffnachfrage

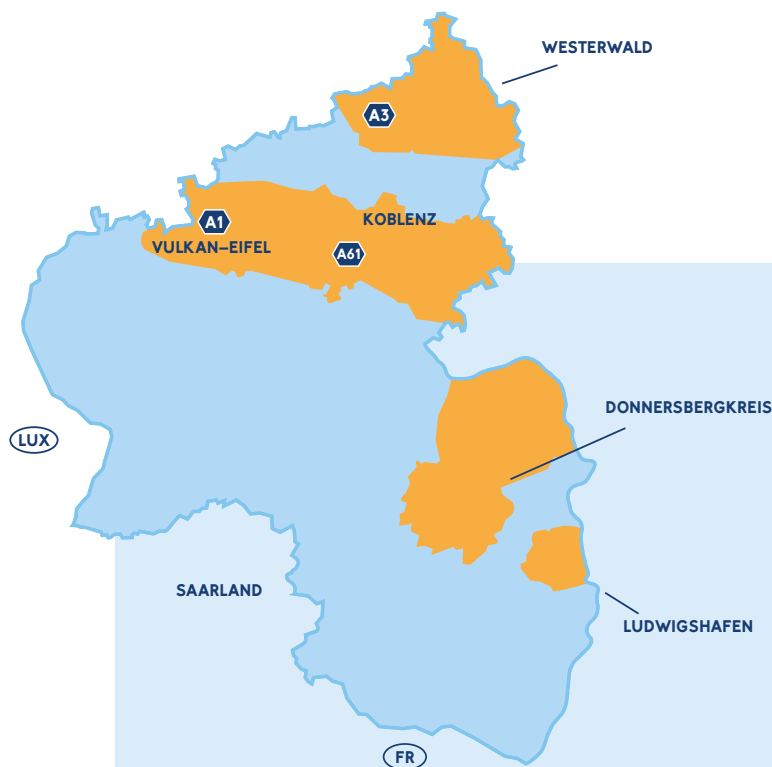


Abbildung 8-5: Potenzialregionen H₂-Nachfrage

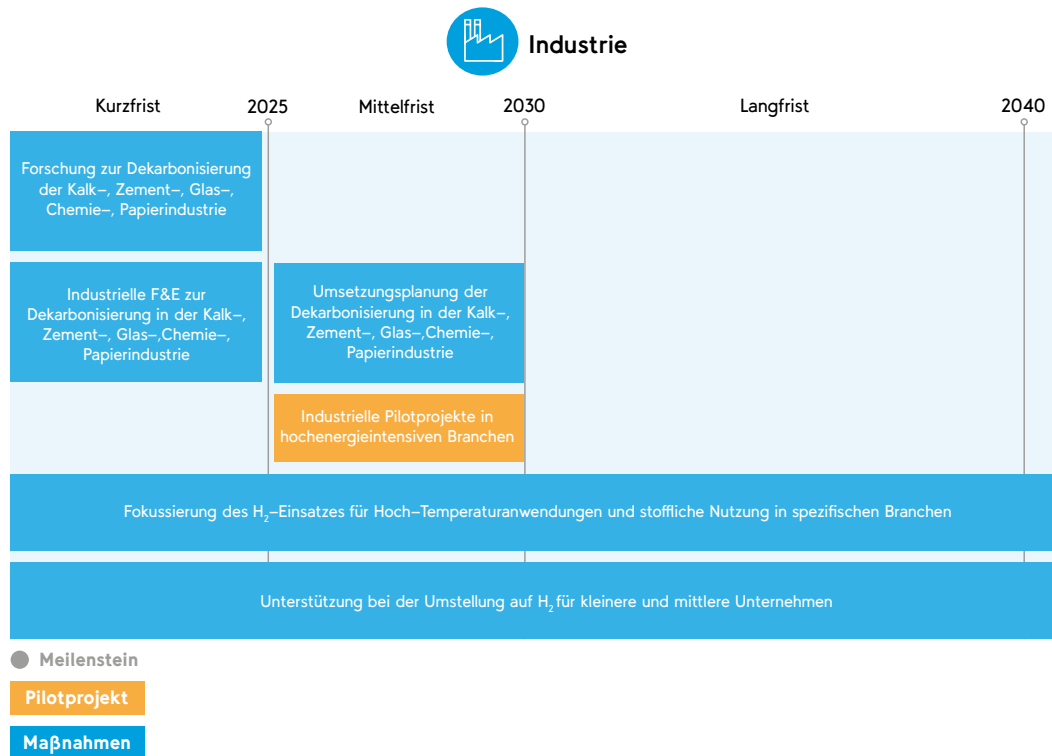


Abbildung 8-6: Roadmap Industrie

8.2 Sektorenroadmaps

Disclaimer: Der Aufbau und Betrieb des Energiesystems liegt in Deutschland nicht in öffentlicher Hand, sondern wird zum Großteil von privatwirtschaftlichen Unternehmen übernommen. Aus diesen Gründen kann der Staat bspw. nicht eigenständig neue Pipelines legen oder die Umstellung veranlassen, sondern ist ggf. lediglich in der Lage die privaten Akteure über geeignete Anreizsysteme zu frühzeitigen und gesamtwirtschaftlich günstigen Entscheidungen zubewegen. Für die erfolgreiche Umsetzung der Roadmap ist deswegen das konzertierte Mitwirken aller beteiligten Stakeholder unbedingt erforderlich, wenn die gesetzten Klimaziele eingehalten werden sollen.

Die erarbeitete Roadmap ist das Ergebnis eines ausdifferenzierten Prozesses, in dem neben den beteiligten Ministerien ebenso der Projektbeirat zur H₂-Studie intensiv beteiligt waren. Im Rahmen der Erstellung wurde zunächst in einem ausgewählten Stakeholderkreis innerhalb eines ersten Visioning

Workshops der Korridor der Strategie und Roadmap festgelegt. Das Ergebnis wurde angereichert und zu einem Roadmapentwurf verdichtet, der anschließend dem Projektbeirat präsentiert wurde. Dieser hatte die Möglichkeit, den Entwurf zu überprüfen und Feedback zu geben, woraufhin die Roadmap finalisiert wurde.

Die aus dem Prozess entstandene ambitionierte Roadmap lässt sich in mehrere Bereiche einordnen. Diese sind Erzeugung, Verkehr, Gebäude, Industrie, Transport & Speicherung und Bildung & Forschung.

8.2.1 Industrie

Wasserstoff sollte vor allem in Anwendungen Verwendung finden, in denen prozessbedingt keine alternativen Optionen zur Verfügung stehen oder durch den Einsatz von Wasserstoff hohe Dekarbonisierungspotenziale gehoben werden können. Deswegen sollte der H₂-Einsatz in Rheinland-Pfalz auf Hochtemperaturanwendungen, die nicht ohne weiteres

elektrifiziert werden können, und die stoffliche Nutzung in der Industrie fokussiert werden, damit chemische Vorprodukte treibhausgasneutral zur Verfügung stehen. Über die gesamte Zeit bis zur Treibhausgasneutralität sollten besonders kleinere und mittlere Unternehmen bei der Umstellung auf Wasserstoff unterstützt und beraten werden. Dies sollte durch vom Land noch zu schaffende H₂-spezifische Beratungsstrukturen geschehen, entweder direkt oder indirekt über die Qualifizierung der übergelagerten Unternehmensverbände durch das neu zu schaffende rheinland-pfälzische Beratungsangebot.

Kurzfristig benötigt es Anstrengungen bei der industriellen Forschung und Entwicklung zur Dekarbonisierung energieintensiver Industrien wie der Kalk-, Zement-, Glas-, Chemie- und Papierindustrie. Mit den gewonnenen Erkenntnissen sollten anschließend stringente Dekarbonisierungsstrategien in den betroffenen Industrien entwickelt werden, die langfristig – mit der Verfügbarkeit von günstigen Importoptionen für grünen Wasserstoff und dem ab dem Jahr 2030 vollständig erneuerbar erzeugten Strom in Rheinland-Pfalz – umgesetzt werden.

Die flächendeckende Umstellung auf dekarbonisierte Industrieprozesse sollte bereits mittelfristig durch geförderte Pilotprojekte in hochenergieintensiven Branchen vorbereitet werden.

Einige Industriezweige, wie bspw. die Kalk-, Zement- und Glasindustrie, weisen hohe prozessbedingte CO₂-Emissionen auf. Dies bedeutet, dass dort auch bei Umstellung auf vollständig erneuerbare Energiequellen durch die Prozessführung CO₂ entsteht und emittiert wird. Wenn diese Industrien treibhausgasneutral werden sollen, muss das entstehende CO₂ abgeschieden und (möglicherweise in Kombination mit einem CO₂-Pipelinennetz) entweder gespeichert oder anderweitig genutzt werden (vgl. CCUS; vgl. Kapitel 3.1). Da zukünftig nach dem Wegfall von Erdgas und Erdöl neue nachhaltige Kohlenstoffquellen benötigt werden, liegt in diesen prozessimmanenten CO₂-Emissionen aber auch eine Chance. Gemeinsam mit Wasserstoff lassen sich dadurch flüssige Kraftstoffe herstellen (Power-to-Liquid), die anderen Verbrauchssektoren die Dekarbonisierung ermöglichen.

Die grafische Umsetzung der Roadmap ist in Abbildung 8-6 dargestellt.

Meilensteine und Pilotprojekte zur Umsetzung:

- » Bis Ende 2030
Betriebliche Umsetzungsplanung der Dekarbonisierung in hochenergieintensiven Branchen ist abgeschlossen
- » 2025 bis 2030
Industrielle Pilotprojekte in hochenergieintensiven Branchen

8.2.2 Erzeugung

Die Marktaktivierung der H₂-Erzeugung über Elektrolyse findet bereits seit einigen Jahren in kleineren Forschungs- und Demonstrationsprojekten in der Größenordnung um und kleiner 1 MW statt, wobei der Fokus hauptsächlich auf der PEM-Elektrolyse liegt. Unter den bisherigen Erzeugungsprojekten ist der Energiepark Mainz mit einer Elektrolyseleistung von max. 6 MW und einer Erzeugungskapazität von 200 Tonnen Wasserstoff pro Jahr besonders hervorzuheben.

Die Erzeugungsrroadmap sieht zunächst den Ausbau bestehender Standorte und Projekte vor. Aufgrund der dort bereits vorhandenen Expertise und der guten modularen Ausbaufähigkeit der PEM-Technologie, kann auf diese Weise in den nächsten Jahren (Kurzfrist) die Erzeugung vorangetrieben werden. Gleichzeitig sollte zusätzlich zum bundesweiten Programm kurz- bis mittelfristig ein rheinland-pfälzischer Förderkorridor für Elektrolysekapazitäten ausgearbeitet werden, um die anspruchsvollen aus der kostenoptimalen Modellierung hervorgehenden Elektrolysekapazitäten von 1,3 GW bis zum Jahr 2030 bzw. 1,7 GW bis zum Jahr 2045 zu erreichen (vgl. Kapitel 7.2.6).

Dabei sollte sich in der Kurzfrist auf zügig wirtschaftlich umsetzbare H₂-Erzeugungsprojekte konzentriert werden, wie die in Kapitel 6.1.2.1 und 6.1.2.2 beschriebenen innovativen Konzepte H₂-basierter Stromspeicherung und der H₂-Erzeugung mit Rückverstromung, sogenannte Sprinterprojekte. Diese sollten sich nach Möglichkeit in der identifizierten Potenzialregion befinden, weshalb bereits im ersten Halbjahr 2023 eine vorläufige Einschätzung der Potenzialregionen erfolgen sollte. Auf diese Weise besteht die Chance, dass bereits Ende 2023 erste Sprinterprojekte erfolgreich an der ersten EEG-Ausschreibungsrunde teilnehmen können.

Da auch nach Inbetriebnahme der Anlagen große finanzielle Belastungen auf die Betreiber zukommen, sollte das Land Rheinland-Pfalz kurz- und mittelfristig seinen Einfluss bei der Bundesregierung geltend machen, um eine rechtssichere Befreiung der Elektrolyseure von Netzentgelten und der Stromsteuer zu ermöglichen.

Mittel- bis langfristig sollen entstehende Erzeugungscluster zu einem kohärenten Gesamtsystem zusammengeschlossen werden. Da Rheinland-Pfalz nach den kostenoptimalen Ergebnissen in Zukunft seinen H_2 -Bedarf nur in der Größenordnung von 11 % (2045) bis 20 % (2030) % selbst decken wird (vgl. Kapitel 5.4.3 und 7.2.6), muss bei der Erzeugung bereits frühzeitig die Versorgung durch H_2 -Importe mitberücksichtigt werden. Dafür ist bereits kurz- bis mittelfristig die Evaluierung nationaler und internationaler H_2 -Bezugsquellen notwendig, die rechtzeitig durch entsprechende Absichtserklärungen, Verträge und den Infrastrukturausbau abgesichert werden und vor allem die sichere und kostengünstige H_2 -Versorgung der Industrie garantieren. Interessant für Rheinland-Pfalz ist dabei die Verbindung zur bisher im nördlichen Nachbarbundesland Nordrhein-Westfalen endende Initiative „GET H_2 “, die eine bundesweite H_2 -Infrastruktur etablieren möchte, indem Regionen mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien und einer H_2 -Erzeugung im industriellen Maßstab mit den Verbrauchszentren verbunden werden.

Zur Minderung der Importabhängigkeit, ist außerdem der Ausbau der heimischen Elektrolysekapazität über die kostenoptimalen Ergebnisse hinaus geeignet, die von sicheren und unterbrechungsfreien H_2 -Importen ausgehen. Eine Elektrolyseleistung von 2,5 GW im Jahr 2040 und 5 GW im Jahr 2045 würde die rheinland-pfälzische Eigenversorgungsquote oberhalb von 20 % halten.

Um die Ziele im kurz- und mittelfristigen Bereich zu erreichen, muss der Marktdurchbruch der H_2 -Erzeugungstechnologien forciert werden. Dies sollte durch Förderung von Pilotprojekten sowohl im städtischen Raum in der Nähe von Verbrauchszentren als auch in ländlichen Gebieten mit hoher EE-Erzeugung begleitet werden. Um die rheinland-pfälzischen Klimaziele zu erreichen, sind immense Kraftanstrengungen notwendig. Mittelfristig muss sich der Fokus von kleinen Erzeugungsprojekten im einstelligen MW-Bereich zu größeren Projekten mit Elektrolyseurleistungen um 100 MW verändern, weswegen im

Zeitraum zwischen dem Jahr 2025 und 2030 mindestens ein Elektrolyseur dieser Leistungsklasse in Rheinland-Pfalz in Betrieb genommen werden sollte. Erst durch solch große Anlagen können Skaleneffekte in der Fertigung erreicht werden und Wasserstoff für die Industrie in bedeutenden Mengen bereitgestellt werden.

Meilensteine dienen als nachvollziehbare Zwischenziele zur Fortschrittskontrolle und unterteilen ein langandauerndes Projekt wie die Erreichung der Treibhausgasneutralität durch Ereignisse von besonderer Bedeutung. Die grafische Umsetzung mitsamt den gesetzten Meilensteinen und vorgeschlagenen Pilotprojekten ist in Abbildung 8-7 dargestellt.

Meilensteine und Pilotprojekte zur Umsetzung:

- » Bis Mitte 2023
Kriterienarbeit zur Identifizierung der Potenzialregionen
- » Bis Ende 2024
Auswahl der Potenzialregionen
- » Bis Mitte 2023
Vorläufige Einschätzung der Potenzialregionen, um bereits bis Ende 2023 aussichtsreiche Ausschreibungen nach dem EEG 2023 zur H_2 -Erzeugung an den Start zu bringen (Sprinterprojekte; siehe 9.2.2)
- » Bis 2025
Förderung weiterer Erzeugungspilotprojekte im städtischen und ländlichen Raum
- » 2026 bis 2029
Inbetriebnahme einer Elektrolyseanlage in der Größenordnung von 100 MW
- » Bis Ende 2030
Mehr als 1 GW Elektrolyseleistung sind in Rheinland-Pfalz installiert
- » Bis Ende 2040
2,5 GW Elektrolyseleistung sind in Rheinland-Pfalz installiert
- » Bis Ende 2045
5 GW Elektrolyseleistung sind in Rheinland-Pfalz installiert

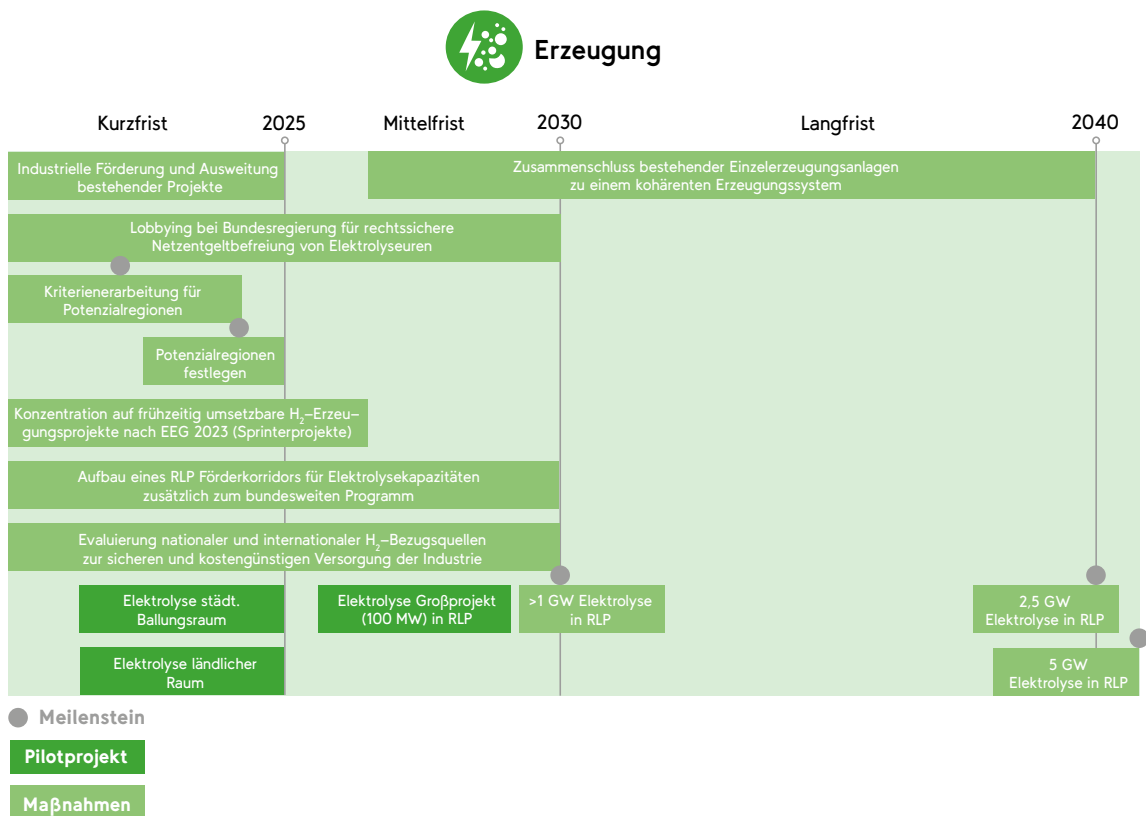


Abbildung 8-7: Roadmap Erzeugung

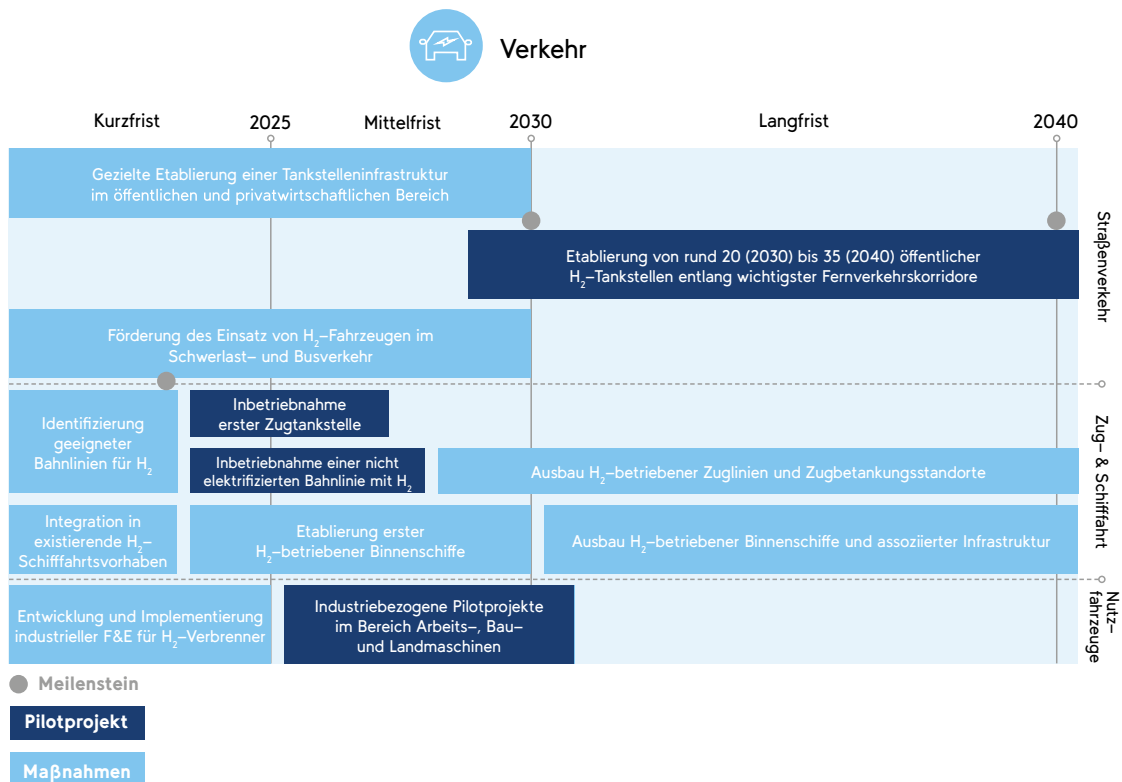


Abbildung 8-8: Roadmap Verkehr

8.2.3 Verkehr

Die Roadmap Verkehr unterteilt sich in die drei Bereiche Straßenverkehr, Zug- & Schifffahrt und Nutzfahrzeuge. Im Straßenverkehr stellt die zum großen Teil noch fehlende Tankstelleninfrastruktur das größte Hindernis für die Etablierung des H₂-basierten Verkehrs dar. Um dem entgegenzuwirken, sollte in den nächsten Jahren bis zum Jahr 2030 eine gezielte Startinfrastruktur an H₂-Tankstellen aufgebaut werden. Da die H₂-Nachfrage im Straßenverkehr hauptsächlich durch H₂-LKW geprägt sein wird, die häufig an Verteilzentren und Fahrzeugdepots tanken, muss neben einer öffentlichen auch der Aufbau einer privatwirtschaftlichen Tankstelleninfrastruktur kurz- bis mittelfristig unterstützt werden.

H₂-LKW entfalten ihre Vorteile besonders im Langstreckentransport, weswegen ein öffentliches Tankstellennetz an strategischen Punkten entlang der wichtigsten Fernverkehrskorridore notwendig wird. Die der Strategie zugrundeliegenden Abschätzungen gehen von rund 20 Tankstellen bis zum Jahr 2030 aus und etwa 35 Tankstellen im Jahr 2040 für den Schwerlastverkehr (vgl. Kapitel 7.2.6). Die derzeit noch substantiellen Mehrkosten im Bereich der Tankinfrastrukturen sowie von H₂-Fahrzeugen ggü. Diesel-Fahrzeugen erfordern bis zur Angleichung Investitions- und Fördermaßnahmen durch die öffentliche Hand.

Beim Schienenverkehr sollten kurzfristig zunächst geeignete Bahnlinien identifiziert werden, die für den Betrieb von H₂-Zuglinien in Frage kommen, weil sie bspw. derzeit noch mit Dieselloks bedient werden und auch zukünftig nicht elektrifizierbar sind. Hierbei sind die Vorteile von H₂-Antrieben gegenüber Zügen mit Batteriepuffer für die jeweiligen Linien zu überprüfen. Nach Identifizierung geeigneter Zuglinien sollte als Pilotprojekt in der Kurzfrist mit der Planung einer ersten H₂-Bahnlinie begonnen werden, sodass bereits mittelfristig eine erste H₂-Zugtankstelle in Betrieb gehen kann und eine H₂-betriebene Bahnlinie kurz darauf ihren Regelbetrieb aufnehmen kann. Nach erfolgreicher Durchführung des Pilotprojekts sollten anschließend schrittweise alle weiteren nicht elektrifizierbaren Bahnlinien auf Wasserstoff umgestellt und durch den kontinuierlichen Ausbau der Zugbetankungsstandorte begleitet werden.

Nicht straßengebundene Nutzfahrzeuge wie Bau- oder Landmaschinen haben höhere Anforderungen an die Schmutz- und Staubtoleranz und werden darüber hinaus häufig im Volllastbereich betrieben – Anforderungen, die dem H₂-Verbrennungsmotor sehr entgegenkommen.^[30] Durch extensive Forschungsmaßnahmen verfügt Rheinland-Pfalz über die bundesweite Knowhow-Führerschaft auf diesem Gebiet. Um diese zu halten und auszubauen, sind weitere Anstrengungen bei der Entwicklung und Implementierung industrieller Forschung und Entwicklung notwendig, die vom Land unterstützt werden sollten. Auf diese Weise gelingt der Schritt von der Forschung in den Einstieg in die industrielle Wertschöpfung. Dies sollte mittelfristig durch industriebezogene Pilotprojekte im Bereich der mobilen Arbeits-, Bau- und Landmaschinen begleitet werden.

Rheinland-Pfalz verfügt mit einem sehr gut ausgebauten Wasserstraßennetz von rund 600 km auf Rhein und Mosel über ein großes Potenzial im Binnengütertransport. Die gegenwärtig meist noch mit konventionellen Kraftstoffen betriebenen Binnenschiffe müssen zur Erreichung der gesetzten Klimaziele langfristig auf einen regenerativen Antrieb wechseln. Möglichkeiten dafür sind Wasserstoff oder H₂-basierte Kraftstoffe. Zur Sondierung der aktuellen Möglichkeiten bietet sich die Integration in bestehende transnationale H₂-Binnenschifffahrtsvorhaben wie bspw. RH2INE¹ an, um über aktuelle Entwicklungen informiert zu bleiben und bei richtungsweisenden Entscheidungen eingebunden zu werden. Als Ziel sollten bis spätestens zum Jahr 2030 erste H₂-betriebene Binnenschiffe auf rheinland-pfälzischen Wasserstraßen unterwegs sein. Langfristig muss die H₂-basierte Binnenschifffahrt und assoziierte Infrastruktur sukzessive ausgebaut werden.

Binnenhäfen kommt zudem eine besondere Bedeutung beim Hochlauf der H₂-Nachfrage zuteil. Zum einen lässt sich der Transport von Wasserstoff über die Wasserwege schneller realisieren als die Umstellung von Gaspipelines, ohne dabei die Erdgastransportkapazität zu beeinflussen. Zum anderen haben sich in ihrer unmittelbaren Nähe häufig energieintensive Unternehmen angesiedelt, die einen potenziell hohen H₂-Bedarf aufweisen. Damit sind relevante Binnenhäfen dafür prädestiniert, die Rolle von Zentren lokaler H₂-Ökosysteme zu übernehmen. Die herausragende

1 | Das RH2INE Projekt (Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence) ist eine Initiative, die das Ziel der Einführung von Wasserstoff zum Antrieb der Binnenschiffe von Rotterdam bis Köln verfolgt.

Entwicklungsmöglichkeit Rheinland-Pfalz mit seinen zwölf Binnenhäfen sollte dementsprechend durch standortbezogene Machbarkeitsstudien kurzfristig eruiert werden, um hier Entwicklungspotenziale für die einzelnen Hafenstandorte zu identifizieren. Ausgehend von den Ergebnissen der Machbarkeitsstudien empfiehlt sich kurz- bis mittelfristig der Ausbau der geeigneten Binnenhafenstandorte.

Die grafische Darstellung der Roadmap ist in Abbildung 8-8 zu finden.

Meilensteine und Pilotprojekte zur Umsetzung:

- » Bis Ende 2030 respektive 2040
Etablierung von rund 20 (2030) respektive 35 (2040) öffentlichen H₂-Tankstellen entlang wichtigster Fernverkehrskorridore
- » 2025 bis 2030
Industriebezogene Pilotprojekte im Bereich der Arbeits-, Bau- und Landmaschinen
- » Bis Ende 2023
Identifizierung H₂-geeigneter Bahnlinien
- » Bis Ende 2023
Integration in H₂-Schiffahrtsvorhaben und Ausschreibung von Machbarkeitsstudien zur Bewertung der Binnenhäfen als Zentren potenzieller lokaler H₂-Ökosysteme
- » Bis Ende 2030
Ausbau der geeigneten Binnenhäfen zu H₂-Logistiknotenpunkten

8.2.4 Gebäude

Im Gegensatz zur Elektrizität wird Wärmeenergie erst am Ort des Verbrauchs erzeugt bzw. bei Nah- und Fernwärmenetzen in unmittelbarer Nähe. Aufgrund dieser Dezentralität sind die Kommunen am besten in der Lage lokale treibhausgasneutrale Wärmeversorgungskonzepte zu erarbeiten, die die individuellen Besonderheiten vor Ort bestmöglich berücksichtigen. Für das Gelingen der Wärmewende ist daher die flächendeckende Erarbeitung kommunaler Wärmeplanungen, wie es das BMWK im gestarteten Diskussionsprozess zur Umsetzung des Koalitionsvortrags vorschlägt, notwendig.^{[103][104]}

Wie bereits in der Strategie ausführlich dargelegt wurde, ist zum jetzigen Zeitpunkt mit keinem großskaligen H₂-Einsatz im Gebäudesektor zu rechnen (vgl. Kapitel 7.2.4). Die bestehenden H₂-Preise begünstigen für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung alternative erneuerbare Wärmeversorgungstechnologien, zuvorderst die Wärmepumpe. In Wärmenetzen, bei denen KWK-Anlagen Wasserstoff durch die parallele Nutzung der thermischen und elektrischen Energie besonders effizient ausnutzen, findet sich ein H₂-Anwendungsfall. Ausgehend von den kommunalen Wärmeversorgungskonzepten sollte das Land mittelfristig bis langfristig Betreiber beim Aufbau neuer sowie Ausbau und Umstellung bestehender Wärmenetze auf die partielle Wärmebereitstellung durch Wasserstoff unterstützen, wo dieser sinnvoll eingesetzt werden kann.

Bei denkmalgeschützten Gebäuden, die aufgrund ihrer Sanierungsmöglichkeiten eventuell nicht für Wärmepumpen in Frage kommen und nicht an Wärmenetze angeschlossen werden können sowie weiteren Gebäuden, die nicht ohne weiteres auf eine regenerative Wärmeversorgung umgestellt werden können, sollte das Land dafür Sorge tragen, dass die Wärmeversorgung auch in solchen Fällen sichergestellt ist. Dabei stellen neben Biomasseheizungen auch H₂-basierte Heizungen mögliche Wärmeversorgungsmöglichkeiten dar, falls ein H₂-Gebäudeanschluss zur Verfügung steht. Aufgrund des begrenzten klimafreundlichen Biomassepotenzials und der Feinstaubproblematik sollten Biomasseheizungen jedoch auf den zuvor genannten Anwendungsfall von anderweitig schwierig mit regenerativer Wärme zu versorgenden Gebäuden begrenzt werden.

Im Gegensatz zu privaten Haushalten divergieren die Anforderungen an die Energieversorgung im GHD-Sektor stark. So ist das Anforderungsprofil von Bürogebäuden mit denen privater Haushalte zu vergleichen, während Produktionsgebäude stark unterschiedliche Anforderungen aufweisen können, bei denen Wasserstoff je nach Anwendungsfall, bspw. als Abwärme aus Hochtemperaturprozessen eine valide Wärmeversorgungsmöglichkeit darstellen kann. In den Jahren bis 2025 sollten deswegen Lösungskonzepte für Beispielbetriebe im GHD-Sektor erarbeitet werden, wo ein H₂-Einsatz sinnvoll und notwendig ist.

Für die Unterstützung der Marktaktivierung H₂-basierter Energieversorgungskonzepte im Gebäudesektor sollte das Land deswegen bereits kurzfristig Pilotprojekte initiieren, bei denen eine alternative Wärmeversorgung bspw. durch Wärmepumpen

aufgrund der Netzbelastung nicht sinnvoll ist. Für den Beginn sollte ein öffentliches Gebäude durch eine H₂-KWK-Anlage versorgt werden. Die Projekte sollten als Modellkonzepte wissenschaftlich begleitet und regelmäßig ausgewertet werden, um Erkenntnisse über H₂-Anwendungsfälle im Gebäudesektor zu gewinnen.

Grafisch ist die Roadmap in Abbildung 8-9 visualisiert.

Meilensteine und Pilotprojekte zur Umsetzung:

- » Bis Ende 2027
Alle zur kommunalen Wärmeplanung verpflichteten Kommunen haben ein entsprechenden Wärmeplan vorgelegt
- » Bis Ende 2027
Öffentliches Gebäude mittels H₂-KWK-Anlage versorgen

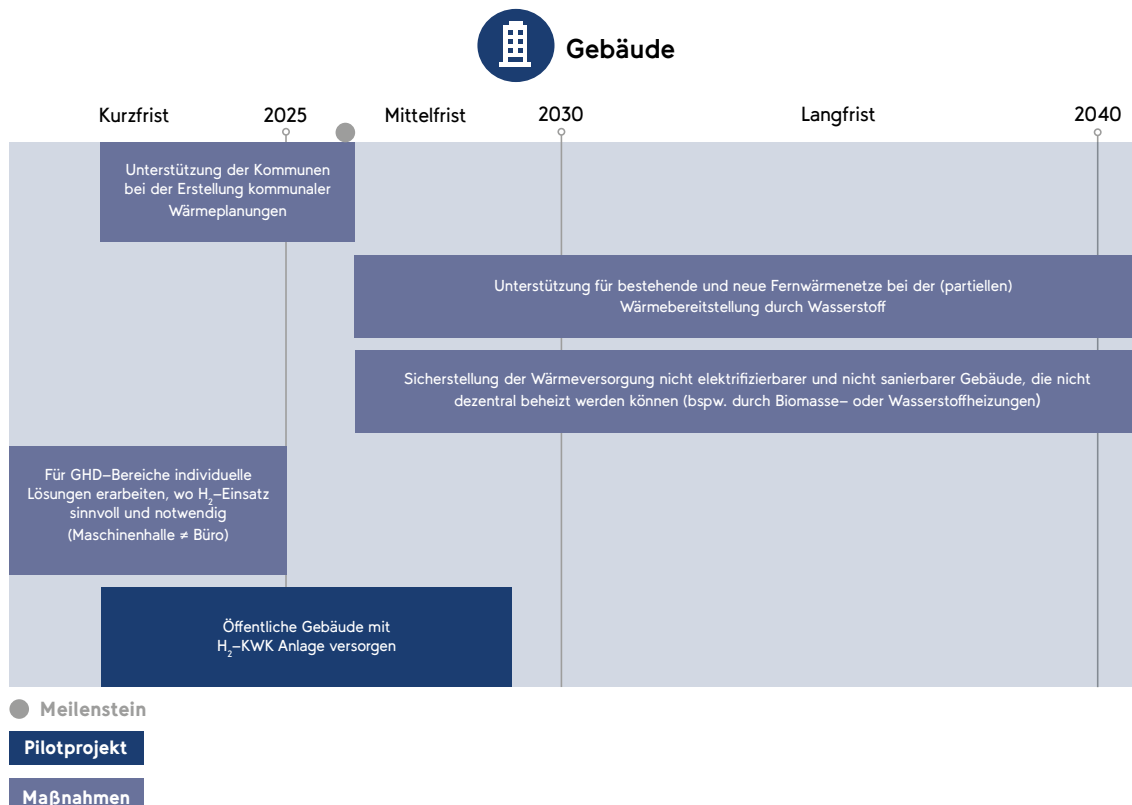


Abbildung 8-9: Roadmap Gebäude

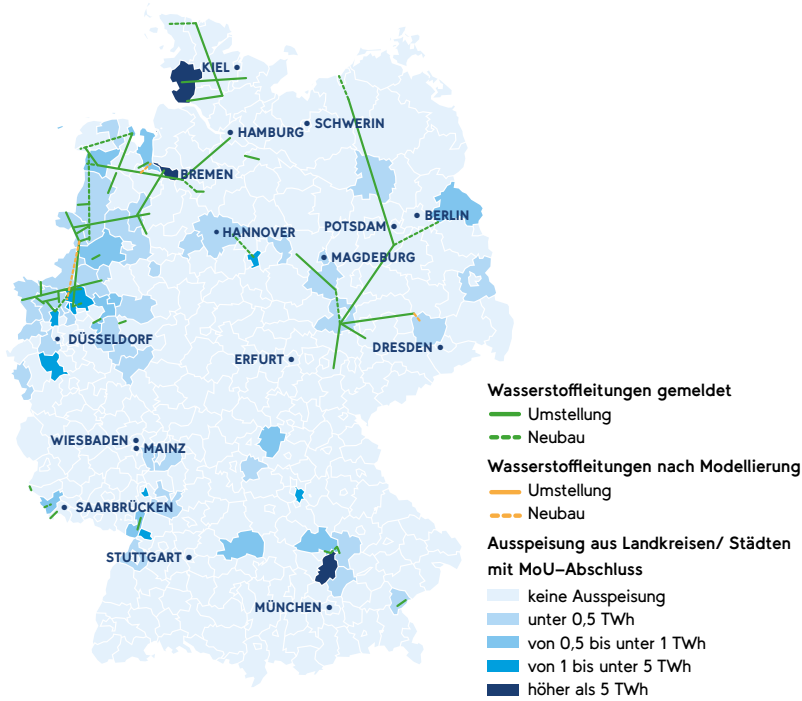
8.2.5 Exkurs: Netzentwicklungsplan Gas/ Wasserstoff 2022–2032

Das folgende Unterkapitel ermöglicht einen Überblick über die aktuellen Begebenheiten und Zuständigkeiten beim Aufbau der H₂-Transportinfrastruktur. Der wichtigste Punkt im Zusammenhang mit der vorliegenden H₂-Studie ist die Tatsache, dass der Netzausbau in Deutschland nicht zentral gesteuert durch staatliche Institutionen erfolgt, sondern in der Hand vieler einzelner gewinnorientierter Unternehmen liegt.

Bereits für die Erstellung des Netzentwicklungsplanes (NEP) 2020–2030 wurde erstmalig der Transportbedarf für Wasserstoff durch die Fernleitungsbetreiber ermittelt. Auf Grundlage dessen wurden notwendige H₂-Ausbaumaßnahmen abgeleitet, die als Ergebnis u. a. das bekannte H₂-Startnetz 2030 hervorgebracht haben, welches innerhalb der vorliegenden Studie Beachtung bei der Modellierung des H₂-Transportnetzes gefunden hat (vgl. Kapitel 5.2.4). Aufgrund fehlender rechtlich regulatorischer Beschlussfähigkeit wurden die H₂-Ausbaumaßnahmen nicht Teil des NEP Gas 2030, allerdings wurde erkannt, dass eine Netzausbauplanung Wasserstoff notwendig sei und am besten integriert mit der Netzplanung für Methan stattfinden sollte. Durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Juli 2021 soll für das Jahr 2022 erstmalig ein Netzentwicklungsplan Wasserstoff erarbeitet werden.

Infolgedessen wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber eine H₂-Abfrage für Erzeugung und Bedarf (WEB) durchgeführt, die als Grundlage für den NEP Wasserstoff 2032 dienen soll. Erzeuger und Nachfrager von Wasserstoff konnten ihre zukünftig zu erwartenden H₂-Erzeugungskapazitäten und -Bedarfe angeben und mussten zur Berücksichtigung ihres Vorhabens in der Modellierung für den NEP Gas 2032 ein Memorandum of Understanding (MoU) mit den Fernleitungsnetzbetreibern schließen. Die daraus entstandene Modellierung der Netzausbaumaßnahmen für die Jahre 2027 und 2032 wurde erstmals im Zwischenstandsbericht zum NEP Gas 2032 veröffentlicht und ist in den Abb. 8–10 und Abb. 8–11 zu sehen.

Ausspeisung



Einspeisung

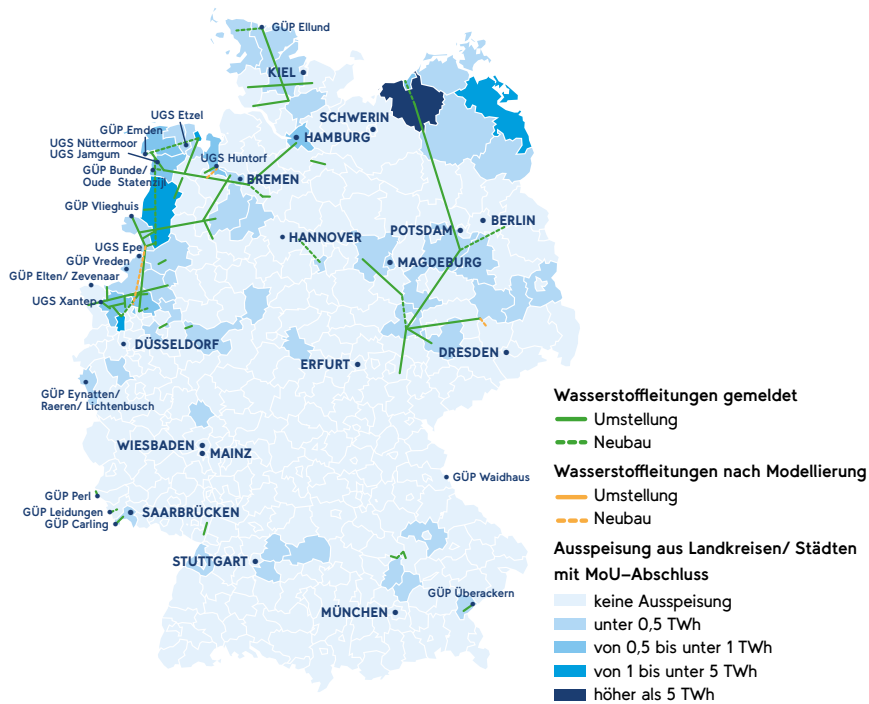


Abbildung 8–10: H₂-Netze im Jahr 2027 nach dem Zwischenstandsbericht des Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Die modellierte H₂-Netzinfrastruktur für das Jahr 2027 (vgl. Abb. 8–10) unterteilt sich noch stark in die drei Teilnetze Nord (in Schleswig-Holstein), Nord-West (Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen) und Ost (ostdeutsche Bundesländer), wobei das Teilnetz Nord-West in etwa das H₂-Startnetz wiedergibt und große Schnittmengen mit der privatwirtschaftlichen H₂-Initiative „GET H₂“ aufweist. Daneben existieren noch weitere Inselnetze, wovon für Rheinland-Pfalz lediglich die umzustellenden Leitungen im Landkreis Germersheim und die Pipeline zum Anschluss der Dillinger Hütte bei Saarbrücken interessant sind.

Die modellierten Teil- und Inselnetze entstehen bedarfsgerecht – Nachfrage und Erzeugung sollen möglichst exakt ausgeglichen sein.

In den fünf Jahren zwischen dem Jahr 2027 und 2032 gehen die Fernleitungsbetreiber davon aus, dass die einzelnen Teilnetze zu einem gesamtdeutschen H₂-Netz zusammenwachsen (vgl. Abb. 8–11). Die in blau dargestellten Netzausbaumaßnahmen beruhen dabei auf der WEB-Marktabfrage, für die bereits MoU vorliegen und die roten Linien sind zusätzliche Maßnahmen auf Grundlage der Modellierungsergebnisse. Dabei repräsentieren durchgezogene Linien die Umstellung bereits existierender Gasleitungen und gestrichelte Linien geben notwendige Neubaumaßnahmen an.

Im H₂-Netz des NEP Gas für das Jahr 2032 wird nun auch Ludwigshafen angeschlossen und befindet sich sogar an einem Knotenpunkt, an dem sich mehrere Transportleitungen treffen. Aus dem Norden kommend, verbindet eine H₂-Leitung Ludwigshafen über Wiesbaden und Mainz mit dem Rheinland. Dabei verläuft die Pipeline nach der Passage Rheinland-Pfalz hauptsächlich auf der rechtsrheinischen Seite und damit in Hessen. Nach Osten hin verläuft eine umgestellte Pipeline bis nach Waidhaus, das einen Grenzübergangspunkt zu Tschechien darstellt. Vom Süd-Osten ist Ludwigshafen zusätzlich an den Großraum Stuttgart angebunden. Von Ludwigshafen aus laufen zudem zwei neugebaute Pipelineäste links- bzw. rechtsrheinisch bis nach Würth bzw. Karlsruhe.

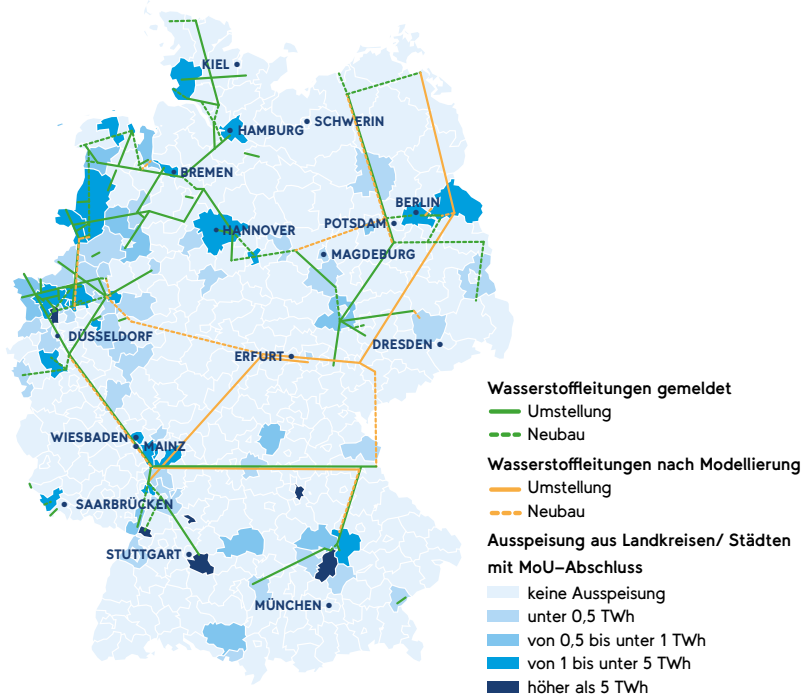
Neben den Anbindungen der großen Verbrauchszentren in Rheinland-Pfalz fällt jedoch auf, dass der überwiegende Teil des Bundeslandes auch im Zwischenstandsentswurf des NEP 2032 weiterhin nicht an das H₂-Transportnetz angeschlossen ist.

Dies wird besonders deutlich, wenn die NEP H₂-Netzplanung den dieser Studie zugrunde liegenden Modellierungsergebnissen gegenübergestellt wird (vgl. Kapitel 5.4.3 und 8.2.5). In diesen liegt eine flächendeckende Anbindung von Rheinland-Pfalz an das H₂-Transportnetz bereits im Jahr 2030 vor – zum Teil durch neuverlegte Pipelines, überwiegend jedoch durch umgestellte Erdgaspipelines (vgl. Abb. 8–12). Wie kommt es zu den stark voneinander abweichenden Ergebnissen? Wie zuvor beschrieben nutzen die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Modellierung einen bedarfsgerechten Ansatz, wodurch das H₂-Netz schrittweise nur um die Abschnitte erweitert wird, die tatsächlich ausgelastet sind. Als Grundlage dient die Abfrage der H₂-Erzeugung und -Nachfrage, die zusätzlich durch ein MoU zwischen Erzeugern, Nachfragern und Übertragungsnetzbetreibern bekräftigt wird. Dieses Maß an Verbindlichkeit ist heute für eine Vielzahl von potenziellen H₂-Nachfragern zu diesem Zeitpunkt noch nicht möglich, da ihre zukünftigen H₂-Bedarfe von einer Vielzahl von Faktoren wie H₂-Preis, -Verfügbarkeit, -Qualität, -Versorgungssicherheit und natürlich auch der Entwicklung der Alternativtechnologien abhängen.

Die Modellierung vom IEK-3 wählt einen anderen Ansatz, bei dem nicht die individuellen Erzeuger und Abnehmer im Mittelpunkt stehen, sondern das gesamte Energiesystem, welches das H₂-Transportnetz inkludiert, aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kostenoptimal löst. Als Voraussetzung herrscht im Modell jederzeit vollständige Informiertheit über die Nachfrage und Angebotsseite vor, auf dessen Grundlage verschiedene Technologien kontinuierlich miteinander verglichen werden. Zum unterschiedlichen Modellansatz kommt hinzu, dass die Randbedingung, dass bereits in den 2030er Jahren gasförmiger Wasserstoff in beträchtlichen Mengen aus Südeuropa und Nordafrika importiert werden kann, gesetzt wird. Als Grenzübergangspunkte werden vor allem Baden-Württemberg und das Saarland gesehen, wodurch im süddeutschen Raum bereits früh das entsprechende H₂-Transportnetz aufgebaut wird (vgl. Kapitel 5.3).

Da der Infrastrukturnetzausbau in Deutschland jedoch mehr als 750 privaten Netzbetreibern obliegt, geht der Netzausbau bisher vor allem bedarfsgerecht vonstatten. Netze müssen sich privatwirtschaftlich lohnen; ein Netzbetreiber kann sich unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht erlauben, eine Pipeline ungenutzt zu lassen oder deutlich unterausgelastet zu operieren.

Ausspeisung



Einspeisung

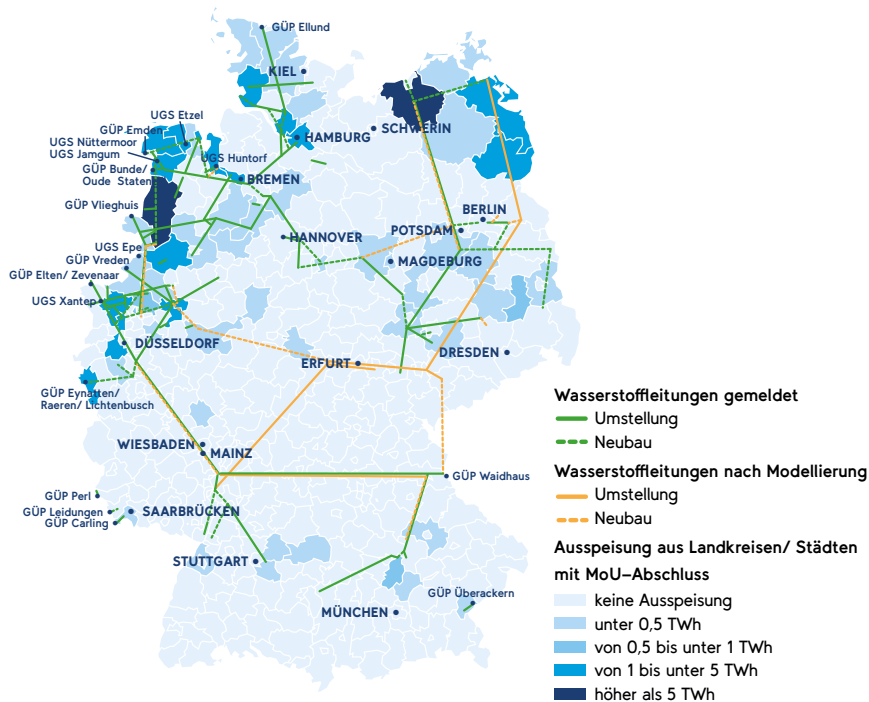
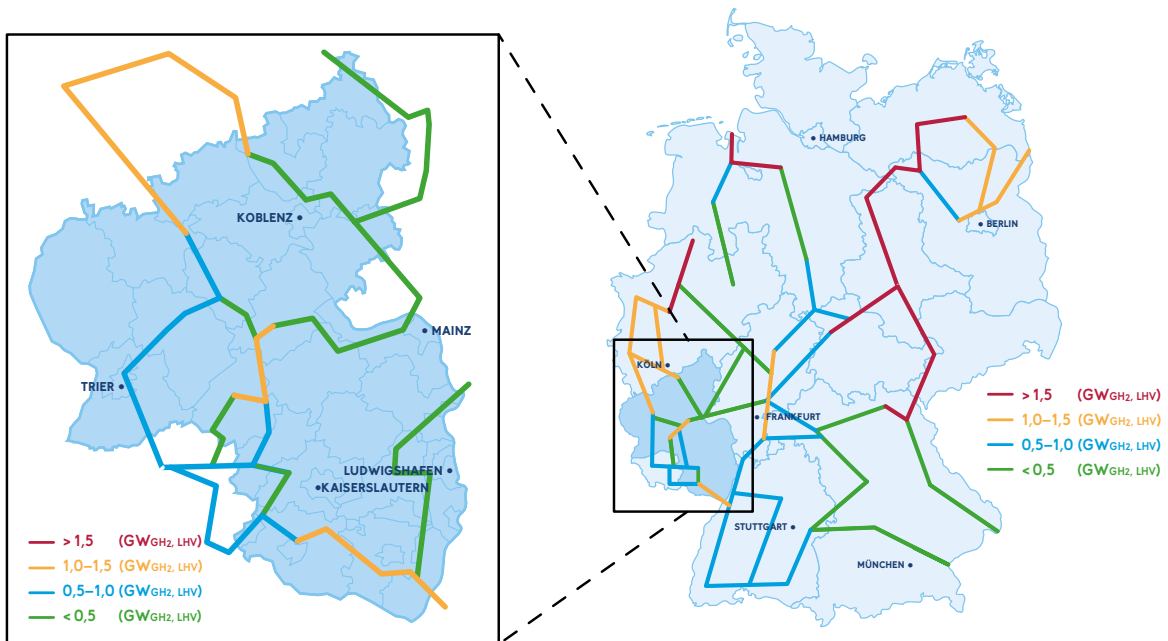


Abbildung 8–11: H₂-Netze im Jahr 2032 nach dem Zwischenstandsbericht des Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Umgestellte Pipelines 2030



Neue Pipelines 2030

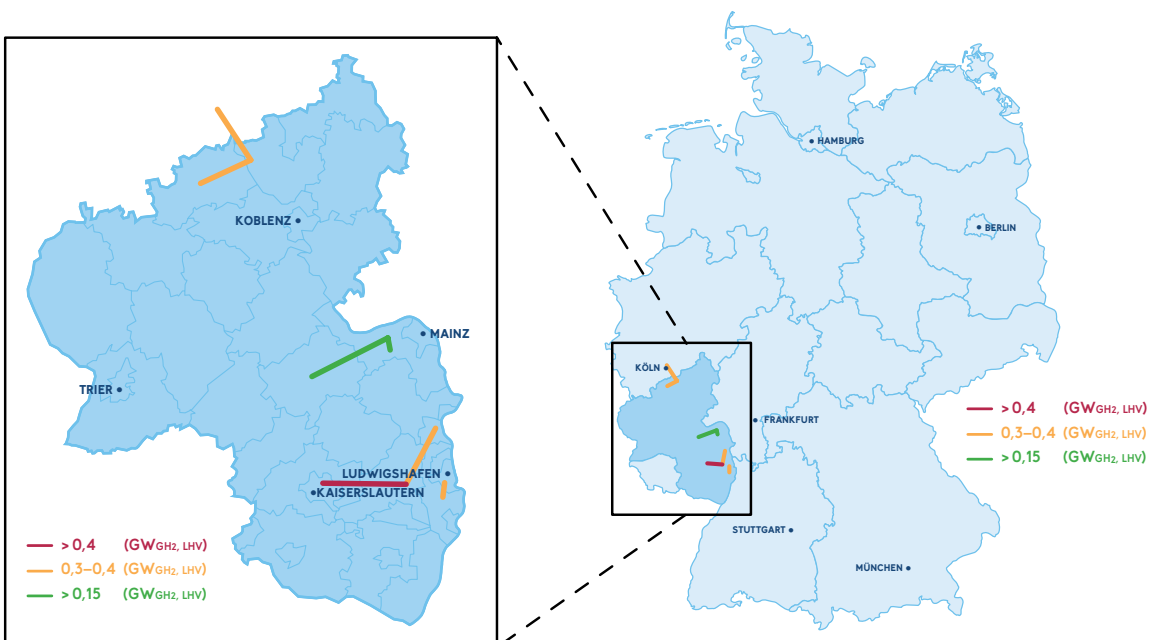


Abbildung 8–12: Netzausbaumaßnahmen durch Umstellung und Neubau von Pipelines für das Jahr 2030 nach den kostenoptimalen Modellierungsergebnissen dieser Studie

8.2.6 Transport und Speicherung

Die entscheidende Voraussetzung für die Umstellung industrieller Prozesse auf Wasserstoff ist die sichere und günstige Versorgung der rheinland-pfälzischen Wirtschaft mit Wasserstoff. Um dies zu gewährleisten, sollte das gesamte rheinland-pfälzische Gaspipeline-netz kurzfristig durch die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Umstellbarkeit auf Wasserstoff hin untersucht und notwendige Schritte für die Umstellung des Fern-transportnetzes identifiziert werden. Damit das entsprechende Knowhow für die Umstellung und den Betrieb der H₂-Infrastruktur frühzeitig aufgebaut wird, sollte bereits in der Kurzfrist mindestens ein Pipeline-strang als Pilotprojekt auf H₂-Transport umgestellt werden und z. B. durch ein öffentlich gefördertes Forschungsprojekt wissenschaftlich begleitet werden. Auf diese Weise werden mögliche Probleme im Praxis-betrieb zeitnah aufgedeckt und wertvolle Erfahrungen gesammelt, die nachfolgend bei der landesweiten Umstellung der Gasleitungsinfrastruktur auf Wasser-stoff nützlich sein werden.

Nachdem das von den Fernleitungsnetzbetreibern für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020–2030 entwickelte H₂-Startnetz bis zum Jahr 2030 noch keine Anbindung der rheinland-pfälzischen Verbrauch-schwerpunkte an überregionale H₂-Transportnetz vorsah, skizziert der im Juli 2022 veröffentlichte Zwischenstand zum NEP Gas 2022 – 2032 zumindest eine Anbindung über Ludwigshafen bis Wörth im Jahr 2032 durch den Neubau einer H₂-Pipline. Die Planungen für das Jahr 2027 sehen dies jedoch noch nicht vor. Da der Anschluss an das H₂-Startnetz jedoch als Grundvoraussetzung für die industrieweite Trans-formation gesehen wird, sollte die rheinland-pfälzische Landesregierung mit allen ihr zur Verfügung stehenden Mitteln die frühestmögliche Anbindung an das H₂-Startnetz bis spätestens zum Jahr 2030 verfolgen. Hierbei sollte sich das Land Rheinland-Pfalz mit weiteren südlichen Bundesländern wie dem Saarland, Baden-Württemberg und Bayern koordinieren, die nach derzeitigen Planungen ebenso von dem verspäteten Anschluss betroffen sind. Da das Bundesland über keine eigenen Möglichkeiten zum Netzausbau verfügt, könnte dies beispielsweise über das von der Deutschen Energie-Agentur (dena) vorgestellte Konzept des „Amortisationskonto“ geschehen. Hierbei bekennen sich Land und Übertragungsnetzbetreiber zum beschleunigten Aufbau eines überregionalen Wasserstoffnetzes. Die Fernleitungsnetzbetreibern gehen zunächst in Vorleistung und die öffentliche

Hand sichert die Investition ab, indem sie den Netz-betreibern langfristig die Rentabilität der Investition zusichert. Dafür gleicht die öffentliche Hand zu einem Stichtag die Lücke zwischen Anfangsinvestition und eingenommenen Netzentgelten aus, sodass sich das Investment amortisiert.

In der Anfangszeit wird es um H₂-Verbrauchszentren vermutlich zunächst zu privat betriebenen H₂-Insel-netzen kommen. Für die Deckung der konzentrierten H₂-Nachfrage sollten die Verbrauchszentren zuvorderst an das entstehende H₂-Transportnetz angeschlossen werden. Durch den sukzessiven Zusammenschluss bestehender H₂-Inselnetze und den fortschreitenden Anschluss an das H₂-Transportnetz entsteht auf diese Weise ein zusammenhängendes H₂-Pipelinennetz in Rheinland-Pfalz.

Da der in Rheinland-Pfalz benötigte Wasserstoff zukünftig lediglich in der Größenordnung um 20 % im Bundesland selbst produziert wird (vgl. Kapitel 7.2.6), ist die Entwicklung eines rheinland-pfälzischen H₂-Importkonzepts unabdingbar. Dafür sollte bereits jetzt mit der Evaluierung nationaler (bspw. küstennahe nördliche Bundesländer) und internationaler H₂-Bezugsquellen (bspw. Spanien, MENA-Region) begonnen werden. Auch hierbei ist ein koordiniertes Vorgehen gemeinsam mit den bereits zuvor genannten südlichen Bundesländern vorteilhaft.

Durch die südwestliche Lage innerhalb der Bundes-republik und der gemeinsamen Grenze mit Frankreich wird Rheinland-Pfalz eine herausgehobene Stellung beim leitungsgebundenen H₂-Import einnehmen (vgl. Kapitel 7.2.6). Durch eine rechtzeitige Positionierung und einen raschen Aufbau der benötigten Transport-infrastruktur sollte Rheinland-Pfalz die entscheidende Kuppelstelle für den H₂-Import aus Südeuropa und der MENA-Region für Deutschland und Zentraleuropa werden, wo die klimatischen Gunstbedingungen die besonders preisgünstige grüne H₂-Produktion ermög-lichen. Zum einen verbleibt durch den Bau und Betrieb des Netzes Wertschöpfung im Land bzw. werden qualifizierte Arbeitsplätze aufgebaut und abgesichert (vgl. Kapitel 5.4.4). Zum anderen erhöht sich durch ein gut ausgebautes Transportnetz die Wahrscheinlichkeit profitabler H₂-Anwendungen in den nachgelagerten Netzebenen. So kann bspw. die H₂-Versorgung eines Quartiers durch eine vorbeiführende H₂-Pipeline schneller zum positiven Geschäftsmodell werden, als wenn die Pipelineverbindung extra für das Quartier aufgebaut werden müsste.

Um dies zu ermöglichen, müssen bis zum Jahr 2030 etwa 150 km neuer Pipelinestränge für den H₂-Transport in Rheinland-Pfalz und zur besseren Anbindung an Nordrhein-Westfalen und das Saarland neugebaut werden. Aufgrund der besonderen Lage Rheinland-Pfalz und der damit zusammenhängenden Importfunktion stellt dies ein Großteil der bundesweit neu zu bauenden H₂-Leitungsinfrastruktur dar. Der Neubau macht jedoch nur einen kleinen Teil des entstehenden H₂-Netzes aus. Bis 2030 sollten rund zwei Drittel des existierenden Pipelinenetzes zumindest teilweise (bei mehrsträngigen Pipelineabschnitten) auf Wasserstoff umgestellt sein.

Bis zum Jahr 2040 sollten weitere 320 km H₂-Pipelines in Rheinland-Pfalz neugebaut werden; etwa 1.350 km Pipeline sollten auf einen H₂-Transport umgestellt werden (vgl. Kapitel 5.4.3 und 7.2.6).

Neben dem leitungsgebundenen Transport bieten auch die rheinland-pfälzischen Wasserstraßen eine gute Möglichkeit für den H₂-Transport und seiner Derivate (vgl. Exkurs Kapitel 5.4.3). Dabei wird vor allem den zwölf Binnenhäfen in Rheinland-Pfalz eine herausragende Rolle zuteil, in deren unmittelbarem Umfeld häufig energieintensive Unternehmen angesiedelt sind. Durch die potenziell hohe punktuelle H₂-Nachfrage und alternative H₂-Transportmöglichkeiten, besteht die Chance, die Binnenhäfen als Nuklei lokaler H₂-Ökosysteme zu entwickeln (vgl. Kapitel 4.3.5.2). Dies sollte durch das Land gefördert werden.

Weiterhin ermöglicht die „EEG2023“-Novellierung die Förderung von „innovativen Konzepten mit H₂-basierter Stromspeicherung (vgl. Kapitel 6.1). Ein erstes Pilotprojekt sollte bereits kurzfristig durch ein entsprechendes Landesförderprogramm begleitet werden. Durch eine frühe Ausrichtung besteht die Chance für die starke Positionierung von Rheinland-Pfalz auf diesem Gebiet.

Die grafische Umsetzung der Roadmap ist in Abbildung 8–13 zu finden.

Meilensteine und Pilotprojekte zur Umsetzung:

- » Bis Ende 2025
Prüfung der Umstellbarkeit auf Wasserstoff des gesamten Pipelinenetzes durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist abgeschlossen
- » Von 2023 an
Frühestmögliche Umstellung eines

Pipelinestranges als Pilotprojekt, um entsprechendes Knowhow aufzubauen und Erfahrungen in der Praxis zu sammeln, das durch ein öffentlich gefördertes Forschungsprojekt wissenschaftlich begleitet wird

- » Bis Ende 2025
Unterstützung beim Aufbau eines H₂-basierten innovativen Stromspeicherkonzept nach der Novellierung des EEG 2023
- » Bis Ende 2030
Neubau von rund 130 Pipelinekilometern innerhalb Rheinland-Pfalz und zur Stärkung der Anbindung an Nordrheinwestfalen und Umstellung von knapp zwei Dritteln der Längenkilometer des Gasnetzes in Rheinland-Pfalz für den H₂-Transport durch die Fernleitungsnetzbetreiber
- » Bis Ende 2040
Neubau von rund 320 Pipelinekilometern innerhalb Rheinland-Pfalz zur Stärkung der Anbindung an Nordrhein-Westfalen und Umstellung von rund 1.350 km Gasnetz auf den H₂-Transport

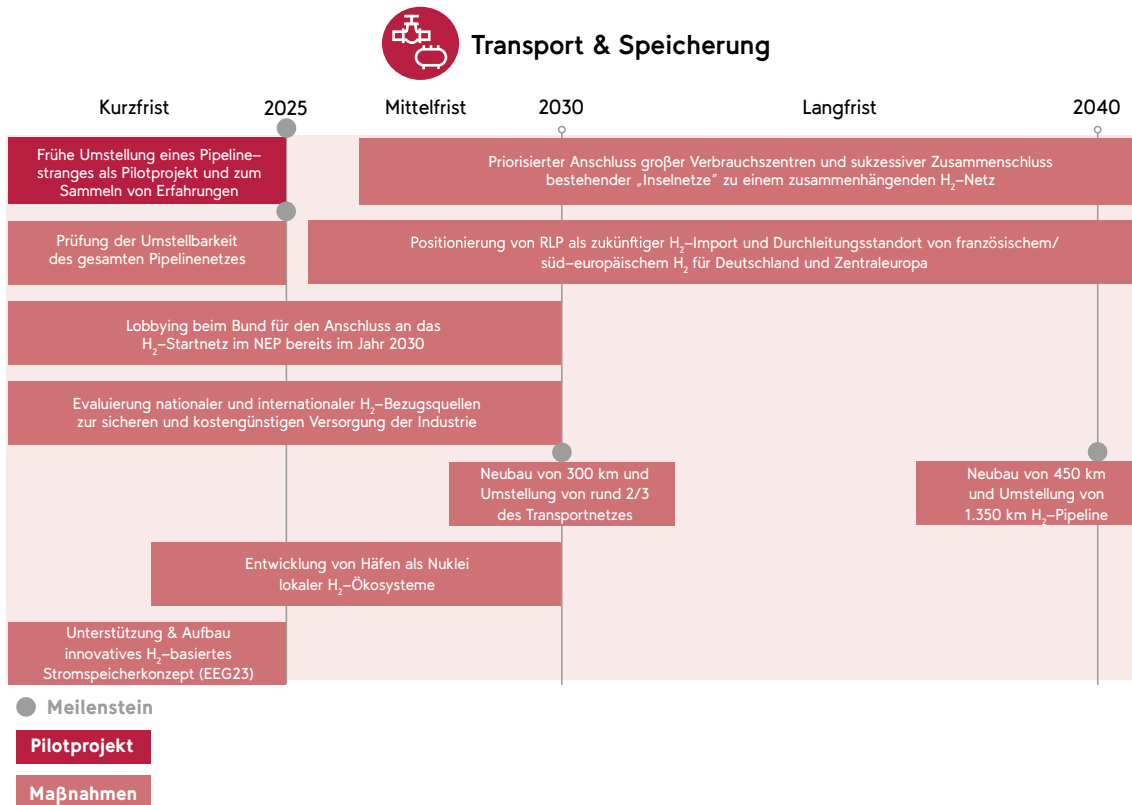


Abbildung 8-13: Roadmap Transport und Speicherung

8.2.7 Bildung und Forschung

Kurzfristig (bis ca. 2025) ist die industrielle Forschung und Entwicklung an H₂-Verbrennungsmotoren und die angewandte Forschung und Entwicklung der Komponentenherstellung und Montagetechnik von Brennstoffzellen- und Elektrolysestacks weiter voranzubringen.

Ebenfalls kurzfristig bedarf es einer verstärkten Forschung und Lehre in der H₂-Systemperipherie, wie bspw. H₂-Sensoren, -Ventilen, -Tankssystemen, die als Grundvoraussetzung für den Einzug der H₂-Technologie in viele Industrien gilt.

Auch erfordert die erfreuliche Zahl von Forschungsprojekten (z. B. HyLand Projekte in Mainz, B.endorf, Südwestpfalz, Rheinhessen-Nahe, Metropolregion Rhein-Neckar – siehe Kapitel 4) einen Koordinierungsaufwand, der neben Beratungsfunktionen in einer zentralen Koordinierungsstelle zusammengeführt werden soll. Hierdurch sollen die Akteure in Rheinland-Pfalz noch mehr Schlagkraft bei der Projektförderung

auf Bundes- und EU-Ebene erlangen, vor allem aber soll eine Verzahnung die Arbeit der einzelnen Unternehmen erleichtern. Erste Gespräche über Ausstattung und Verortung der Koordinierungsstelle sind ministeriumsübergreifend bereits erfolgt.

Um aus der Planung in der Forschung und Entwicklung in die Praxis zu kommen, benötigen derzeit bereits in der H₂- und Brennstoffzellenforschung engagierte rheinland-pfälzische Institute, Lehrstühle, Unternehmen und Werkstätten Unterstützung bei Umsetzungspilotprojekten in Form von EU-, Bundes- oder Landesförderungen. Ein Werkzeug dafür ist gewiss die zuvor genannte zentrale ressortübergreifende Koordinierungs- und Beratungsstelle, die Hilfestellung bei der Beantragung von Fördermitteln geben kann. Falls jedoch keine entsprechenden Fördermöglichkeiten identifiziert werden, sollte Rheinland-Pfalz einen Fördertopf für H₂-Jumpstarter Projekte auflegen. Damit sollen rheinland-pfälzische Forschungsinstitute, Lehrstühle, Unternehmen und Werkstätten unterstützende Starthilfe für die Durchführung von angewandten Umsetzungsprojekten

erhalten. Die geförderten Jumpstarter-Projekte werden wiederum die Marktaktivierung in den jeweiligen Bereichen als Demonstrationsobjekt, durch Sammeln von Erfahrungen im Betrieb und durch die initiale Nachfrage vorantreiben, sodass von ihnen eine Multiplikatorwirkung zu erwarten ist.

Auf mittelfristige Sicht (bis in die zweite Hälfte des Jahrzehnts) kann der Aufbau eines oder mehrerer neuer Lehrstühle für elektrochemische Zellen und die Integrierte Energiewende dabei helfen, langfristig bessere, d. h. langlebigere oder kostengünstigere Materialien zu entwickeln. Diese Lehrstühle, aber auch die vorhandenen forschenden Einrichtungen an den Hochschulen des Landes werden bis zum Ende des Jahrzehnts Unterstützung beim Aufbau und der Erweiterung ihrer Infrastruktur benötigen. Dabei sollte die Beteiligung bei der Finanzierung durch die rheinland-pfälzische Wirtschaft in Form von Stiftungsprofessuren angeregt werden.

Die Grundlagenforschung und die Angewandte Forschung können zudem im Verbund mit den Schulen dabei helfen, eine breite Wissensbasis für eine erfolgreiche Energiewende bereitzustellen. Hierzu kann die Entwicklung von Qualifizierungsmaßnahmen, Bildungsmaterialien und Lehrinhalten beitragen, – als Beispiel aus der Vergangenheit seien die Materialien zur Nanotechnologie genannt (AG Ziegler, TU Kaiserslautern) – sowie die fortlaufende Qualifizierung des Lehrpersonals. Die Roadmap ist in Abbildung 8-14 visualisiert.

Meilensteine und Pilotprojekte zur Umsetzung:

- » Bis Ende 2025
Überarbeitung der schulischen Lehrpläne zur Integration des Themengebiets Wasserstoff
- » Bis Ende 2025
Einführung von Lehrerfortbildungen für das Themengebiet Wasserstoff
- » Bis Ende 2028
Prüfung der Einrichtung eines Stiftungslehrstuhls auf dem Gebiet Brennstoffzelle, H₂-Erzeugung oder Integrierte Energiewende

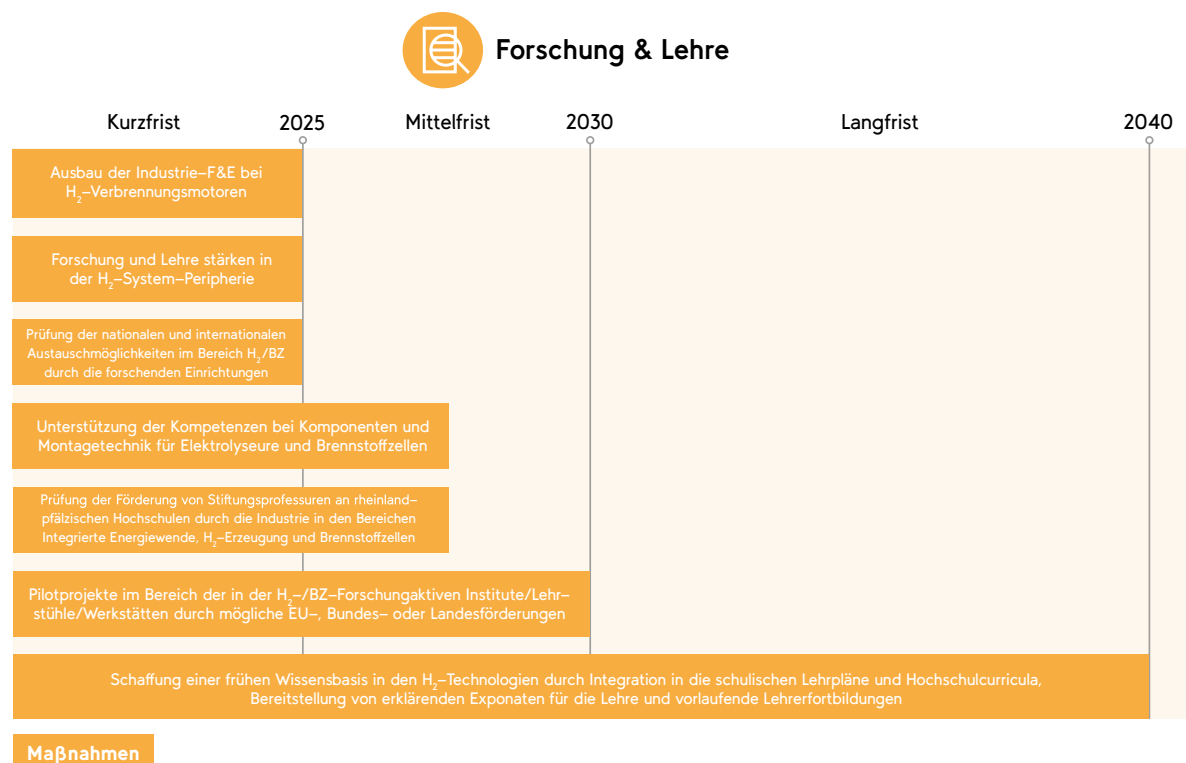


Abbildung 8-14: Roadmap Forschung und Lehre

HANDLUNGS- EMPFEHLUNGEN



KURZZUSAMMENFASSUNG

des Kapitels „Handlungsempfehlungen“

- › Die gesellschaftliche Akzeptanz ist für die Einführung neuer Technologien, wie den H₂-Technologien, ausschlaggebend.
- › Zur Bestimmung der H₂-Akzeptanz der rheinland-pfälzischen Bevölkerung wurden zwei repräsentative Befragungen durchgeführt, vor und nach dem Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine.
- › Das Meinungsbild blieb durch den Ukraine-Krieg und die seitdem drohende Gasversorgungskrise relativ konstant: Rund 60 % empfinden Wasserstoff als sicher und würden Wasserstoff auch privat nutzen; nur etwa die Hälfte der Bevölkerung ist der Meinung, dass Wasserstoff von (großer) Bedeutung für die wirtschaftliche Entwicklung von Rheinland-Pfalz ist; trotzdem sind etwa 80 % der Meinung, das Bundesland sollte die H₂-Entwicklung stärker vorantreiben.
- › Als Grundlage der Energiewende muss der EE-Ausbau weiter beschleunigt werden und ausreichend Fachkräfte aus- und weitergebildet werden.
- › Durch die Änderungen im Osterpaket EEG 2023 sollten wirtschaftlich umsetzbare H₂-Erzeugungsprojekte priorisiert werden, um an den für Ende 2023 angesetzten Ausschreibungen partizipieren zu können.
- › Im Verkehr sollte der Hochlauf von Tankstellen für schwere Nutzfahrzeuge wie LKW gefördert werden, aber auch Kommunen beim Aufbau des CO₂-freien ÖPNV unterstützt werden.
- › Für den Gebäudesektor sollten die Kommunen bei der Erstellung von treibhausgasneutralen kommunalen Wärmeplänen durch das Land unterstützt werden.
- › Die sichere H₂-Versorgung der Industrie muss sichergestellt werden. Zur Dekarbonisierung sind außerdem regenerative Kohlenstoffquellen notwendig, etwa aus der Baustoffindustrie.
- › Das Land Rheinland-Pfalz sollte sich für eine integrierte Netzplanung für Strom, Gas und Wasserstoff unter Berücksichtigung des langfristigen Transportbedarfs einsetzen und sich frühzeitig als Importkorridor für Wasserstoff aus Südeuropa und der MENA-Region positionieren.
- › Neben der Stärkung der angewandten Forschung und der Forschungsinstitute sollte an einer rheinland-pfälzischen Universität ebenso mind. ein Lehrstuhl für Elektrolyse und Brennstoffzellentechnik eingerichtet werden. Dabei sind auch die Möglichkeiten einer Stiftungsprofessur zu nutzen.

9 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Für die Einführung neuer Technologien, wie den H₂-Technologien, ist die Akzeptanz in der Gesellschaft und unter den direkt betroffenen Beschäftigten unerlässlich. Um einen Eindruck von der H₂-Akzeptanz in der rheinland-pfälzischen Bevölkerung zu gewinnen sowie zur Berücksichtigung des Informationsstandes, wurden durch das Meinungsforschungsinstitut forsa im Rahmen der vorliegenden H₂-Studie zwei repräsentative Telefonumfragen unter der rheinland-pfälzischen Bevölkerung durchgeführt. Auf Grundlage der erarbeiteten Ergebnisse der vorliegenden Studie lassen sich zusammen mit den Befragungen konkrete Handlungsempfehlungen für Rheinland-Pfalz in den einzelnen Sektoren ableiten, die im folgenden Kapitel dargelegt sind.

9.1 Akzeptanzmanagement in der Gesellschaft

Da die erste Erhebung zwischen dem 20.12.2021 und dem 28.01.2022 und die zweite Erhebung vom 30.05.2022 bis zum 28.06.2022 durchgeführt wurden, lassen sich Rückschlüsse der Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine auf die öffentliche Meinung zu Wasserstoff ziehen, was in diesem Maße bisher einzigartig sein dürfte.

Angespannte Erdgaslage lässt Einsatz von Wasserstoff realistischer erscheinen

Verknüpften in der ersten Erhebung noch 23 % Wasserstoff mit einer reinen Zukunftstechnologie bzw. einer neuen Technologie, mit deren flächendeckenden Einsatz demnach erst zukünftig zu rechnen ist, ist dieser Anteil in der zweiten Erhebung um 8 Prozentpunkte auf 15 % gesunken. Dies lässt den Rückschluss zu, dass durch die befürchtete Erdgasmangellage alternative Energieträger wie Wasserstoff nicht mehr nur als Energielösung gesehen werden, die in ferner Zukunft das Energiesystem ausmachen werden, sondern bereits heute gebraucht werden, um die Energieversorgung aufrecht zu erhalten und sich unabhängiger von einzelnen Herkunftsländern zu machen.

In die gleiche Richtung deutet ebenfalls die Nennung von Wasserstoff als Energieträger/Energiegewinnung. Assoziierten in der ersten Erhebung noch 20 % der Befragten dies mit Wasserstoff, ist deren Anteil in der zweiten Erhebung mit nun 27 % um 7 Prozentpunkte gestiegen. Ein deutliches Zeichen dafür, dass Wasserstoff als Energieträger in Rheinland-Pfalz deutlich mehr ins öffentliche Bewusstsein gerückt ist.

Wasserstoff wird in der Bevölkerung vor allem mit Kraftstoff für den Verkehr assoziiert

Bei genauerer Betrachtung der Berührungspunkte mit Wasserstoff, verbanden die Befragten in beiden Erhebungen am stärksten und sehr konstant mit 33 % (erste Erhebung) bzw. 32 % (zweite Erhebung) mit Wasserstoff eine Antriebstechnologie bzw. einen Treibstoff für Autos und andere Fahrzeuge.

Wie schon in der Chancenanalyse (vgl. Kapitel 6.3) und der Strategie (vgl. Kapitel 7) dargelegt, ist der Verkehrssektor aufgrund seiner vergleichsweise hohen Zielkosten entscheidend für die Entwicklung einer gesicherten initialen H₂-Nachfrage in Rheinland-Pfalz. Durch die im Verkehrssektor vorherrschenden hohen Energiekosten erreicht Wasserstoff, der zusätzlich von weiteren Verdienstmöglichkeiten wie der THG-Quote profitieren kann, daher im Verkehrssektor am schnellsten die Kostenparität zu fossilen Kraftstoffen. Deswegen ist dort am frühesten mit einem breiten H₂-Einsatz zu rechnen.

Nur eine Minderheit hält Wasserstoff für gefährlich.

Eine absolute Minderheit (2 % in der ersten Erhebung; 5 % in der zweiten Erhebung) verbindet mit Wasserstoff augenblicklich „gefährlich“ oder „explosiv“. Auch generelle Skepsis gegenüber H₂-Technologien wird nur von sehr wenigen Befragten (2 % in der ersten Erhebung; 4 % in der zweiten Erhebung) geäußert. Der geringfügige Anstieg zwischen beiden Erhebungen liegt innerhalb der statischen Schwankungsbreite von +/- 4 Prozentpunkten, sodass daraus keinerlei Rückschlüsse gezogen werden sollten. Die generelle geringe Gefahreinstufung und Skepsis zeigen hingegen, dass

die rheinland-pfälzische Bevölkerung den H₂-Technologien insgesamt sehr offen gegenübersteht.

Neben der offenen Assoziationsfrage wurden sechs weitere Fragen zur Einschätzung von Wasserstoff gestellt, deren Antworten ausführlich im [Anhang D](#) ausgewertet werden. Nachfolgend werden die Ergebnisse in Kurzform dargestellt.

Durch die folgenden sechs Fragen wurden die Teilnehmenden zu Einschätzungen zu konkreten Sachverhalten aufgefordert, die die Sicherheit, wirtschaftliche Bedeutung und persönliche Einstellung zur Nutzung von Wasserstoff betreffen aber auch inwieweit die rheinland-pfälzische Regierung zukünftig den Einsatz von Wasserstoff forcieren sollte und wie gut sie sich über Fördermaßnahmen informiert fühlen.

Grundsätzlich ist über alle Fragen keine deutliche Entwicklung zwischen den beiden Erhebungswellen außerhalb der statistischen Schwankungsbreite festzustellen. Jedoch wird deutlich, dass Männer im Vergleich zu Frauen die H₂-Nutzung deutlich häufiger als sicher einstufen und sich eher eine stärkere Rolle von Wasserstoff für die wirtschaftliche Entwicklung des Bundeslandes und eine höhere Förderung von H₂-Technologien wünschen würden. Des Weiteren sind Männer auch eher als Frauen dazu bereit, Wasserstoff im privaten Umfeld bspw. für Heizzwecke oder als Kraftstoff für den eigenen PKW zu nutzen.

Ein Großteil der rheinland-pfälzischen Bevölkerung (80 %) sieht sich eher oder sehr schlecht über Maßnahmen des Landes zur Förderung von Wasserstoff informiert. Ein deutliches Zeichen, dass auf diesem Gebiet erhebliches Verbesserungspotenzial liegt. Allerdings ist ebenso zu beachten, dass sich bisher erst eine Minderheit aktiv mit der H₂-Technologie und etwaigen Fördermaßnahmen beschäftigt haben dürfte.

Rund zwei Drittel aller Befragten schätzen Wasserstoff als eher oder sehr sicher ein. Auffällig ist bei dieser Fragestellung der mit rund 20 % mit Abstand größte Anteil der unsicheren Befragten, die sich keine Aussage zutrauen. Dies zeigt an, dass noch eine große Unsicherheit bezüglich der H₂-Technologien und -Anwendungen vorherrscht, der durch eine stärkere Berücksichtigung in den schulischen Lehrplänen, Weiterbildungsmaßnahmen und evtl. öffentlichen Informationskampagnen entgegengewirkt werden kann.

Etwa die Hälfte aller Rheinland-Pfälzerinnen und Rheinland-Pfälzer misst Wasserstoff eine (sehr) große Rolle bei der wirtschaftlichen Entwicklung ihres Bundeslandes in den nächsten Jahren bei. Demgegenüber spielt für 39 % (erste Erhebung) bzw. 34 % (zweite Erhebung) Wasserstoff eine weniger oder keine große Rolle bei der wirtschaftlichen Entwicklung. Die rückläufige ablehnende Haltung deutet einen leichten Einschätzungswandel an, der durch Folgebefragungen verifiziert werden könnte. In diese Richtung weist ebenso die Tatsache, dass mit 80 % die überwältigende Mehrheit der Einwohnerinnen und Einwohner von Rheinland der Meinung ist, dass das Land die H₂-Nutzung sowie die Entwicklung der H₂-Wirtschaft stärker als bisher vorantreiben sollte.

Nicht ganz so viele, nämlich rund zwei Drittel aller Befragten, würden Wasserstoff bei vergleichbaren Kosten zu etablierten Technologien für die Wärmeversorgung ihrer Wohnungen bzw. Häuser oder als Kraftstoff für ihre Autos verwenden. Dieser Wert korrespondiert sehr gut mit der persönlichen Einschätzung der Sicherheit von Wasserstoff, die ebenfalls von gut 60 % der Befragten positiv beschieden wird.

Wortwolke Wasserstoffakzeptanz



Abbildung 9-1: Wortwolke zur Assoziationsfrage zu Wasserstoff aus der ersten Erhebung

9.2 Handlungsempfehlungen in den Sektoren

9.2.1 Querschnittshandlungsempfehlungen

Über alle Sektoren hinweg fallen zum Teil die gleichen Rahmenbedingungen auf, die zur Etablierung einer funktionierenden H₂-Wirtschaft erfüllt sein müssen. Diese Querschnittshandlungsempfehlungen werden im Folgenden aufgeführt:

» Den Ausbau der EE-Erzeugungsanlagen und der Stromleitungsinfrastruktur als Rückgrat der Energiewende beschleunigen

Rheinland-Pfalz hat in der Vergangenheit bereits den EE-Ausbau vorangetrieben und nimmt eine führende Rolle bei der EE-Erzeugung unter den Mittelgebirgsbundesländern ein. Um das Landesziel der bilanziellen Deckung des Stromverbrauchs durch EE im Jahr 2030 trotz zusätzlicher benötigter EE-Kapazitäten für die H₂-Erzeugung und die direkte Elektrifizierung zu erreichen, muss der EE-Ausbau nochmals beschleunigt werden. In diesem Fall muss bis zum Jahr 2030 die PV-Kapazität mindestens vervierfacht und die

Stromproduktion aus Windenergie verdoppelt werden.

- » **Ausreichend Fachkräfte aus- und weiterbilden**
 Änderungen von Produktionsprozessen und die Einführung neuer Technologien, wie sie die Umstellung auf Wasserstoff in weiten Teilen mit sich bringt, erfordern neue Fähigkeiten der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer. Da die Ausbildung neuer Fachkräfte den Fachkräftebedarf allein nicht bedienen kann, sollten zudem umfangreiche Weiterbildungsmaßnahmen, bspw. über die Industrie- und Handelskammern koordiniert und angeboten werden. Auch Werbekampagnen zur Verbesserung des Images technischer und handwerklicher Berufe sind erforderlich, um genügend Fachkräfte für die Umsetzung der Energiewende in allen Sektoren von der Gebäudesanierung bis zum Stahlgießen zu gewinnen.
- » **Beschleunigung und Vereinfachung der Genehmigungsprozesse**
 Bislang vergehen häufig mehrere Jahre von der Planung bis zum Genehmigungsbescheid bzw. Fertigstellung einer Anlage. Ein wesentlicher Grund hierfür sind sich lange hinziehende Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren. Zur Erreichung der Klimaziele muss das Ausbautempo beim

EE- und Infrastrukturausbau in den nächsten Jahren gesteigert werden, was nach kürzeren, unbürokratischeren und unkomplizierteren Genehmigungsverfahren verlangt. Lösungsansätze für dieses Problem sind bspw. der Umstieg von Einzelentscheidungen hin zur Ermöglichung von Mustergenehmigungsverfahren, die typenoffene Genehmigung von Windenergieanlagen, eine Erhöhung der Personaldecke in den zuständigen Genehmigungsbehörden oder eine ressortübergreifende Prüfung und Harmonisierung der landeseigenen Regularien bzgl. Konsistenz, Widerspruchsfreiheit und Zielsetzung. Außerdem sollte die im Koalitionsvertrag beschriebene Zentralisierung der Genehmigungsverfahren bei den Struktur- und Genehmigungsdirektionen Nord und Süd in Rheinland-Pfalz (SGD Nord und SGD Süd) so schnell wie möglich umgesetzt werden.

» **Ausweitung der Förderprogramme für den Aufbau des H₂-Energiesystems**

Viele Anwendungen von grünem Wasserstoff sind derzeit aufgrund der geringeren Kosten fossiler Energieträger und der niedrigen CO₂-Preise noch nicht wettbewerbsfähig gegenüber fossilen Alternativen. Dies ist auch weiterhin nach dem signifikanten Preisanstieg fossiler Energieträger in der ersten Jahreshälfte 2022 der Fall. Eine Ausnahme stellt dabei der Mobilitätssektor dar, bei dem durch attraktive Förderbedingungen, Strompreisbefreiungen und den Wechsel auf eine deutlich effizientere Technologie (Verbrennungsmotor z. B. Brennstoffzelle und Elektromotor) bereits im Jahr 2022 günstigere Gesamtkosten für Flottenbetreiber von H₂-Fahrzeugen möglich sind (vgl. Chancenanalyse 6.3).

Um die ambitionierten Klimaziele zu erreichen, müssen jetzt jedoch weitere Schritte in Richtung eines erneuerbaren Energiesystems unternommen werden. Damit private Akteure sich bei diesem Umbau beteiligen, muss der Aufbau eines H₂-Energiesystems gerade in der Wachstumsphase bezahlbar bleiben. Dafür sind umfassende Förderprogramme und Anreizsysteme zur Kompensation der Mehrkosten entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette notwendig.

» **Investitionssicherheit durch Einführung verbindlicher Reglementierungen und Industriestandards schaffen**

Wie bei vielen jungen Technologien hat sich in vielen Bereichen der H₂-Nutzung noch kein Standard durchgesetzt – als bekanntes Beispiel ist hier der H₂-Tankdruck und -Zustand im Schwerlastverkehr zu nennen. Die Unsicherheit des zukünftigen Systemdesigns lähmt jedoch die notwendigen Zukunftsinvestitionen. Um Klarheit zu schaffen und damit für Investitionssicherheit zu sorgen, sollte das Land Rheinland-Pfalz verbindliche Reglementierungen auf EU-Ebene unterstützen und die Wirtschaftsakteure bei der Gestaltung eigener Standards bspw. bei H₂-Qualitätsanforderungen und Betankungsstandards unterstützen.

9.2.2 Industrie

» **Gewährleistung der sicheren H₂-Versorgung aller industriellen Abnehmer**

Die sichere und frühzeitige H₂-Versorgung ist die Hauptvoraussetzung für die Umstellung von industriellen Produktionsprozessen. Um dies zu gewährleisten, sollte eine technologieneutrale H₂-Importstrategie für Rheinland-Pfalz entwickelt werden, die jedoch vor allem für eine schnelle Anbindung insb. der großen Verbrauchszentren an die entstehenden nationalen und europäischen H₂-Pipelinenetze sorgt.

» **Förderung von CO₂ aus konzentrierten Quellen als Kohlenstoffquelle**

Bisher dienen Erdgas und Erdöl nicht nur als Energiequelle, sondern auch als Kohlenstoffquelle in der chemischen Industrie für die Produktion von Grundchemikalien wie Ethylen und der Synthese hochwertiger Produkte wie Kunststoffen oder Lacken. Durch den Wegfall müssen neue nachhaltige¹ Kohlenstoffquellen gefunden werden, z. B. CO₂. Anstatt diesen aufwendig aus der Luft zu filtern, wo dieser trotz des CO₂-Anstiegs nur gut 0,04 Vol.-% ausmacht, ist es einfacher und günstiger, diesen bei hohen Konzentrationen zu binden. In der Abluft der Baustoffproduktion konzentriert sich prozessimmanent CO₂ teilweise auf bis zu 80 Vol.-%. Dieser sollte abgeschieden und als chemischer Grundstoff Verwendung finden. Des Weiteren bieten sich CCUS Verfahren an

1 | Die Nutzung von CO₂ aus der Baustoffproduktion kann grundsätzlich selbst nicht nachhaltig sein, da letztlich vermehrt CO₂ in die Atmosphäre gelangt. Dies ist bei Kompensationsmaßnahmen mitzudenken.

(Abscheidequote 95 %), bei welchen das CO₂ an der Quelle abgeschieden wird und im Kreislauf geführt wird. Durch Methanisierung mit grünem Wasserstoff und Transport als grünes synthetisches Erdgas kann das grüne H₂ insbesondere bei der Synthesegas-Herstellung wieder zum Einsatz kommen. Mit Hilfe des CO₂, Wasserstoff und erneuerbaren Stroms können außerdem E-Fuels durch Power-to-Fuel Verfahren bspw. für die Anwendung im Flugverkehr produziert werden. Als Standort für Pilotprojekte bieten sich die bereits erwähnten Baustoffindustriestandorte an.

» **Industrielle Vernetzung beim H₂-Verbrennungsmotor vorantreiben**

Rheinland-Pfalz ist bundesweit führend bei der Entwicklung von H₂-Verbrennungsmotoren. Um die Technologieführerschaft beizubehalten und damit die Wertschöpfungspotenziale in der Region zu halten, ist eine stetige Bündelung und Verbreitung des Wissens notwendig. Hierbei kann das Land durch die Organisation von Kongressen und Fachdiskussionen oder mit institutionsübergreifenden Förderprogrammen unterstützen.

» **Industrielle H₂-Nutzung mittels Förderanreizen in Hochtemperaturanwendungen und zur stofflichen Nutzung lenken**

Als energieintensiver und zunächst knapper Rohstoff sollte Wasserstoff vorrangig dort eingesetzt werden, wo keine regenerativen Alternativoptionen zur Dekarbonisierung zur Verfügung stehen. Da Wasserstoff bei der stofflichen Nutzung alternativlos ist und Hochtemperaturanwendungen von über 500 °C nicht ohne weiteres elektrifizierbar sind, stellen sie bevorzugte Anwendungsfälle dar, sodass staatliche Anreize für die dortige Nutzung geschaffen werden sollten. Dafür kann das Land Rheinland-Pfalz bspw. seinen Einfluss auf Bundesebene geltend machen, um sich für verminderte Umlagen und Entgelte beim H₂-Bezug für diese Anwendungen einzusetzen. Ein weiteres Mittel sind Innovationsförderungen und Investitionsförderungen der notwendigen Anlagen.

9.2.3 Erzeugung

» **Für einen zügigen Markthochlauf der H₂-Erzeugung in Rheinland-Pfalz kurzfristig auf Projekte konzentrieren, für die eine hohe Investitionssicherheit besteht (Sprinterprojekte)**

Um die Meilensteine für die Umsetzung von Projekten zur H₂-Erzeugung nach der Roadmap zu erreichen (siehe Kapitel 8.2.1), ist ein Schnellstart erforderlich, um zügig Kompetenz im Land aufzubauen. Auf der Ebene der Chancenanalyse (siehe Kapitel 6) haben sich Handlungsfelder herauskristallisiert, auf die sich eine Konzentration lohnt. Frühzeitig wirtschaftlich umsetzbare H₂-Erzeugungsprojekte, wie die für Ende 2023 angesetzten Ausschreibungen nach dem EEG 2023 für innovative Konzepte H₂-basierter Stromspeicherung (siehe Kapitel 6.1.2.1) sowie zum Einsatz von H₂ bei der Stromproduktion (siehe Kapitel 6.1.2.2), sollten priorisiert werden. Dabei sind zunächst Umsetzer vor Ort zu identifizieren, die in Potenzialregionen angesiedelt sind, in denen nach Möglichkeit alle Potenziale von der EE- und H₂-Erzeugung über die H₂-Infrastruktur bis zur H₂-Nachfrage bestehen (siehe Kapitel 8.1). Gleichzeitig sollten für die Sprinterprojekte zur H₂-Erzeugung solche Umsetzer aufgespürt werden, die für die Stromsystemorientierten H₂-Projekte des EEG 2023 geeignet sind und zugleich auch Potenzial für weitere H₂-Anwendungen haben, z. B. Stadtwerke, die sich sowohl im Betrieb von Erzeugungsanlagen und Energienetzen auskennen als auch im Betrieb des ÖPNV, oder regionale Gasversorgungsunternehmen, die sich auch in der Erzeugung und dem Vertrieb von Wasserstoff engagieren möchten. Solche Sprinterprojekte nach dem EEG 2023 haben Pilotcharakter und können sich – müssen aber nicht – als Standorte für die Ansiedlung der gesamten H₂-Wertschöpfungskette und im Sinne der Roadmap als Standorte für H₂-Kompetenzcluster entwickeln. Dazu sollte in einer ersten Plausibilisierung eine vorläufige Einschätzung zu Potenzialregionen schon im ersten Halbjahr 2023 erfolgen, damit bereits Ende 2023 erfolversprechende Sprinterprojekte in den EEG-Ausschreibungen an den Start gehen können. Wenn sich die Plausibilisierung als zutreffend erwiesen hat und sich die Sprinterprojekte tatsächlich in Potenzialregionen wiederfinden, bieten diese Standorte in der Weiterentwicklung entsprechend der Roadmap ab 2026 das Potenzial, auch größere Elektrolyseanlagen zur H₂-Erzeugung für Busflotten bzw. für die Industrie zu beheimaten.

Das Bundesland, das beim Wettbewerb um die Sprinterprojekte (nach dem EEG 2023) vorn ist, hat damit die Chance, Cluster für die gesamte H₂-Wertschöpfungskette aufzubauen. Hierfür lohnt es sich, seitens des Landes in Initiierung und Koordination von Sprinterprojekten und die Umsetzung der Roadmap zu investieren (Koordinierungsstelle). Genauso wichtig für den Start in den Aufbau der H₂-Wertschöpfungskette ist es, das Bundesland in eine erstrangige Stellung bei der H₂-Netzentwicklungsplanung zu bringen. Denn auch hier kann sich entscheiden, ob rheinland-pfälzische Sprinterprojekte im Rahmen der Ausschreibungen nach dem EEG 2023 Zuschläge erhalten.

» **Landesförderprogramm zum Aufbau von H₂-Erzeugungsprojekten zur Umsetzung der Roadmap in den Potenzialregionen orientiert an Handlungsfeldern der Chancenanalyse**

Gleichzeitig zur Initiierung von Sprinterprojekten nach dem EEG 2023 sollte zusätzlich zum bundesweiten Rahmen kurz- bis mittelfristig ein rheinland-pfälzischer Förderkorridor für Elektrolysekapazitäten ausgearbeitet werden, um die in der Roadmap anvisierten Ziele für eine Elektrolysekapazität von mehr als einem GW bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Eine Orientierung für die Erarbeitung von Förderrichtlinien für H₂-Erzeugungskapazitäten bieten die Handlungsfelder der Chancenanalysen, allerdings ohne die H₂-Erzeugungsprojekte, die bereits nach dem EEG 2023 gefördert werden. Denn EEG-geförderte Vorhaben dürfen nach dem Beihilferecht keine weitere Förderung aus anderen staatlichen Mitteln erfahren (Doppelförderungsverbot). In Betracht kommen ggf. Landesförderprogramme, die flankierende Maßnahmen zu den EEG-geförderten Projekten unterstützen (hierfür sind die Verordnungen zur Umsetzung der EEG-Ausschreibungen abzuwarten, da derzeit nicht abschließend feststeht, welche Maßnahmen vom EEG 2023 gefördert werden). Hauptgegenstand von Landesförderprogrammen sollten sich auf den Aufbau von H₂-Erzeugung in den Potenzialregionen in Korrelation zu den Handlungsfeldern der Chancenanalyse orientieren. In der Chancenanalyse sind z. B. mit kommunalen Busflotten im ÖPNV (siehe Kapitel 6.3) und mit Klärwerken in kommunalen Abwasserbetrieben (siehe Kapitel 6.2) bereits potenzielle Einsatzorte für Anlagen der H₂-Erzeugung identifiziert worden, für die Förderprogramme

zugeschnitten werden sollten. Dabei ist darauf zu achten, dass gerade am Anfang der Entwicklung alle Potenzialregionen im Sinne der Dezentralisierung der H₂-Strategie eine Chance erhalten, an Fördermittel zu gelangen. Bei der Erarbeitung der Landesförderprogramme ist EU-beihilferechtlich grundsätzlich zu beachten, dass die Förderung keine Überkompensation bewirken darf und die ermessenslenkenden Regelungen der Leitlinien der EU-Kommission für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL, englisch: CEEAG²), die sich den KUEBLL für die H₂-Erzeugung entnehmen lassen, beachtet werden.

9.2.4 Verkehr

» **Fokussierung auf (kommunale) Nutzfahrzeug-Flotten und Verkehrsanwendungen, die schwieriger elektrifiziert werden können**

Wasserstoff sollte im Verkehrsbereich insbesondere dort eingesetzt werden, wo eine Elektrifizierung durch batterieelektrische Anwendungen schwieriger zu realisieren ist. Dies trifft beispielsweise auf (kommunale) Nutzfahrzeug-Flotten im ÖPNV, den Schwerlastverkehr, Fahrzeuge in der Landwirtschaft sowie den Schiffs- und Flugverkehr zu.

» **Kurzfristiger und langfristiger Aufbau eines strategischen H₂-Tankstellennetzes**

Für den Betrieb der H₂-Fahrzeuge ist der Aufbau eines strategischen H₂-Tankstellennetzes für Lkw und Pkw elementar. Der Aufbau des Tankstellennetzes sollte unter Berücksichtigung von Synergieeffekten zu aktuell handelnden Akteuren (wie bspw. H2 MOBILITY, Stadtwerke) erfolgen. Eine Unterstützung durch die Kommunen, bspw. durch die Bereitstellung von Flächen für die Betankungsinfrastruktur, trägt wesentlich zu einem beschleunigten Ausbau bei. Durch die Vereinfachung von Genehmigungsverfahren für H₂-Tankstellen sowie ggf. auch durch finanzielle Landesförderprogramme könnte Rheinland-Pfalz den Ausbau weiter beschleunigen. Zudem ist die Forcierung einer Harmonisierung der Betankungsanforderungen (350 bar, 700 bar, flüssig) ein wichtiger Schritt, um langfristige Planungssicherheit auf Seiten der Betankungsinfrastruktur sowie auf Seiten der Anwender zu gewährleisten.

2 | Amtsblatt der EU 2022/C 80/01; abrufbar unter folgender URL: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN)

» **Hochlauf von mit Wasserstoff betriebenen schweren Nutzfahrzeugen unterstützen**

Insbesondere im Straßengüterverkehr wird Wasserstoff zukünftig eine tragende Rolle einnehmen. Um den Hochlauf von Nutzfahrzeugen zu unterstützen sind aktuell Maßnahmen zur (anteiligen) Mautbefreiung u. a. durch das Bundesfernstraßenmautgesetz und die Eurovignetten-Richtlinie auf EU-Ebene und die eine zeitlich begrenzte Befreiung von der Kraftfahrzeug-Steuer vorhanden. Weitere finanzielle Anreize zur Kompensation der Mehrkosten bspw. durch Förderungen privater und kommunaler Unternehmen sind sinnvoll.

» **Kommunale Unternehmen im Verkehrssektor fördern und fordern**

Die Umsetzung der Clean Vehicles Directive zur Neubeschaffung von Fahrzeugen im kommunalen Bereich stellt die Grundlage für den Hochlauf von emissionsarmen Fahrzeugen dar. Die Neubeschaffungsquoten sind laut SaubFahrzeugBeschG auf Landesebene zu erfüllen. Das Land sollte sich aktiv dafür einsetzen, dass die Quoten in kommunalen Unternehmen eingehalten oder übertroffen werden und die Unternehmen damit in die Pflicht nehmen, um die Dekarbonisierung der kommunalen Flotten weiter zu forcieren. Um die kommunalen Unternehmen auf dem Weg der Dekarbonisierung zu unterstützen, sind Landesförderprogramme sinnvoll.

» **Unterstützung beim Aufbau eines H₂-basierten Fahrzeugpools mit innovativen Nutzungskonzepten**

Insbesondere für kleine und mittelständische Unternehmen kann der Mehraufwand für eine Beschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben einen hohen Aufwand mit sich bringen. Durch eine koordinierende Unterstützung beim Aufbau eines H₂-basierten Fahrzeugpools auf Landesebene mit innovativen Nutzungskonzepten, kann die Einstiegs-hürde auch für kleine und mittelständische Unternehmen deutlich herabgesetzt werden. Mögliche Nutzungskonzepte stellen bspw. eine Langzeitmiete der Fahrzeuge oder ein payperuse-Modell dar. Neben Maßnahmen wie einer kooperativen Fahrzeugbeschaffung ist auch eine landesseitige Unterstützung bei der Finanzierung des Fahrzeugpools sinnvoll.

9.2.5 Gebäude

» **Unterstützung der Kommunen bei der Erstellung treibhausgasneutraler kommunaler Wärmepläne**

Im Gegensatz zur Stromversorgung ist die Wärmeversorgung dezentral geprägt. Deswegen sind die Kommunen am besten in der Lage, die treibhausgasneutrale kommunale Wärmeplanung zu übernehmen, die die lokalen Gegebenheiten vor Ort, wie bspw. die Einbindung von Abwärmepotenzialen aus Produktionsprozessen, Umgebungsenergie aus Großwärmepumpen, Solarwärmeparks oder Biogasanlagen in der Fernwärmeversorgung mitberücksichtigen. Nach dem derzeitig laufenden Diskussionsprozess zur flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung durch das BMWK ist damit zu rechnen, dass der Bund die Länder kurzfristig (bis 2025) zur Wärmeplanung in ihrem Hoheitsgebiet verpflichtet, die diese Verpflichtung wiederum an die Kommunen delegieren^[103]. Es ist damit zu rechnen, dass die Wärmeplanung viele Kommunen personell wie finanziell fordern wird, weswegen das Land und der Bund die Kommunen durch entsprechende Förderprogramme bei der Erstellung unterstützen sollten.

» **Priorisierung von Wärmepumpen im Gebäudesektor und Vorbereitung der Ortsnetze auf die damit einhergehende zunehmende Belastung**

Die konsequente energetische Sanierung und die Verbreitung der Wärmepumpe stellen die kostengünstigste und effizienteste Wärmebereitstellungsoption für Raumwärme dar. Allerdings stellt der Wärmepumpenausbau, auch bei einem durch die fortschreitende Sanierung rückläufigen Wärmebedarf, das Ortsverteilstnetz vor eine immense Herausforderung, welches zusätzlich durch den Ausbau der E-Mobilität belastet wird. Da die Wärmenachfrage zudem durch eine hohe Gleichzeitigkeit charakterisiert ist, sind Verstärkungen vieler Ortsnetzleitungskapazitäten und Ortsnetztrafostationen unausweichlich. Wasserstoff hingegen wird bei der Versorgung individueller Gebäude zukünftig eine untergeordnete Rolle spielen. Jedoch kann Wasserstoff zur Option werden, falls Gebäude nicht wärmepumpengeeignet sind bzw. nicht durch Wärmenetze versorgt werden können. Zu einem großflächigeren H₂-Einsatz wird es lediglich im Einzelfall kommen, falls die lokalen Rahmenbedingungen vorteilhaft sind, etwa durch eine passierende H₂-Transportpipeline oder einen benachbarten industriellen Großverbraucher.

- » **Identifizierung von H₂-Nutzungsmöglichkeiten in KWK-Kraftwerken von Wärmenetzen**
Im Gegensatz zur Wärmeversorgung von individuellen Gebäuden, kann Wasserstoff eine Möglichkeit zur Wärmebereitstellung verbunden mit der Stromerzeugung in Wärmenetzen sein – zur Spitzenlastabdeckung, entweder allein oder auch in Kombination mit weiteren erneuerbaren Technologien wie z. B. Umgebungsenergie aus Großwärmepumpen, Abwärmenutzung aus Produktionsprozessen, Biogasanlagen oder Solarwärmeparks. Durch die effiziente Ausnutzung der elektrischen und thermischen Energie sind die hohen Brennstoffkosten weniger von Belang. Als Grundlage für die Identifizierung von Wasserstoff in KWK-Systemen mit Wärmenetzen sollte eine landesweite Übersicht der existierenden Wärmenetze erstellt werden, in denen u. a. die derzeitigen Energieträger und deren Zukunftskonzepte einschließlich möglicher Umrüstoptionen auf grünen Wasserstoff gesammelt werden. Darauf aufbauend sollten die Betreiber die Möglichkeit erhalten, regenerative Wärmebereitstellungstechnologien in Austauschforen zu diskutieren. Da KWK-Systeme mit Wärmenetzen gerade in städtisch geprägten Gebieten eine substantielle Rolle bei der Wärmeversorgung einnehmen werden, sind Landesförderungen für den Betrieb und Ausbau zu prüfen.

9.2.6 Transport & Speicherung

- » **Entwicklungspfade für Elektrolysestandorte, H₂-Importkorridore und Pipelinerrouten durch integrierte Netzplanung für Strom, Gas und Wasserstoff unter Berücksichtigung des langfristigen Transportbedarfs auslegen**
Die integrierte Netzplanung ermöglicht die Vermeidung von unrentablen Investitionen. Dabei gilt es, die weitere Entwicklung des Bedarfs mit zu berücksichtigen, um den benötigten Ausbau bewusst planen und dimensionieren sowie Ausbauschritte kombinieren zu können. Auf diese Weise kann parallel zum Aufbau einer H₂-Infrastruktur auch der Ausbau der CO₂-Transportinfrastruktur erfolgen, indem zum Beispiel bei der Pipelineplanung die Verlegung von zusätzlichen Leerrohren als Reserve für die spätere Verwendung berücksichtigt wird.
- » **Frühe Positionierung von Rheinland-Pfalz als Transportkorridor für grüne H₂-Importe aus Südeuropa/MENA-Region: Anschluss an das „Startnetz H₂“ bis 2030 fokussieren**
Rheinland-Pfalz bietet durch seine Lage und der vorhandenen Gastransportinfrastruktur gute Optionen zum zügigen Aufbau eines H₂-Pipeline-netzes. Um H₂-Importe aus Südeuropa und der MENA-Region für Deutschland ermöglichen sowie verbrauchstarke Industriestandorte frühestmöglich bedienen zu können, ist ein zeitnaher Anschluss an das europäische H₂-Netz notwendig. In Zusammenarbeit mit weiteren südlichen Bundesländern sollte die schnelle Aufnahme in das „Startnetz H₂“ fokussiert werden, um die Anbindung von Rheinland-Pfalz rechtzeitig zu realisieren. Hierfür ist ein gemeinsames Bekenntnis zum H₂-Netzausbau mit den Fernleitungsnetzbetreibern notwendig und die Einführung von Werkzeugen wie bspw. eines „Amortisationskontos“, was die Rentabilität der Investitionen der Fernleitungsnetzbetreibern absichert (vgl. Kapitel 8.2.5).
- » **Einseitige Versorgungsquellen vermeiden: Diversifizierung auf unterschiedliche Herkunftsländer, Transportvektoren und Transportformen**
Die Entwicklungen auf den Erdgasmarkt in Folge des Ukrainekrieges zeigen, dass die Fokussierung der Versorgungsquellen auf wenige Standorte den Handlungsspielraum zur Reaktion auf äußere Einflüsse unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit stark eingrenzt. Deshalb gilt es, einseitige Versorgungsquellen zu vermeiden und vermehrt Diversifizierung von H₂-Importländern und H₂-Transport mitzudenken. Während Pipelines Transportroute und -form des Wasserstoffs vorgeben, kann der Transport von H₂-Derivaten flexibler gestaltet werden, sofern zukünftige Entwicklungen der Nachfrage und Angebotssituation dies notwendig machen.
- » **Versorgung durch den Aufbau von großskaligen, saisonalen H₂-Speichern in Salzkavernen absichern**
Für die großskalige, saisonale Speicherung von Wasserstoff bieten sich insbesondere Salzkavernen an. Aufgrund der geologischen Gegebenheiten von Rheinland-Pfalz ist hier der Fokus darauf zu richten, den Aufbau von H₂-Speichern in Norddeutschland zu unterstützen, um die saisonalen Schwankungen in Angebot und Nachfrage von Wasserstoff und damit die Versorgung absichern zu können. Hierzu ist eine Anbindung nach Norden notwendig, welche

durch die Umstellung der vorhandenen Gasinfrastrukturen realisiert werden kann.

- » **Binnenhafenkonzept zur Schaffung eines integrierten Ökosystems rund um den Transport, Umschlag und Einsatz von H₂-Derivaten erarbeiten**

Begleitend zum Aufbau eines rohrleitungsgebundenen H₂-Transports erlaubt ein Binnenhafenkonzept die Diversifizierung von H₂-Transportformen und die weitere Nutzung bestehender Infrastrukturen in Rheinland-Pfalz. Darüber hinaus liegen die bestehenden Häfen verbrauchergünstig oder bilden selbst zukünftige H₂-Verbrauchszentren, deren Bedarf es zu decken gilt. Ein Binnenhafenkonzept bindet bestehende Strukturen ein und erlaubt weitere Flexibilität beim Aufbau einer sicheren H₂-Versorgung.

9.2.7 Forschung & Lehre

- » **Angewandte Forschung unterstützen: Forschungsverbünde von Unternehmen und Forschungseinrichtungen stärken und Infrastruktur von Forschungseinrichtungen fördern (Ministerien/Landespolitik/EU-Politik)**

Themen, die von Kommunen und Unternehmen aktiv nachgefragt werden, sollten im Rahmen von Verbundforschungsvorhaben ggf. unter Beteiligung angewandter Forschungseinrichtungen, aktiv gefördert werden.

- » **Forschung und Lehre stärken auch in Automatisierung/Digitalisierung und bei System-Peripherie: H₂-Speicherung/Tanksysteme, Betriebsverhalten und Degradation von Elektrolyseuren, Wasserstoff-Sicherheit, Erzeugung und Transport**

Über die Grundlagenforschung an elektrochemischen Zellen (Brennstoffzellen/Elektrolyseure) hinaus ist nun vor allem mit Blick auf die Markteinführung an die automatisierte industrielle Fertigung und die Zuverlässigkeit dieser Zellen zu denken. Weiterhin sind diese Einheiten als Teile von Gesamtsystemen zu verstehen, deren periphere Komponenten ebenfalls für Zuverlässigkeit und Lebensdauer optimiert werden müssen. Hierzu gehören Fluidikelemente wie Ventile, Pumpen und Massenstromregler ebenso wie sichere und kostengünstige Tanksysteme. Der Sicherheitsaspekt ist nicht zu unterschätzen, würde doch ein (größerer) Unfall mit Wasserstoff zu massiven Akzeptanzproblemen führen.

- » **Universitäts-Lehrstuhl für Elektrolyse und Brennstoffzellentechnik einrichten (Landespolitik), möglichst durch Einrichtung einer Stiftungsprofessur**

Zu spät für die aktuelle Phase des Elektrolyseurhochlaufs, aber wichtig für die weitere Kostenoptimierung in den kommenden Jahrzehnten sind Materialuntersuchungen und -entwicklungen für elektrochemische Systeme.

- » **Koordinierungsstelle für Unternehmen, Kammern und Kommunen eröffnen, um Fachfragen fundiert beantworten zu können**

Eine aus den Reihen des Beirats vorgeschlagene Koordinierungs- und Beratungsstelle für Wasserstoff – mit klarer Funktionsbeschreibung – sollte unbedingt wissenschaftlich begleitet werden. Es ist auch denkbar, dass eine Beratungs- und Koordinierungsstelle auf einen Pool von Fachleuten mit verschiedenen Spezialisierungen zurückgreift.

- » **Kompetenz im Bereich Kraft- und Arbeitsmaschinen erhalten, um H₂-Motoren anbieten zu können**

Rheinland-Pfalz verfügt über mehrere Hochschulstandorte mit Lehr- und Forschungsinhalten im Bereich der Verbrennertechnik. Diese sollten nicht leichtfertig vor dem Hintergrund des vermeintlichen allmählichen Auslaufens des PKW-Verbrenners aufgegeben werden – die weltweite Entwicklung ist hier sorgfältig zu beobachten. Die Stärken in Rheinland-Pfalz liegen gerade auf dem Gebiet der Nutzfahrzeuge, bei denen in mehreren Marktsegmenten ein Wandel hin zu H₂-Verbrennern eine wichtige Alternative zu Brennstoffzellenantrieben oder sogar die überlegene Lösung darstellt.

QUELLEN



10 QUELLEN

- [1] „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dienationalewasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20
- [2] „Oranger Wasserstoff: Herstellung von Wasserstoff aus Abfall“. Wissenschaftliche Dienste, Fachbereich Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung, 2021.
- [3] P. Horng und M. Kalis, „Wasserstoff – Farbenlehre“. Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ikem.de/wpcontent/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf
- [4] Z. Kapetaki, E. Miranda Barbosa, European Commission, und Joint Research Centre, Carbon capture utilisation and storage: technology development report. 2019. Zugegriffen: 28. Oktober 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://op.europa.eu/publication/manifestation_identifier/PUB_KJBK19003ENN
- [5] „Zero Emission Plattform“. <https://zeroemissionsplatform.eu/aboutccscu/ccsccuprojects/#>
- [6] „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dienationalewasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20
- [7] „AKW-Entscheidung von Scholz“, tagesschau.de, 18. Oktober 2022. <https://www.tagesschau.de/inland/scholz-macht-wort-regierung-koalition-101.html> (zugegriffen 19. Oktober 2022).
- [8] C. Hebling u. a., „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“. 2019.
- [9] „BASF – We create chemistry“, BASF – Neue Technologien, 26. November 2021. <https://www.basf.com/global/de/whoweare/sustainability/weproducesafelyandefficiently/energyandclimateprotection/carbonmanagement/innovationsfora-climatefriendlychemicalproduction.html#text-897658867> (zugegriffen 26. November 2021).
- [10] „Umweltbundesamt – Die Treibhausgase“, Umweltbundesamt, 26. November 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klimaenergie/klimaschutzenergiepolitikindeutschland/treibhausgas-emissionen/dietreibhausgase> (zugegriffen 26. November 2021).
- [11] CertifHy, „CertifHy“, 17. Dezember 2021. <https://www.certifhy.eu/>
- [12] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, „Erzeugung von Grünem Wasserstoff (GreenHydrogen)“. TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 2020.
- [13] G. Hoogers, Fuel Cell Technology Handbook. Taylor & Francis Ltd, 2019.
- [14] J. Adolf u. a., „SHELL WASSERSTOFF-STUDIE ENERGIE DER ZUKUNFT? – Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂“. Shell Deutschland Oil GmbH, 2017.
- [15] T. Plankenbühler, S. Kolb, K. Herkendell, und J. Karl, „Screening Wasserstoff Technik“. 2021. Zugegriffen: 30. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.encn.de/fileadmin/user_upload/EnCN_Studie_Wasserstofftechnologie_2021.pdf
- [16] Konrad Geissler, „Wasserstoffgewinnung aus Methanol für PEM-Brennstoffzellen“, ÉCO-LE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE, Lausanne, 2002.
- [17] D. G. Caglayan u. a., „Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe“, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 45, Nr. 11, S. 6793–6805, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
- [18] S. Cerniauskas, A. J. Junco, T. Grube, M. Robinius, und D. Stolten, „Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study“, International Journal of Hydrogen Energy, S. 12095–12107, Apr. 2020.
- [19] „The Future of Hydrogen“, S. 203, 2019.

- [20] Trent Williams, „Dawn of Australia’s Hydrogen Industry“, Hydrogen energy supply chain, 21. Januar 2022. Zugegriffen: 19. Oktober 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://global.kawasaki.com/news_220121-1e.pdf
- [21] Zapf, Martin, Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Springer, 2017.
- [22] Reuß, Markus Eduard, „Technoökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur“, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2019.
- [23] „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe“, S. 100.
- [24] V. Masson-Delmotte, u. a., „IPCC: Climate Change 2021: The Physical Science Basis“. 2021.
- [25] „Fakten zur Stahlindustrie 2019“. Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2019. Zugegriffen: 22. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://issuu.com/stahlonline/docs/wvstahl_fakten_zur_stahlindustrie_2019
- [26] „Glaserherstellung mit Grünem Wasserstoff erstmals erfolgreich getestet“, KOPERNIKUS PROJEKTE, 30. März 2021. https://www.kopernikusprojekte.de/aktuelles/news/glaserherstellung_mit_guenem_wasserstoff_erstmalig_erfolgreich_getestet
- [27] Essity Deutschland, „CO₂-frei mit grünem Wasserstoff“, www.essity.de. <https://www.essity.de/presse/pressemitteilungen/2021/co2-freimitgruenemwasserstoff/>
- [28] H₂ MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG, „H₂ Live“, H₂ Live. <https://h2.live/> (zugegriffen 18. Juli 2022).
- [29] M. Schrank, Langer, Vivien, und Jacobsen, Benjamin, „Wasserstoffverbrennungsmotor als alternativer Antrieb“. NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.nowgmbh.de/wpcontent/uploads/2021/10/NOW_Meta-studie_Wasserstoff-Verbrennungsmotor.pdf
- [30] M. Schrank, Langer, Vivien, und Jacobsen, Benjamin, „Wasserstoffverbrennungsmotor als alternativer Antrieb“. NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.nowgmbh.de/wpcontent/uploads/2021/10/NOW_Meta-studie_Wasserstoff-Verbrennungsmotor.pdf
- [31] N. Posdziech, „Die ELEKTRA schwimmt: erstes Schubschiff mit Batterien und Brennstoffzellen vom Stapel gelaufen“, NOW GmbH, 1. Juni 2021.
- [32] T. Bründlinger u. a., „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, 2018.
- [33] D. Stolten, P. Markewitz, T. Schöb, F. Kullmann, L. Kotzur, und J. Linßen, „Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“, Jülich, Forschungszentrum, Kurzfassung, 2021. Zugegriffen: 16. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fzjuelich.de/iek/iek-3/DE/News/strategiesGHGNeutralEnergySupply2045/_node.html
- [34] „Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur. Sachstand“. Wissenschaftliche Dienste, Fachbereich Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung, 2019.
- [35] V. Masson-Delmotte, u. a., „IPCC: Climate Change 2021: The Physical Science Basis“. 2021.
- [36] „Klimaschutz – Abkommen von Paris“, BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, 10. November 2021. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutzabkommenvon-paris.html> (zugegriffen 10. November 2021).
- [37] Landesgesetz zur Förderung des Klimaschutzes. 2014.
- [38] A. Spiegel u. a., „Zukunftsvertrag Rheinland-Pfalz – 2021 bis 2026 Koalition der Aufbruchs und der Zukunftschancen“. 2021.
- [39] IPCC, „Special Report: Global Warming of 1.5 °C“, 2018. Zugegriffen: 30. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- [40] Sachverständigenrat für Umweltfragen, „Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa“. 2020. Zugegriffen: 30. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Kurzfassung.html
- [41] Umweltbundesamt, „Treibhausgas-Emissionen in Deutschland“, 2021. [#emissionsentwicklung](https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasemissionenindeutschland) (zugegriffen 30. November 2021).

- [42] D. Stolten u. a., *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045*, Bd. 577. Forschungszentrum Jülich, 2022.
- [43] „Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit“. 2021.
- [44] A. Spiegel u. a., *„Zukunftsvertrag Rheinland-Pfalz – 2021 bis 2026 Koalition der Aufbruchs und der Zukunftschancen“*. 2021.
- [45] K. Richarz u. a., *„Naturschutzfachlicher Rahmen zum Ausbau der Windenergienutzung in Rheinland-Pfalz“*. Staatliche Vogelschutzwarte für Hessen, Rheinland-Pfalz und das Saarland, 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://lfu.rlp.de/fileadmin/lfu/Naturschutz/Dokumente/Erneuerbare_Energien/Naturschutzfachlicher-Rahmenzum-Ausbauder-Windenergienutzung-RLP_VSW-LUWG_2012.pdf
- [46] *„Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz – Strategie“*. Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz, Dezember 2020. Zugegriffen: 10. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://mkuem.rlp.de/fileadmin/mulewf/Themen/Klima-_und_Ressourcenschutz/Klimaschutz/Klimaschutzkonzept/Klimaschutzkonzept_Strategie_net_01_02_2021.pdf
- [47] *„Thüringer Landesstrategie Wasserstoff“*. Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH; Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN), 2021.
- [48] *„Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen“*. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2020.
- [49] *„Bayerische Wasserstoff-Strategie“*. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2020.
- [50] *„Wasserstoffstrategie für Sachsen-Anhalt“*. Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt, 2021.
- [51] *„Eine Wasserstoff-Strategie für das Saarland“*. Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr, 2021.
- [52] O. Eich und J. Brans, *„Die Potenziale des Wasserstoffs für Wirtschaft und Klimaschutz erschließen – Eine Strategie für Hessen“*. Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, 2021.
- [53] J. Walter und N. Rauth, *„Potenzial und Grundlagen für eine grüne Wasserstoff-Strategie für Rheinland-Pfalz“*. 2020.
- [54] G. Hoogers u. a., *„Strom aus Propan: Ein mobiles 2 kW Brennstoffzellensystem“*, Chemie Ingenieur Technik, Bd. 79, Nr. 9, S. 1333–1333, 2007, doi: 10.1002/cite.200750424.
- [55] *„Schmitt ruft Wasserstoffregion HyCoVe ins Leben“*, mwvlw.rlp.de. <https://mwvlw.rlp.de/de/presse/detail/news/News/detail/schmittuftwasserstoffregionhycoveinsleben/> (zugegriffen 28. November 2021).
- [56] *„Verbundvorhaben WaVe“*, Commercial Vehicle Cluster. <https://www.cvcswest.com/cvcwassersstoffstrategie/verbundvorhabenwave/> (zugegriffen 30. November 2021).
- [57] *„BASF und Siemens planen grüne Projekte in Ludwigshafen“*, CHEMIE TECHNIK. <https://www.chemietechnik.de/markt/basfundsiemensplanengrueneprojekteinludwigshafen-312.html> (zugegriffen 30. November 2021).
- [58] *„Elektro-Nutzfahrzeugehersteller Orten setzt auf 3D-gedruckte Batterien“*, Elektroauto-News.net, 10. November 2021. <https://www.elektroautonews.net/2021/elektronutzfahrzeugeherstellerorten-3dgedrucktebatterien> (zugegriffen 30. November 2021).
- [59] M. Womann, R. Weinert, und P. Garcia, *„Fuel Cell Technology – HyTRAN Project“*, SAE Int. J. Engines, Bd. 1, Nr. 1, Art. Nr. 2008–01–0315, Apr. 2008, doi: 10.4271/2008–01–0315.
- [60] *„NAMOSYN“*. <http://namosyn.de/> (zugegriffen 30. November 2021).
- [61] T. Riede, *„Persönliche Mitteilung (BASF SE)“*, Dezember 2021.
- [62] PLANCO Consulting GmbH, *„Grundlagenuntersuchung zu den rheinland-pfälzischen Binnenhäfen“*, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz, Schlussbericht, 2019. doi: 10.1515/9783598440847.
- [63] *„Kaisersesch – Das Wasserstoff-Quartier“*, Smart Quart. <https://smartquart.energy/about/kaisersesch/> (zugegriffen 26. November 2021).

- [64] P. M. Lopion, „Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO₂-Reduktionsstrategien“, Dissertation, Rheinisch–Westfälische Technische Hochschule, 2019.
- [65] M. Robinius u. a., Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, Bd. 499. Forschungszentrum Jülich, 2020.
- [66] IEK3, „Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“, Strategien für eine treibhausneutrale Energieversorgung bis 2045. https://www.fzjuelich.de/iek/iek-3/DE/News/strategiesGHGNeutralEnergySupply2045/_node.html (zugegriffen 26. November 2021).
- [67] Lopion, Markewitz, Stolten, und Robinius, „Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects“, *Energies*, Bd. 12, Nr. 20, S. 4006, Okt. 2019, doi: 10.3390/en12204006.
- [68] S. D. Ryberg, M. Robinius, und D. Stolten, „Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe“, *Energies*, Bd. 11, Nr. 5, 2018, doi: 10.3390/en11051246.
- [69] C. Syranidou, „On the Integration of Renewable Energy Sources into the Future European Power System“, RWTH Aachen University, Jülich, 2020.
- [70] European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E), „Network Development Plan 2018“. Zugegriffen: 25. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/publiccdncontainer/cleandocuments/tyndpdocuments/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP2018_Executive%20Report.pdf
- [71] P. Gerbert u. a., „Klimapfade für Deutschland“, BDI, 2018.
- [72] B. Pfluger, B. Tersteegen, und B. Franke, „Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie“, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Okt. 2017, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfristundklimaszenarien.html>
- [73] „World Energy Outlook 2018“, International Energy Agency, 2018.
- [74] Statistisches Landesamt Rheinland–Pfalz, „Statistische Berichte – Energiebilanz und CO₂-Bilanz 2019“. 2022. Zugegriffen: 13. April 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.statistik.rlp.de/fileadmin/dokumente/berichte/E/4123/E4123_201900_1j_L.pdf
- [75] Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland–Pfalz und Ministerium des Innern und für Sport Rheinland–Pfalz, „Länderbericht zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land – Berichtsjahr 2021“. Zugegriffen: 29. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2021/laenderberichtrheinland-pfalz-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [76] Bundesnetzagentur, „Marktstammdatenregister 2022“, 28. Februar 2022. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Datendownload> (zugegriffen 28. Februar 2022).
- [77] Statistisches Bundesamt (destatis), „Land- und Forstwirtschaft, Fischerei – Bodennutzung der Betriebe (Landwirtschaftlich genutzte Flächen) 2020“. 18. Juni 221 n. Chr. Zugegriffen: 29. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Publikationen/Bodennutzung/landwirtschaftlichenutzflaeche-2030312207004.html>
- [78] J. Wagner, „Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland–Pfalz“, 3. Dezember 2021.
- [79] C. Rösemann, H.–D. Haenel, und C. Vos, Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2019: Input data and emission results. DE: Johann Heinrich von Thünen–Institut, 2021. Zugegriffen: 23. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.3220/DATA20210323134503>
- [80] uba, „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018“, Umweltbundesamt, Dessau–Roßlau, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

- [81] L. Welder, D. S. Ryberg, L. Kotzur, T. Grube, M. Robinius, und D. Stolten, „Spatiotemporal optimization of a future energy system for powertohydrogen applications in Germany“, *Energy*, Bd. 158, S. 1130–1149, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.059.
- [82] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius, und D. Stolten, „Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage“, *Applied Energy*, Bd. 213, S. 123–135, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.01.023.
- [83] L. Welder u. a., „Design and evaluation of hydrogen electricity reconversion pathways in national energy systems using spatially and temporally resolved energy system optimization“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 44, Nr. 19, S. 9594–9607, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.11.194.
- [84] FfE, „DemandRegio – Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen“, 2020. <https://www.ffe.de/themenundmethoden/erzeugungundmarkt/735-demandregioharmonisierungundentwicklungvonverfahrenzurregionale-nundzeitlichenaufloesungvonenergienachfragen>
- [85] FfE, „DemandRegio Project – Database“. 2020. Zugegriffen: 11. Mai 2020. [Online]. Verfügbar unter: <http://opendata.ffe.de/project/demandregio/>
- [86] S. Cerniauskas, T. Grube, A. Praktijn, D. Stolten, und M. Robinius, „Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry: The Impact of CO₂ Taxes“, *Energies*, Bd. 12, Nr. 24, S. 4707, Dez. 2019, doi: 10.3390/en12244707.
- [87] S. Cerniauskas, A. Jose Chavez Junco, T. Grube, M. Robinius, und D. Stolten, „Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 45, Nr. 21, S. 12095–12107, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.121.
- [88] VGE, „Gasversorgungsnetze in Deutschland“. WGI und Glückauf Verlag.
- [89] F. May, S. Knopf, H. Rütters, und G. v. Goerne, „Perspektiven der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS)“, gehalten auf der Hauskolloquium. 4.4.2017, BGR Hannover. Zugegriffen: 27. Februar 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Nachrichten/Veranstaltungen/2016/Hauskolloquium_2016_2017/2017_04_04_abstracts.html?nn=1544732
- [90] KTBL, Dieselbedarfsrechner. 2021. Zugegriffen: 21. Januar 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://daten.ktbl.de/dieselbedarf/reset.html>,
- [91] DESTATIS, „Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Bodennutzung der Betriebe“, Wiesbaden, 2020. Zugegriffen: 21. Januar 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de>
- [92] H. Eckel, *Alternative Antriebssysteme für Landmaschinen*. Darmstadt, 2020.
- [93] D. Stolten, P. Markewitz, T. Schöb, F. Kullmann, und L. Kotzur, *Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045 (Kurzfassung)*. Forschungszentrum Jülich GmbH, 2021. Zugegriffen: 29. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fzjuelich.de/iek/iek-3/DE/News/strategiesGHGNeutralEnergySupply2045/_node.html
- [94] Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau (MVWL), „Industriekompass 2019/20 Rheinland-Pfalz“.
- [95] „Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphsfiles/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil2.pdf
- [96] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. doi: 10.1007/978-3-662-48893-5.
- [97] H. Watter, *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*, 5. Auflage. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2019.
- [98] Dr. Axel Thielmann, Andreas Sauer, Mario Schnell, Prof. Dr. Ralf Isenmann, und Prof. Dr. Martin Wietschel, „Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030“, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf>
- [99] T. Schabbach und V. Wesselak, *Energie: den Erneuerbaren gehört die Zukunft, 2., vollständig überarbeitete und neu Strukturierte Auflage*. Berlin Heidelberg: Springer, 2020.

- [100] Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut, „Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie“. 2021.
- [101] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit (BMU), „Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutz Verträge zur Umsetzung des Hauptprogramms ‚Carbon Contracts for Difference‘“. 21. April 2021.
- [102] „Tech for Net Zero Allianz: CCfD zur Skalierung von Klimatechnologien in Deutschland“. Deutsche Energie-Agentur, 2022.
- [103] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Diskussionspapier des BMWK: Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung“, Juli 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/diskussionspapierwaermeplanung.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [104] Bundesregierung, „Koalitionsvertrag 2021“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/bregde/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800>
- [105] „Zwischenstand – Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032“, Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., 2022.
- [106] Bundesverband, „Fakten und Argumente – Konjunkturimpulse der Energiewirtschaft – Methodik und Ergebnisse einer Input–Output–Analyse“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20201110_BDEW-Konjunkturimpulse.pdf
- [107] EWR Netz GmbH, „Preisblatt der EWR Netz GmbH“. 15. Oktober 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ewrnetz.de/fileadmin/data/downloads/Unternehmen/Veroeffentlichungspflichten/Netzkosten/Preisblaetter/Strom/2022/20211014_NG_S_144_1021_Preisblatt_1_22_vorlaeufig.pdf

ANHANG



ANHANG A:

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Beschreibung
AKW	Atomkraftwerk
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AtG	Atomgesetz
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BtL	Biomass to Liquid
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CCM	Catalyst Coated Membrane
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CVC	Commercial Vehicle Cluster
CVD	EU-Richtlinie zur Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge
DAC	Direct Air Capture
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz; amtlich: Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien
EFRE	Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnFG	Energie-Umlagen-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETHOS	Energy System Transformation paTHway Optimization Suite
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
FCC-RLP	Fuel Cell Centre Rhineland Palatinate
FINE	Framework for Integrated Energy System Assessment
Forsa	Forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH
Fraunhofer IAO	Fraunhofer Institut für Arbeitswissenschaft und Organisation
Fraunhofer IMM	Fraunhofer Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme
Fraunhofer ITWM	Fraunhofer Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas und Dampf
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
H2 MOBILITY	H2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG
H2BW	Wasserstoffplattform für Baden Württemberg

IEK-3	Institut für Energie- und Klimaforschung – Technoökonomische Systemanalyse am Forschungszentrum Jülich
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPCEI	Important Project of Common European Interest
IVW	Leibniz-Institut für Verbundwerkstoffe GmbH
JGU	Johannes Gutenberg-Universität
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEP	Landesentwicklungsprogramm
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Flüssigerdgas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry
MEA	Membrane Electrode Assembly
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung
MENA	Middle East and Northern Africa
MoU	Memorandum of Understanding
NEP	Netzentwicklungsplan
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
Pkm	Personenkilometer
PKW	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreements
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
RH2INE	Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence
SaubFahrzeugBeschG	Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz; amtlich: Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge
SektVO	Sektorenverordnung
SGD	Struktur- und Genehmigungsdirektionen
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
SWK	Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnen-Kilom
TRL	Technologiereifegrad
TUK	Technische Universität Kaiserslautern
TÜV	Technischer Überwachungsverein
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization
VgV	Vergabeverordnung
VNe	Vermiedene Netzentgelte
WEB	Wasserstoff Erzeugung und Bedarf
WZ	Wirtschaftszweige
ZAK	Zentrale Abfallwirtschaft Kaiserslautern
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg

ANHANG B: METHODISCHE VORGEHENSWEISE UND ANNAHMEN FÜR DIE ERMITTLUNG VON BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTEN

Auf der Basis der im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Szenariorechnungen lassen sich für das Land Rheinland-Pfalz die für den Aufbau einer Wasserstoffversorgung notwendigen, zu tätigen Investitionen über den gesamten Betrachtungszeitraum ableiten. Differenziert wird hierbei technologiescharf zwischen Investitionen beim Endverbraucher, beispielsweise Fahrzeuge, sowie Investitionen für Erzeugung und Infrastruktur, z. B. Elektrolyse und Pipeline. In einem weiteren Schritt erfolgt die Aufschlüsselung der technologiespezifischen Investitionen nach branchenspezifischen volkswirtschaftlichen Sektoren (Abbildung 11-1). Unter Berücksichtigung entsprechender branchenspezifischer Importquoten sowie Beschäftigungskoeffizienten werden die Beschäftigungseffekte für Rheinland-Pfalz abgeschätzt, die über den gesamten Betrachtungszeitraum entstehen. Die gewählten Koeffizienten stammen aus Input-Output-Analysen, die am Forschungszentrum Jülich in jüngerer Zeit im Kontext einer Analyse zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung für Deutschland durchgeführt wurden. Bei den berechneten Beschäftigungseffekten ist auf folgende Besonderheiten hinzuweisen: Mit dem oben skizzierten Vorgehen werden lediglich die von Investitionen (direkte Produktionswerte) ausgelösten Beschäftigungseffekte erfasst. Eine Berücksichtigung der indirekten Effekte (Vorleistungen), die zu erwarten sind, erfolgt nicht. Hierfür wäre eine aufwändige Input-Output-Analyse speziell für Rheinland-Pfalz notwendig gewesen, die aber nicht Gegenstand der Studie war. Des Weiteren werden auch keine sogenannten induzierten Beschäftigungseffekte (Budgeteffekte) berücksichtigt, mit denen Einkommenseffekte der zusätzlich Beschäftigten berücksichtigt werden. Die Analyse von Budgeteffekten war ebenfalls nicht Bestandteil des

Vorhabens und erfordert darüber hinaus den Einsatz komplexer volkswirtschaftlicher Modelle. Bei der Interpretation der berechneten Beschäftigungseffekte ist darauf hinzuweisen, dass es sich lediglich um Effekte handelt, die durch den Aufbau einer Wasserstoffversorgung ausgelöst werden. Diese ist aber nur eine Facette einer gesamten zukünftigen treibhausgasneutralen Energieversorgung.

Die Investitionen für die zu implementierenden Maßnahmen für den Aufbau einer Wasserstoffversorgung in Rheinland-Pfalz belaufen sich über den gesamten Betrachtungszeitraum auf ca. 36 Mrd. €. Diese Investitionen lösen wiederum Wertschöpfungs- und damit Beschäftigungseffekte an den Standorten in Deutschland und im Ausland aus, an denen die betreffenden Techniken und Technikkomponenten gefertigt werden. Etwa 79 % der gesamten Investitionssumme (ca. 28 Mrd. €) ist für Deutschland beschäftigungsrelevant. Der Rest entfällt auf die Herstellung von Komponenten im Ausland, die importiert werden und damit keine inländische Wertschöpfung und Beschäftigung auslösen. Der Anteil der beschäftigungsrelevanten Investitionen für Rheinland-Pfalz, beträgt etwa 4,4 % (ca. 1.250 Mio. €) der gesamten inländischen, beschäftigungsrelevanten Investitionen und löst über den gesamten Betrachtungszeitraum eine Anzahl von ca. 5.000 Beschäftigten aus. Ein Großteil der Wertschöpfung, die durch den Aufbau einer Wasserstoffversorgung in Rheinland-Pfalz ausgelöst wird, findet damit außerhalb von Rheinland-Pfalz statt und generiert dort Beschäftigung.

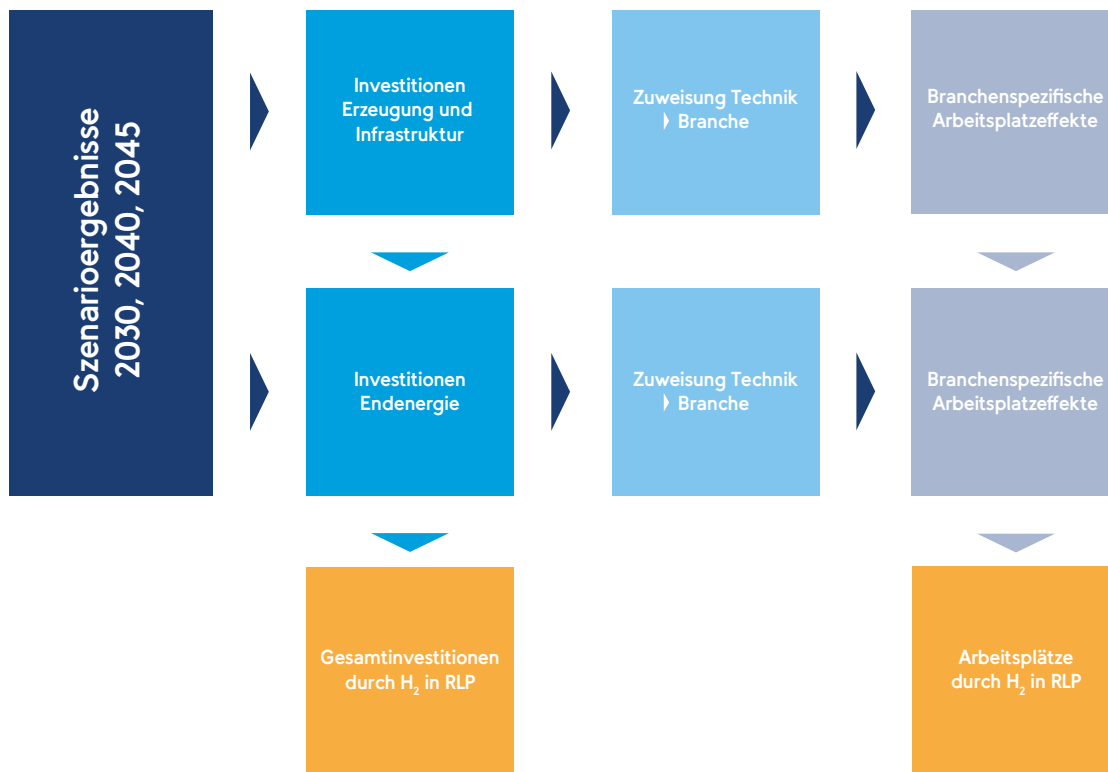


Abbildung 11-1: Prinzipielle Vorgehensweise zur Ableitung von Beschäftigungseffekten

Tabelle 11-1: Beschäftigungsrelevante Investitionen durch den Aufbau einer Wasserstoffversorgung in Rheinland-Pfalz

BESCHÄFTIGUNGSRELEVANTE INVESTITIONEN FÜR AUFBAU DER H₂-VERSORGUNG IN RLP (IN MIO. €)

TECHNIKFELDER	DAVON IN DEUTSCHLAND	DAVON IN RLP	ANTEIL RLP
Industrieöfen	540	46	8,5 %
Heizgeräte	455	26	5,6 %
Chemie	562	115	20,5 %
BZ-Pkw	14.523	386	2,7 %
BZ-Lkw, Busse etc.	6.565	188	2,9 %
Elektrolyse	918	42	4,6 %
Pipeline (Neubau u. Umwidmung)	1.087	132	12,1 %
H ₂ Gasturbinen	3.709	314	8,5 %
Summe	28.359	1.248	4,4 %

Die nach dem oben skizzierten Schema ermittelten Beschäftigtenzahlen werden durch die Investitionen in wasserstoffbasierte Techniken ausgelöst. Sie sind nicht als zusätzliche Beschäftigungseffekte zu verstehen. Für die Ermittlung der im Saldo zusätzlichen Effekte ist die Festlegung einer Referenzentwicklung notwendig, die als Vergleichsentwicklung genutzt werden kann. Hierbei wird wie folgt vorgegangen (Abbildung 11-2): Für jede wasserstoffbasierte Technik wird eine entsprechende Substitutionstechnik angenommen, die im Sinne einer Business-as-Usual Entwicklung zu interpretieren ist. Als Referenzentwicklung wird im Sinne einer Storyline ein Business-as-Usual Szenario herangezogen, das am Forschungszentrum Jülich im Rahmen der Erstellung des nationalen Treibhausgasszenarios erstellt wurde und dort ebenfalls als Vergleichsmaßstab herangezogen wurde. Diese Referenzentwicklung steht für einen Transformationsprozess, mit dem die gesteckten Klimagasreduktionsziele über den Betrachtungszeitraum trotz zusätzlicher Maßnahmen verfehlt werden. Es wird angenommen, dass die Substitutionstechniken die gleichen Versorgungsaufgaben erfüllen müssen. So wird z. B. für die Referenzentwicklung angenommen, dass die gleiche Fahrleistung durch einen Mix von Benzin- und Dieselfahrzeugen erbracht werden und dementsprechend die gleiche Anzahl an Fahrzeugen

erforderlich ist. Im treibhausgasneutralen Szenario werden diese Fahrleistungen durch Brennstoffzellenfahrzeuge erbracht. Auch für die konventionellen Fahrzeuge sind entsprechende Investitionen zu tätigen, die gleichfalls Beschäftigungseffekte auslösen. Für die Ermittlung der Beschäftigungseffekte erfolgt analog zum obigen Vorgehen (Abbildung 11-1) eine Aufschlüsselung auf die branchenspezifischen volkswirtschaftlichen Sektoren. Für die Technikbereiche Elektrolyse, Pipelineneubau und -umwidmung werden keine Substitutionstechniken unterstellt, da eine großräumige Wasserstoffversorgung nicht Element der angenommenen Referenzentwicklung ist und demzufolge keine Ersatzinvestitionen notwendig sind. Ausgehend von dieser Annahme sind diese Investitionen als zusätzliche Investitionen zu verstehen. Eine weitere Technikategorie repräsentieren z. B. Industrieöfen zur Prozesswärmeerzeugung. Da auch in der Business-as-Usual Projektion die gleiche Prozesswärmenachfrage besteht, muss diese durch Industrieöfen mit konventioneller (fossiler) Feuerung erfolgen. Da sich beide Ofentechniken sowohl im Hinblick auf die Technik und auch Investitionen kaum voneinander unterscheiden, wird angenommen, dass die Beschäftigungseffekte sich ebenfalls nicht unterscheiden. Demzufolge sind für dieses Technikfeld im Saldo keine zusätzlichen Arbeitsplätze zu erwarten.

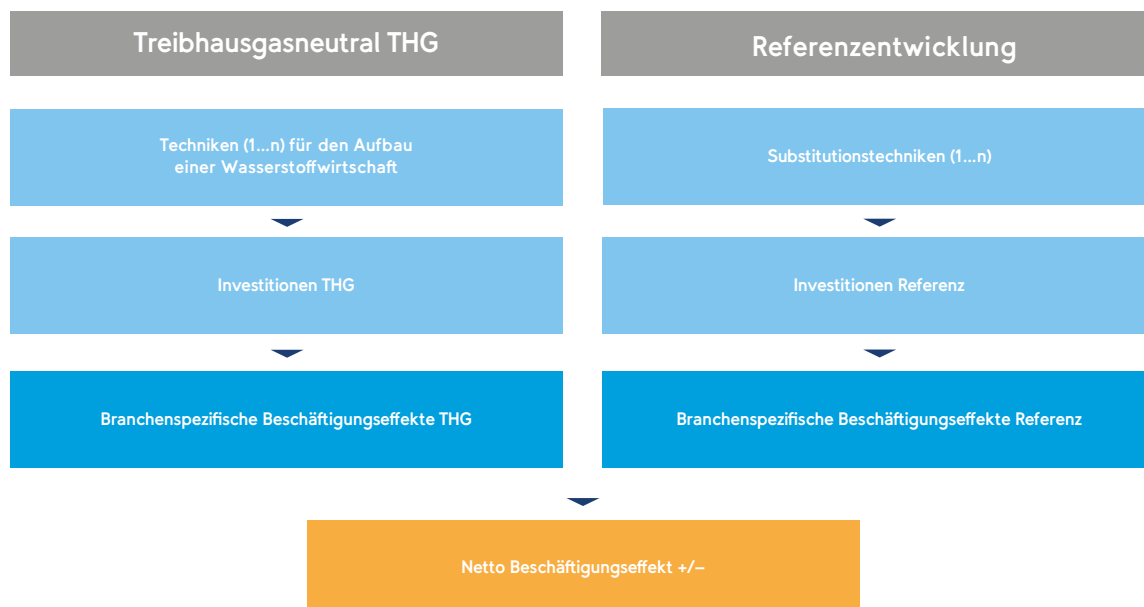


Abbildung 11-2: Prinzipielle Vorgehensweise zur Ermittlung zusätzlicher Beschäftigungseffekte

Aus den Beschäftigungseffekten beider Szenariolinien (Treibhausgasneutral vs. Referenz) errechnet sich im Saldo der Nettobeschäftigungseffekt für die jeweiligen Branchen.

Zur Einordnung der analysierten Beschäftigungseffekte ist Folgendes anzumerken: Es handelt sich lediglich um die Effekte, die durch den direkten Produktionswert ausgelöst werden. Indirekte sowie induzierte Effekte, die erfahrungsgemäß einen ebenfalls erheblichen Anteil zusätzlicher Beschäftigungen ausmachen (vgl.^[106]), sind nicht berücksichtigt worden. Gleiches gilt für Budget- und Außenhandelseffekte. Vor diesem Hintergrund ist die Anzahl der Arbeitsplätze als eher konservativ einzuordnen. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass lediglich die Beschäftigungseffekte abgeschätzt wurden, die durch den Aufbau einer Wasserstoffversorgung ausgelöst werden. Vorgelagerte Prozesse, wie z. B. die Errichtung neuer PV- und Windkraftanlagen zur Stromerzeugung sind bedingt durch den Studienfokus auf Wasserstoff in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt. Die berechneten Beschäftigungseffekte stellen daher nur einen Teil eines Gesamtbildes einer transformierten Energieversorgung da. Die Analysen zeigen, dass auch bei Annahme der unterstellten Referenzentwicklung als Vergleichsmaßstab ein zusätzlicher Beschäftigungseffekt erwartet werden kann. Die Zahl der zusätzlichen Arbeitsplätzen liegt bei etwa 1.800 und hier vornehmlich in den klassischen Wasserstofftechnikfeldern.

ANHANG C: ZUGRUNDE GELEGTE ANNAHMEN FÜR DIE TECHNOÖKONOMISCHE BEWERTUNG DER CHANCENMODELLE

Tabelle 11-2 Zugrunde gelegte Annahmen für die Chancenmodelle⁽¹⁰⁷⁾

SZENARIO	JUNI 2021	JUNI 2022
Strompreis [ct/kWh]	5,6	11,7
Dieselpreis [€/l]	1,09	1,76
H ₂ -Preis H2 MOBILITY [€/kg]	7,98	10,80
Annahme Verkauf THG-Quote [€/kg]	2 – 6	
STROMPREISBESTANDTEILE		
EEG-Umlage [ct/kWh]	6,5	3,72
Stromsteuer [ct/kWh]	2,05	
Mehrkosten nach dem KWK-Gesetz [ct/kWh]	0,378	
Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	0,419	
StromNEV [ct/kWh]	0,050	
Netzentgelt		
Konzessionsabgabe [ct/kWh]	0,11	
Netzentgelte [ct/kWh]	4,5	
FÖRDERUNGEN		
Fördersatz Elektrolyse (für KMU) [%]	45 (55)	
Fördersatz H ₂ -Tankstelle [%]	80	
Kalkulationszinsfuß [%]	5	
Abschreibungsdauer	15	

ANHANG D: ERGEBNISSE DER FORSA-BEFRAGUNG DER RHEINLAND-PFÄLZISCHEN BEVÖLKERUNG ZUR WASSERSTOFF-AKZEPTANZ

Informiertheit über Maßnahmen des Landes zur Förderung von Wasserstoff

Bei der Fragestellung wie gut sich die Befragten über Maßnahmen des Landes Rheinland-Pfalz zur Förderung von Wasserstoff in der Industrie, als Energieträger und in der Mobilität informiert fühlen, schätzen sich lediglich 3 % in beiden Erhebungen als sehr gut informiert ein. Rund ein Zehntel sieht sich als gut informiert. Mehr als drei Viertel der Befragten fühlen sich über die Maßnahmen des Landes Rheinland-Pfalz zur Wasserstoffförderung eher schlecht oder gar sehr schlecht informiert. Im Vergleich zur Vorbefragung hat sich an der Informiertheit der Bevölkerung von

Rheinland-Pfalz nichts verändert. In Abbildung 11-3 sind die detaillierten Ergebnisse der ersten und zweiten Erhebung dargestellt.

Die Antworten zeigen, dass das Land Rheinland-Pfalz sich auf dem Feld der Information stark verbessern kann. Ein erster Schritt dafür ist die vorliegende, öffentliche Wasserstoffstudie. Darauf aufbauend sollte eine Strategie erarbeitet werden, wie die Wirtschaft aber auch die Öffentlichkeit über die geplanten und bereits in die Wege geleiteten Maßnahmen informiert werden können, um Rheinland-Pfalz an der Wertschöpfung durch Wasserstoff teilhaben zu lassen.

Informiertheit über Maßnahmen des Landes zur Förderung von H₂*

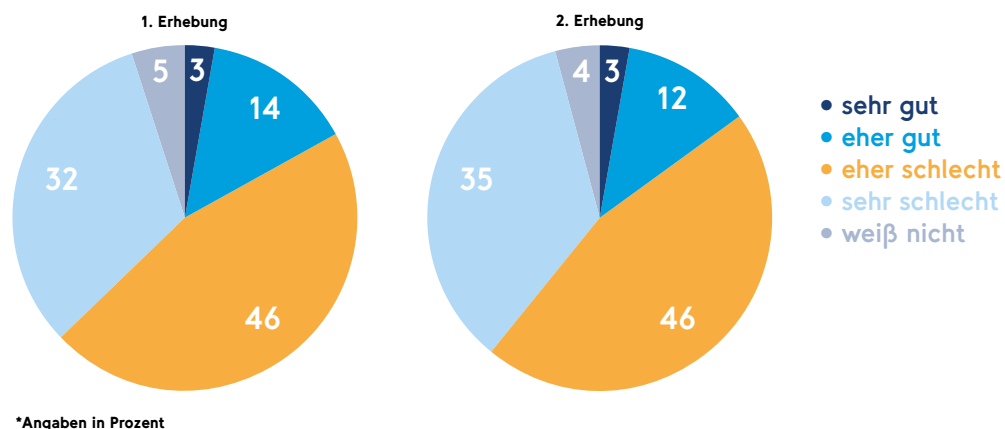


Abbildung 11-3: Informiertheit über Fördermaßnahmen

Einschätzung zur Sicherheit von Wasserstoff

Bei Betrachtung der Sicherheitsfrage von Wasserstoff bei Verwendung als Energieträger, zur Energiespeicherung oder als Industrierohstoff schätzt die Mehrheit der rheinland-pfälzischen Bevölkerung mit rund 60 % sowohl in der ersten als auch in der zweiten Erhebung Wasserstoff als sehr sicher oder eher sicher ein. Nur ca. jeder Siebte stellt in beiden Studien die Verwendung von Wasserstoff als eher unsicher dar. Mit 3 % und damit einen Prozentpunkt mehr als in der ersten Erhebung, vertritt die absolute Minderheit die Meinung, dass die Verwendung sehr unsicher sei. Erneut schätzen Männer sowie Befragte mit formal hoher Bildung die Verwendung von Wasserstoff besonders oft als (sehr) sicher ein.

Auffällig bei den Antworten zur Sicherheitsfrage ist der höchste Anteil an unsicheren Befragten unter allen Fragen, die sich keine Einordnung zutrauen. Zusammen mit dem Anteil derjenigen, die eine H₂-Verwendung als (eher) unsicher einstufen, macht dies in beiden Erhebungsrunden knapp 40 % aus, was zeigt, dass auch in diesem Bereich noch ein hoher Aufklärungsbedarf besteht. So zeigt bspw. eine Metaanalyse der National Highway Traffic Safety Administration der USA in einem Vergleich von H₂-Fahrzeugen zu konventionellen Fahrzeugen, dass H₂-Fahrzeuge nicht unsicherer sind, sondern im Gegensatz sogar bessere Sicherheitseigenschaften aufweisen^[102]. Das soll keineswegs bedeuten, dass Wasserstoff ungefährlich sei – es gibt viele Situationen, in denen Wasserstoff wie jeder andere Brennstoff oder Energiespeicher bei falscher Handhabung zu schweren Unfällen führen kann. Wasserstoff ist in Bezug auf seine Sicherheit per se jedoch nicht problematischer als andere Energieträger; wie bei anderen Kraftstoffen ist es vielmehr wichtig, die entsprechenden Regeln für den Umgang mit Wasserstoff zu kennen, um seine sichere Handhabung zu garantieren. Wie in den Handlungsempfehlungen noch weiter beschrieben wird, sollte der Themenaspekt Sicherheit in den schulischen Lehrplänen wie auch bei der Aus- und Weiterbildung behandelt werden.

In Abbildung 11-4 können die Ergebnisse in Bezug auf die Sicherheitsfrage genauer betrachtet werden. Im Vergleich zur Vorbefragung gibt es hier keine nennenswerten Veränderungen außerhalb der Fehlertoleranz.

Bedeutung von Wasserstoff für die wirtschaftliche Entwicklung

Etwa die Hälfte der Befragten ist in beiden Erhebungen der Meinung, dass Wasserstoff für die wirtschaftliche Entwicklung von Rheinland-Pfalz in den nächsten Jahren eine große oder sogar eine sehr große Rolle spielen wird. Rund 34 % gehen in der zweiten Erhebung davon aus, dass Wasserstoff keine oder eine weniger große Rolle spielen wird, was einem Rückgang von 5 Prozentpunkten im Vergleich zur ersten Studie entspricht. Somit wird die Bedeutung von Wasserstoff für die wirtschaftliche Entwicklung des Bundeslandes als etwas wichtiger eingeschätzt. Eine große Entwicklung durch die andauernde Diskussion über die zukünftige Erdgasversorgung ist jedoch nicht abzulesen. Circa jeder Achte konnte in beiden Erhebungen auf diese Frage keine Einschätzung abgeben. Abbildung 11-5 stellt die Ergebnisse der ersten und zweiten Erhebung grafisch dar.

Einschätzung zur Sicherheit von Wasserstoff

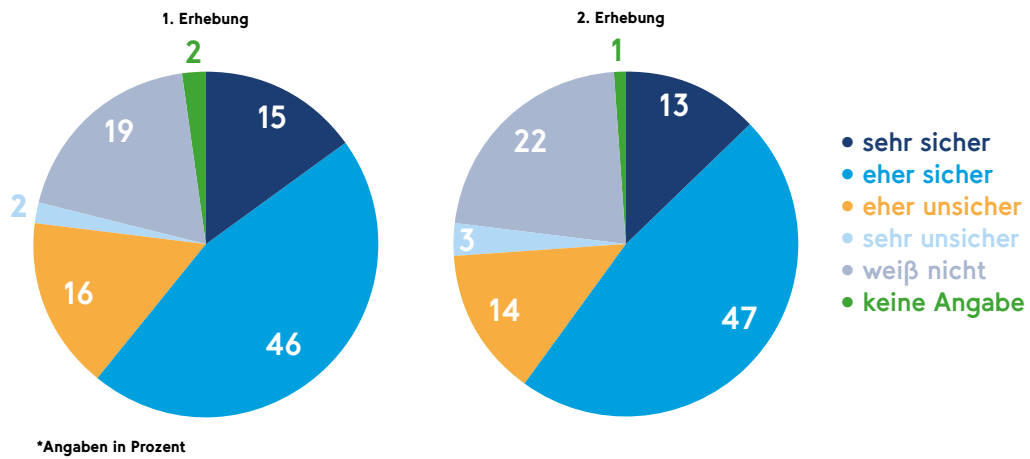


Abbildung 11-4: Einschätzung der Sicherheit von Wasserstoff

Bedeutung von Wasserstoff für die wirtschaftliche Entwicklung

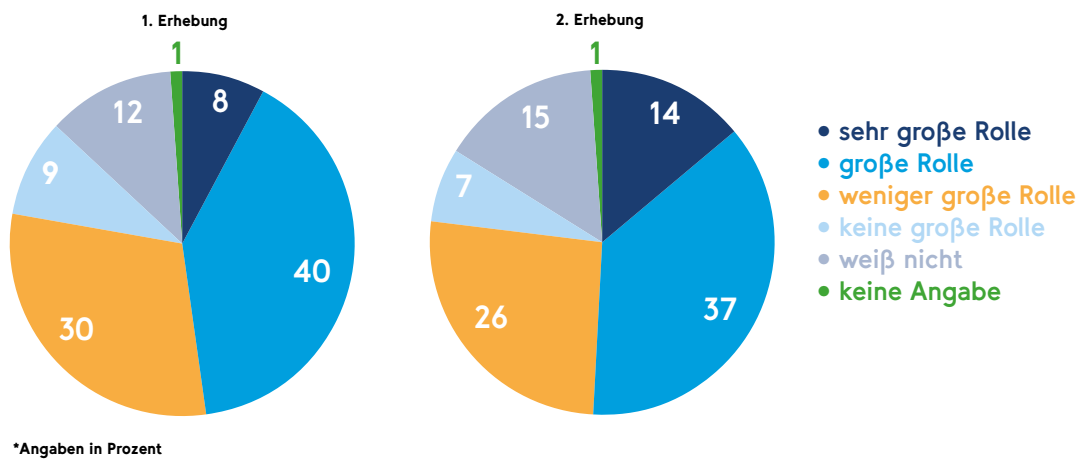


Abbildung 11-5: Wirtschaftliche Bedeutung von Wasserstoff für Rheinland-Pfalz

Stärkere Förderung der Wasserstoffnutzung – und Wirtschaft

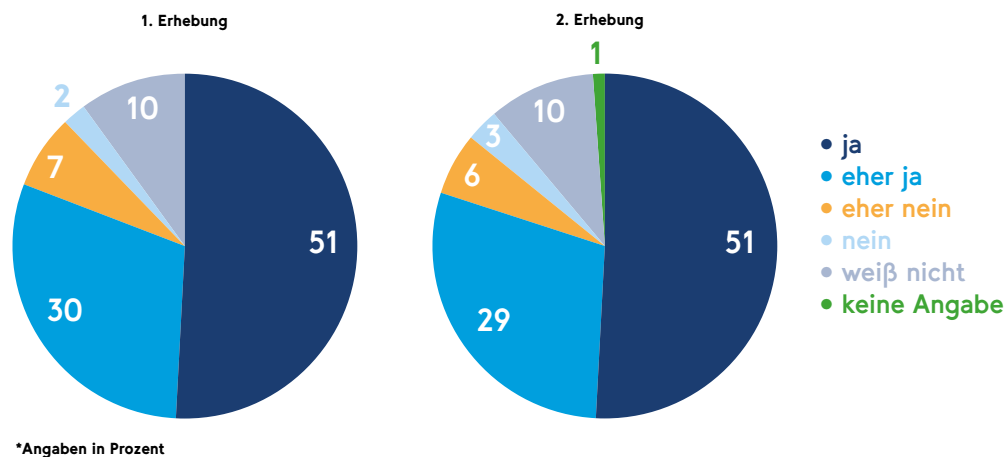


Abbildung 11-6: Vorantreiben der H₂-Nutzung

Stärkere Förderung der Wasserstoffnutzung und Wasserstoffwirtschaft

Auf die Fragestellung, ob das Land Rheinland-Pfalz die H₂-Nutzung sowie die Entwicklung der H₂-Wirtschaft stärker als bisher vorantreiben sollte, ist die überwältigende Mehrheit (ca. 80 %) der Befragten in beiden Erhebungen (eher) der Ansicht, dass dies notwendig sei. Sowohl in der ersten Studie als auch in der zweiten Studie sind nur rund 9 % der Befragten der Meinung, dass es (eher) nicht notwendig sei die H₂-Nutzung weiter als bisher voranzutreiben. In der zweiten Erhebung können 11 % – erneut deutlich häufiger Frauen (18 %) als Männer (4 %) – hierzu keine Einschätzung abgeben. Männer sind deutlich häufiger als Frauen uneingeschränkt der Meinung (62 % zu 39 % in beiden Erhebungen), dass das Land Rheinland-Pfalz die H₂-Nutzung sowie die Entwicklung der H₂-Wirtschaft stärker als bisher vorantreiben sollte.

Kauf eines privaten PKW mit Wasserstoffantrieb

Unter der Annahme, dass die Anschaffung und Nutzung eines mit Wasserstoff angetriebenen Fahrzeugs in etwa gleich teuer wie die eines Elektroautos oder einem mit Diesel oder Benzin betriebenen Fahrzeugs wären, würden 63 % der Befragten in der zweiten Erhebung einen PKW mit H₂-Antrieb kaufen (ja: 41 %, eher ja: 22 %). Diese recht hohen Werte spiegeln die Ergebnisse des Sicherheitsempfindens von Wasserstoff wider, die in etwa auch 60 % der Befragten positiv beantworteten. Im Vergleich zur ersten Befragung stellt dies jedoch einen Rückgang um 6 Prozentpunkte dar. Dementsprechend gaben 29 % der Befragten – und damit 5 Prozentpunkte mehr als in der vorigen Befragung – an, dass sie dies (eher) nicht tun würden (vgl. Abbildung 11-7). Dies stellt die deutlichste Meinungsverschiebung zwischen beiden Erhebungen dar und passt nicht zu den grundsätzlich positiven Antworten auf die vorangegangenen Fragen (vgl. Abbildung 9-1 und Abbildung 11-4). Eine mögliche Erklärung ist, dass die im Zeitraum zwischen den beiden Befragungen stark gestiegenen Kraftstoffpreise ein eigenes Auto insgesamt weniger attraktiv erscheinen lassen bzw. der Trend sich beim PKW daher noch stärker in Richtung Elektromobilität entwickelt.

Ein geringer Anteil der Befragten gab in beiden Studien an kein Auto zu fahren, keines kaufen zu wollen, bzw. konnte keine Einschätzung abgeben. Abbildung 11-8 veranschaulicht die Ergebnisse beider Studien.

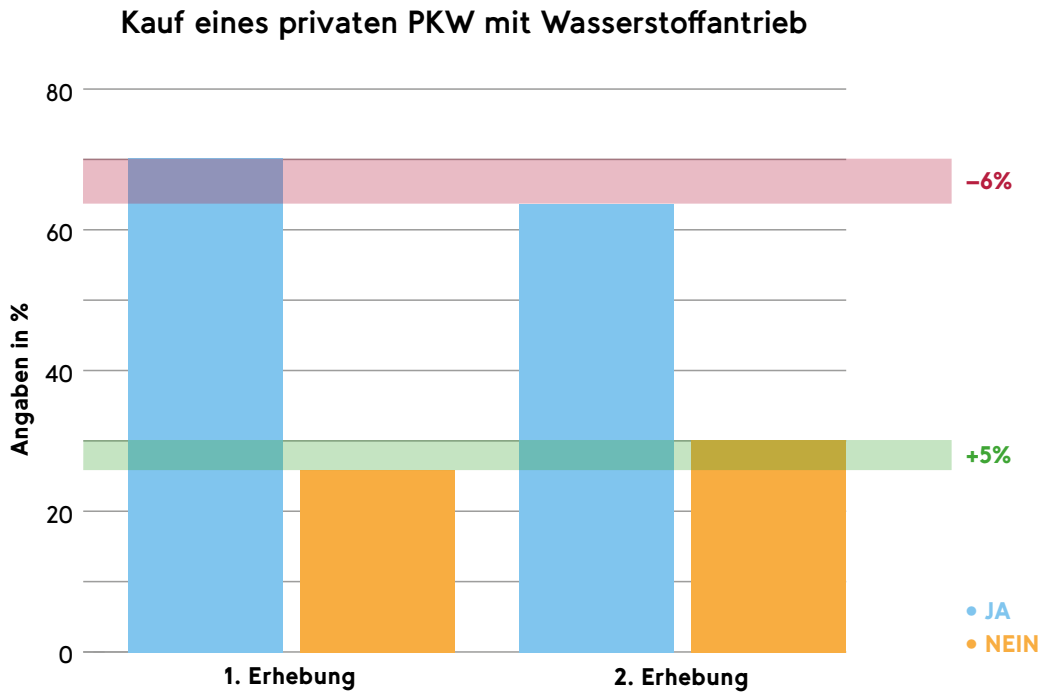


Abbildung 11-7: Meinungsentwicklung zwischen erster und zweiter Studie, Kfz-Kauf

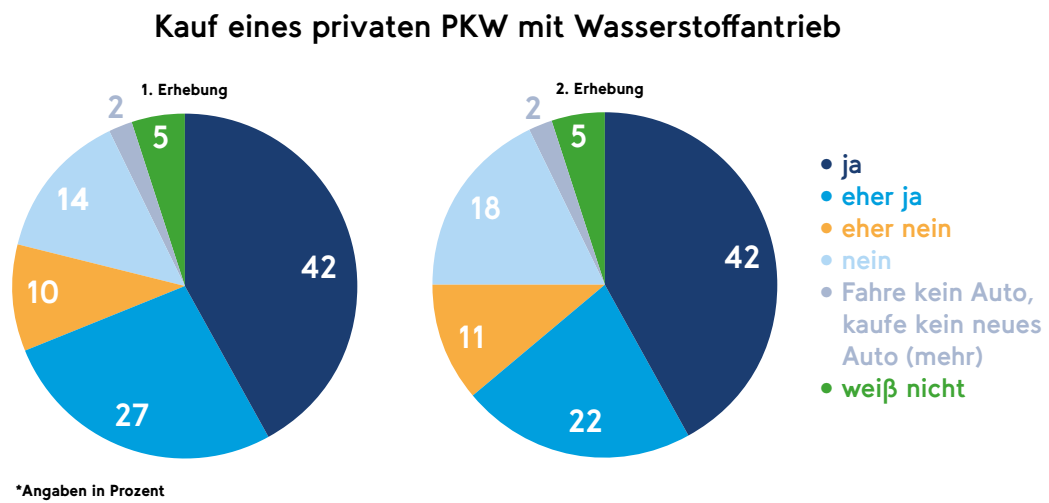


Abbildung 11-8: Kauf eines H₂-PKW

Einsatz von Wasserstoff zum Heizen

Zum Abschluss wurde mit der Abfrage der Bereitschaft, die eigene Wohnung bei vergleichbaren Kosten zu anderen Heizungstechnologien mit Wasserstoff zu beheizen, eine weitere Frage zur persönlichen Nutzungssituation gestellt. Rund zwei Drittel geben in beiden Studien an, ihre Wohnung mit Wasserstoff etwa über eine Brennstoffzelle oder H₂-Therme mit Wärme versorgen zu wollen. Ein Viertel der Befragten würde dies (eher) nicht tun. Männer würden ihre Wohnung/ihr Haus unter diesen Umständen deutlich häufiger mit Wasserstoff heizen als Frauen. Auch bei dieser Frage gibt es im Vergleich zur Vorbefragung keine nennenswerte Entwicklung außerhalb der Fehlertoleranz. Abbildung 11-9 zeigt das Meinungsbild der Befragten beider Erhebungen in Bezug auf den Einsatz von Wasserstoff als Heizungstechnologie.

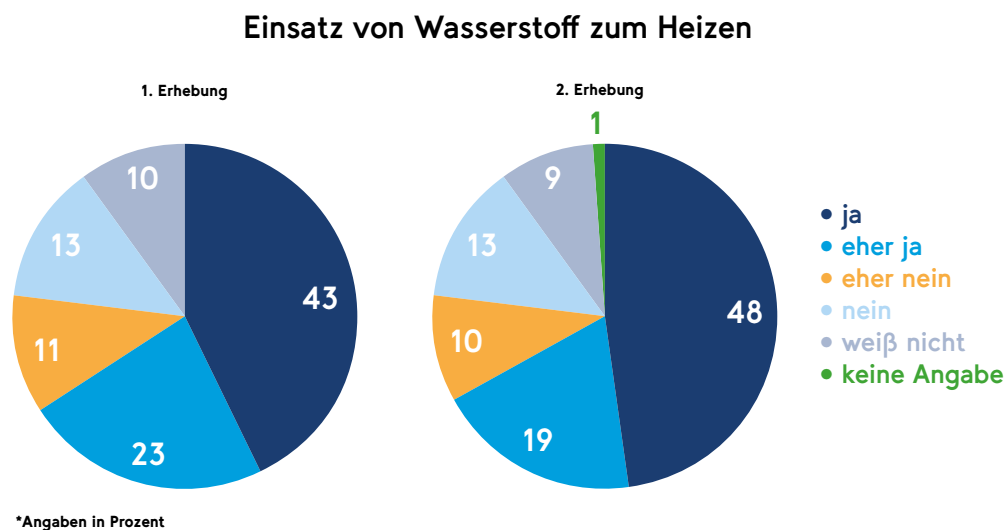


Abbildung 11-9: Einsatz von Wasserstoff zum Heizen

IMPRESSUM



umlaut energy GmbH
Am Kraftversorgungsturm 3
D-52070 Aachen

Kontakt

Dr. Martin Robinius
Martin.robinius@umlaut.com



Umwelt-Campus Birkenfeld
Hochschule Trier, Standort Birkenfeld
Campusallee
D-55768 Hoppstädten-Weiersbach

Kontakt

Prof. Dr. Gregor Hoogers
g.hoogers@umwelt-campus.de



Energy Transition Consulting GmbH
Sperberweg 2
D-52076 Aachen

Kontakt

Prof. Dr. Detlef Stolten
stolten@
energy-transition-consulting.de



EMCEL GmbH
Am Wassermann 28a
D-50829 Köln

Kontakt

Lena Maier
lena.maier@emcel.com



Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)
Forschungszentrum
D-52428 Jülich

Kontakt

Prof. Dr. Jochen Linßen
j.linssen@fz-juelich.de



Karpenstein Longo Nübel

**Karpenstein Longo Nübel
Rechtsanwälte Partnerschaft mbB**
Hauptstraße 27 A
D-35435 Wettenberg

Kontakt

Dr. Fabio Longo
longo@kln-anwaelte.de



BKE Consulting
Geschwister-Scholl-Str. 4
D-68723 Oftersheim

Kontakt

Bernd Kappenstein
b.kappenstein@bke-consulting.de

Autoren

Martin Robinius (Projektleitung, umlaut)
Detlef Stolten (ETC)
Jochen Linßen (FZJ IEK-3)
Gregor Hoogers (UCB)
Lena Maier (EMCEL)
Fabio Longo (KLN)
Bernd Kappenstein (BKE)
Jonas Loeff (umlaut)
Theresa Groß (FZJ IEK-3)
Johannes Kuhn (EMCEL)
Simon Andres (umlaut)

Gestaltung

geno kom Werbeagentur GmbH

Bitte zitieren als
Robinius et al. (umlaut, 2022): Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz.



Rheinland-Pfalz

MINISTERIUM FÜR
KLIMASCHUTZ, UMWELT,
ENERGIE UND MOBILITÄT

Im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt,
Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz – MKUEM