

HyExperts Region AachenPLUS

Wasserstoffstudie für die Modellregion AachenPLUS

HyExperts

Region AachenPLUS

Gemeinsam:
Grenzen überwinden,
Strukturen wandeln,
Wissen schaffen.



HyExperts Region AachenPLUS Wasserstoffstudie für die Modellregion AachenPLUS

Auftraggeber:

Kreis Düren stellvertretend für die Region **AachenPLUS** (StädteRegion Aachen, Stadt Aachen, Kreis Düren, Kreis Heinsberg, Kreis Euskirchen, Kolpingstadt Kerpen)

Erstellt durch:

umlaut Part of Accenture
Am Kraftversorgungsturm 3
52070 Aachen

BBH Consulting AG
Agrippinawerft 26-30
50678 Köln

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Autoren:

Dr. Martin Robinius, Patrick Wienert, Dr. Florian Nigbur, Dr. Simon Andres, Jonas Bonnet, Till Gerstein, Vincent Güttler, Dominic Nailis, Nikolas Beneke, Luisa Kamp, Thomas Hauler, Ole Krause, Sylvia Kalwa, Josef Riedl

Lektorat:

Dr. Kerstin Burmeister, Aachen

Die Entwicklung der Region AachenPLUS als Wasserstoffregion wird im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) mit insgesamt 400.000 Euro durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:







Inhaltsverzeichnis

1. Kurzfassung	1
2. Einleitung	7
3. Erzeugungspfade und -strukturen	9
3.1. Daten zu EE-Potenzialen in der Region AachenPLUS	11
3.2. Daten zum EE-Ausbau in der Region AachenPLUS	13
3.3. Regionaler EE-Strom und grüner Wasserstoff	18
3.3.1. Einschränkungen aus Sicht der Elektrolyse	18
3.3.2. Potenziale grünen Wasserstoffs aus EE-Strom in der Region AachenPLUS	20
3.4. Importmöglichkeiten für EE-Strom	21
4. Transmission und Distribution	22
4.1. Technologiesteckbriefe der Transport- und Speicherinfrastruktur	23
4.2. Wasserstoff aus dem H ₂ -Backbone: Zukunftsvisionen	25
4.3. Status quo: H ₂ -Pipelineinfrastruktur in der Region AachenPLUS	28
4.4. Technologiebausteine der H ₂ -Versorgungspfade	31
4.5. Ergebnisse der Distributionsoptionen	32
5. Nutzung im Verkehr und in weiteren Bereichen	36
5.1. Mobilität und Verkehr	36
5.1.1. Ist-Analyse	37
5.1.2. Analyse der Fahrzeugentwicklung	39
5.1.3. Analyse einzelner Streckenabschnitte	41
5.1.4. Synthese und Handlungsempfehlungen	41
5.2. Industrie	45
5.2.1. H ₂ -Potenziale für Prozesswärme	46
5.2.2. H ₂ -Potenziale für Raumwärme und Warmwasser	49
5.2.3. H ₂ -Potenziale für die stoffliche Nutzung	51
5.2.4. Deep Dive: Techno-ökonomische Analyse der Eignung von Wasserstoff in der Glasindustrie	52

5.3.	Gebäude	60
5.3.1.	Wasserstoff in Szenarien der Energiewirtschaft	61
5.3.2.	Verteilinfrastrukturen als Voraussetzung für Wasserstoff in Gebäuden	61
5.3.3.	Gebäude und Geräte	62
5.4.	Forschung, Entwicklung und Implementierung	64
5.4.1.	Definition und Abgrenzung der Akteure zu Projekten in der Region	65
5.4.2.	Analyse der Akteure und Projekte in der Region	66
6.	Well-to-Wheel-Analyse und Total Cost of Ownership	71
6.1.	Vorgehen bei der Technologieauswahl	72
6.2.	Methode der Well-to-Wheel-Analyse	73
6.3.	Annahmen der Well-to-Wheel-Analyse	74
6.4.	Ergebnisse der Well-to-Wheel-Analyse	76
6.4.1.	Energieverbrauch	76
6.4.2.	THG-Emissionen	77
6.5.	Methode der TCO-Analyse	81
6.5.1.	Technologiepfad „FCEV-Bus ländlicher Raum“	82
6.5.2.	Technologiepfad „BEV-Bus städtischer Raum“	86
6.5.3.	Technologiepfad „FCEV-Zug“	90
6.6.	Vergleich der Mobilitätstechnologiepfade	93
7.	Strategie mit Roadmap	96
7.1.	Unsere Vision	96
7.2.	Zukünftige Zusammenarbeit	97
7.3.	Grenzüberwindende Aktivitäten	99
7.4.	Erzeugungspfade und -strukturen	101
7.5.	Transmission und Distribution	104
7.6.	Mobilität und Verkehr	108
7.7.	Industrie	111
7.8.	Gebäude	115
7.9.	Forschung, Entwicklung und Implementierung	116

Anhang	120
I. Wissensplattform und Kompetenzatlas	121
Ziel der Wissensplattform	122
Auswahl einer geeigneten Plattform	123
Überblick über existierende Plattformen	123
Konzept der Wissensplattform	126
Statische Landingpage auf Hydrogen Hub Aachen	127
Digitalplattform Hyperegio DIP	131
Konzept des Kompetenzatlas	132
Umsetzung der Wissensplattform und des Kompetenzatlas	133
II. Tabellen zu Kapitel 5.2	134
III. Abbildungsverzeichnis	135
IV. Tabellenverzeichnis	138
V. Abkürzungsverzeichnis	139
VI. Literaturverzeichnis	141

1. Kurzfassung

Die integrierte H₂-Strategie für die Region AachenPLUS: Ein sektorübergreifender Aktionsplan

Im vorliegenden Bericht wird die gemeinsame Strategie für die nachhaltige und zukunfts-sichere Energieversorgung der Region AachenPLUS erarbeitet und vorgestellt. Betrachtet werden die Kreise Düren, Euskirchen, Heinsberg, die Kolpingstadt Kerpen und die Städte-Region Aachen sowie die Stadt Aachen. Für die ganzheitliche Strategieentwicklung werden die Sektoren Erzeugungspfade und -strukturen, Transmission und Distribution sowie die H₂-Nutzung in Mobilität und Verkehr, in der Industrie, im Gebäudesektor und in der Forschung, Entwicklung und Implementierung detailliert analysiert. Zudem wird eine Well-to-Wheel-Analyse¹ erstellt, eine Total-Cost-of-Ownership-Berechnung² durchgeführt und eine Wissens- und Vernetzungsplattform samt lokalem Kompetenzatlas konzipiert und vorgestellt. Die Erkenntnisse aus diesen Untersuchungen fließen in die mit den Akteurinnen und Akteuren der Region entwickelte gemeinsame Strategie ein und bilden das Fundament für die H₂-Roadmap. Über die regionalen Analyseergebnisse und die entwickelte Strategie einschließlich Roadmap hinaus liefert der vorliegende Bericht einen methodischen Werkzeugkasten, den auch andere Regionen anwenden können.

Hintergrund und Motivation

Um eine nachhaltige Energiewende sicherzustellen, die Abkehr von fossilen Energieträgern zu fördern und zugleich die Abhängigkeit von anderen Staaten zu mindern, ist ein tiefgreifender Strukturwandel der europäischen sowie deutschen Energiepolitik erforderlich. Die Region AachenPLUS ist durch den Kohleausstieg besonders stark betroffen und durchläuft einen rasanten Transformationsprozess. Es gilt, die Energiewende so zu gestalten, dass die Wertschöpfung in der Region gehalten und gesteigert wird. Dabei wird grüner Wasserstoff sektorübergreifend eine entscheidende Rolle für die klimaneutrale und gesicherte Energieversorgung spielen. Vor diesem Hintergrund organisiert sich die H₂-Region AachenPLUS, um gemeinsam entsprechend ihres Slogans Grenzen zu überwinden, Strukturen zu wandeln und Wissen zu schaffen.

Zielerreichung

In enger Abstimmung mit allen beteiligten Akteurinnen und Akteuren werden für die aufgeführten Elemente der H₂-Wertschöpfungskette feingranulare Untersuchungen durchgeführt und zahlreiche definierte Maßnahmen sowie Meilensteine formuliert. Dies bildet die Grundlage zur Erreichung der ambitionierten Ziele der Bundesregierung. Einige übergeordnete Maßnahmen und Meilensteine sind nachste-

¹ Analysemethode zur Untersuchung der gesamten energetischen Wirkungskette für die Mobilität, von der Gewinnung bis zum Verbrauch („vom Bohrloch bis zum Rad“).

² Abrechnungsverfahren zur Bestimmung sämtlicher Kostentreiber von Investitionsgütern. Betrachtung von Anschaffungs- sowie laufenden Kosten.

hend in Abbildung 1 und Abbildung 2 als Gesamt-Roadmap dargestellt. Für eine detaillierte Liste an Maßnahmen und Meilensteinen wird auf die einzelnen Sektoren-Roadmaps im Kapitel 7 verwiesen.

Resümee

An dieser Stelle werden die Kernaussagen und Ergebnisse aus den einzelnen Untersuchungsschwerpunkten zusammengefasst.

Erzeugungspfade und -strukturen

Der beschleunigte Ausbau von regionalen Wind- und Photovoltaik-Erzeugungskapazitäten hat für eine erfolgreiche Energiewende zentrale Bedeutung, wobei die hierfür erforderliche Flächenverfügbarkeit den Ausbau in der Region AachenPLUS limitiert. Folglich steht die Direktelektrifizierung in Konkurrenz zur stromintensiven Elektrolyse. Da der prognostizierte H₂-Bedarf der Region nicht vollständig durch eigene Wasserstoffherzeugung gedeckt werden kann, ist ein H₂-Import in die Region erforderlich. Daher ist eine Anbindung an das europäische H₂-Netz zu forcieren.

Transmission und Distribution

Kurz bis mittelfristig wird die H₂-Versorgung der Region AachenPLUS durch dezentrale Erzeugung und die Verteilung über Inselnetze und Trailer erfolgen. Langfristig wird die Region AachenPLUS auf mehreren Wegen an das europäische H₂-Netz angebunden: Zu nennen sind unter anderem der H₂-Pipelineneubau vom Grenzübergangspunkt Eynatten (BE) nach Porz. Des Weiteren wird die Anbindung durch die Umstellung eines Teilstrangs einer bereits vorhandenen Erdgasleitung zwischen Weisweiler und Düren sowie gegebenenfalls durch eine Umstellung einer Anbindungsleitung von Dü-

ren an das Netz der Nordrheinischen Erdgas-transportleitungsgesellschaft (noch in Prüfung) sichergestellt. Dies gewährleistet langfristig die Verfügbarkeit von Wasserstoff in Teilen der Region. Zudem erreichen bereits heute verschiedene H₂-Transportoptionen Technologiereife, zum Beispiel Druckspeicher, Trailer oder Pipelines. Ausgehend von dezentralen H₂-Elektrolyseanlagen und bi- und multilateralen Versorgungsoptionen sind für den weiteren H₂-Hochlauf die Errichtung von H₂-Distributionshubs unter Einbezug sämtlicher marktreifer Transportoptionen rechtzeitig zu planen und zu implementieren. Langfristig kann eine Preiskonkurrenz zwischen importiertem und lokal produziertem Wasserstoff entstehen. Passende Geschäftsmodelle gewährleisten eine Konkurrenzfähigkeit von H₂-Erzeugern auch nach dem Anschluss der Region AachenPLUS an den europäischen H₂-Backbone.

Nutzung in Mobilität und Verkehr

Vor allem im ÖPNV und im Schwerlastverkehr liegen hohe Potenziale für den Einsatz von H₂-Technologien. Aufgrund des Knotenpunktes der Hauptverkehrsadern (Autobahnen A4, A61 und A44) ist zudem mit hohem Durchgangsverkehr und daraus resultierenden H₂-Bedarfen zu rechnen. Bis zum Jahr 2025 existieren in der Region AachenPLUS bereits vier H₂-Tankstellen. Für die erwartete Intensivierung der H₂-Mobilität ist der weitere strategische Ausbau der Tankstelleninfrastruktur notwendig, er wird entsprechend in Kapitel 5.1 hergeleitet und skizziert. Demnach ist im Jahr 2035 mit 13 H₂-Tankstellen ein Wasserstoffbedarf von 4.376 t/a für die Nutzung in Mobilität und Verkehr zu decken.

Nutzung in der Industrie

In der Industrie ist sich zwecks ihrer Defossilisierung besonders auf energieintensive Unternehmen zu fokussieren. Als regionale Schlüsselbranchen wurden die Glas- und Papierindustrie sowie die Metallverarbeitung identifiziert. Für den Einsatz von Wasserstoff kommen vor allem die Hochtemperaturprozesse in Betracht. Da die Temperaturniveaus in der Papierindustrie unter 500 °C liegen, könnte hier eine Direktelektrifizierung zur Defossilisierung beitragen, beim aktuellen Stand ist es jedoch unsicher, wie hoch der tatsächliche Elektrifizierungsgrad ausfallen kann. Hierzu bedarf es der Einzelfallprüfung. In der Glas- und Metallverarbeitung sind Temperaturbereiche weit über 1.000 °C erforderlich. Daher ist eine Direktelektrifizierung technisch nicht umsetzbar oder wirtschaftlich nicht rentabel. Diese beiden Branchen sind prädestiniert für den H₂-Einsatz, wobei Saint-Gobain mit zwei Produktionsstandorten in der HyExperts Region Aachen-PLUS besonders hohe Energiebedarfe aufweist. Für das Stützjahr 2025 wird für die Bereitstellung von Prozesswärme der drei genannten Schlüsselbranchen zusammen ein zu substituierender Energiebedarf von 617 GWh/a prognostiziert. Dieser steigt bis zum Jahr 2030 auf 1.534 GWh/a. Für das Stützjahr 2035 werden 2.460 GWh/a errechnet. Des Weiteren wird herausgestellt, dass die Bereitstellung von Raumwärme via Wasserstoff lediglich unter Auftreten von Synergieeffekten eine sinnvolle Option darstellt, was auf den jeweiligen Einzelfallentscheidungen beruht. Für den stofflichen Einsatz von Wasserstoff wird in der Region AachenPLUS ein vergleichsweise geringer Bedarf ermittelt. Unternehmen müssen für sich Energiebedarfsprognosen erstellen und im Einzelfall über die Energieträger entscheiden.

Nutzung im Gebäudesektor

Unter bestimmten Voraussetzungen eignet sich Wasserstoff im Gebäudesektor, beispielsweise bei Quartierslösungen oder schwer zu dämmenden denkmalgeschützten Gebäuden. Zwar ist die Verwendung technisch möglich, jedoch stehen H₂-Heiztechnologien oft in Konkurrenz zu Technologien wie Wärmepumpen oder Fernwärme. Das derzeit noch in der Diskussion befindliche Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird die Verwendung von H₂-Technologien im Gebäudebereich stark beeinflussen. Die H₂-Nutzung in diesem Sektor erfordert Einzelfallentscheidungen, da eine flächendeckende Bereitstellung von Gebäudewärme durch Wasserstoff nicht zu erwarten ist. Demonstrationsprojekte mit besonders guter Eignung für die H₂-Nutzung stellen eine sinnvolle Möglichkeit dar, erste Betriebserfahrungen zu gewinnen.

Nutzung in Forschung, Entwicklung und Implementierung

Die Region AachenPLUS zeichnet sich durch eine hohe Dichte an Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen aus. Anzuführen sind unter anderem die RWTH Aachen University, die FH Aachen, das Forschungszentrum Jülich oder das Helmholtz-Cluster HC-H2. Beim Aufbau einer lokalen H₂-Wirtschaft empfiehlt es sich, verstärkt Synergien zwischen den zahlreichen Forschungseinrichtungen und den umliegenden Technologieunternehmen zu nutzen.

Well-to-Wheel-Analyse und TCO-Berechnung

Es stehen verschiedene Technologien zur Defossilisierung des Mobilitätssektors zur Verfügung. Im Fokus liegen batterieelektrisch und per Brennstoffzellen angetriebene Fahrzeuge. Die Methoden der Well-to-Wheel-Analyse und der TCO-Berechnung werden in Kapitel 6 angewandt. Bei der Defossilisierung des Verkehrs werden sowohl batterieelektrische Fahrzeuge als auch Brennstoffzellenfahrzeuge eine Rolle spielen. Die Kostenunterschiede zwischen Bussen mit diesen beiden Antriebstechnologien fallen gering aus. Die Auswahl der für die jeweilige Fahrzeugflotte optimalen Antriebstechnologie bleibt immer eine Einzelfallentscheidung des Flottenbetreibers. Sie fußt auf individuellen Faktoren, beispielsweise Strombeschaffungsoptionen, der Nähe zur Betankungsinfrastruktur oder durch die Routen bedingte Anforderungen. Brennstoffzellenbetriebene Züge stellen die kostengünstigere Option der Personenbeförderung dar. Diese bieten insbesondere für nicht-elektrifizierbare Bahnstrecken eine gute Möglichkeit zur Defossilisierung.

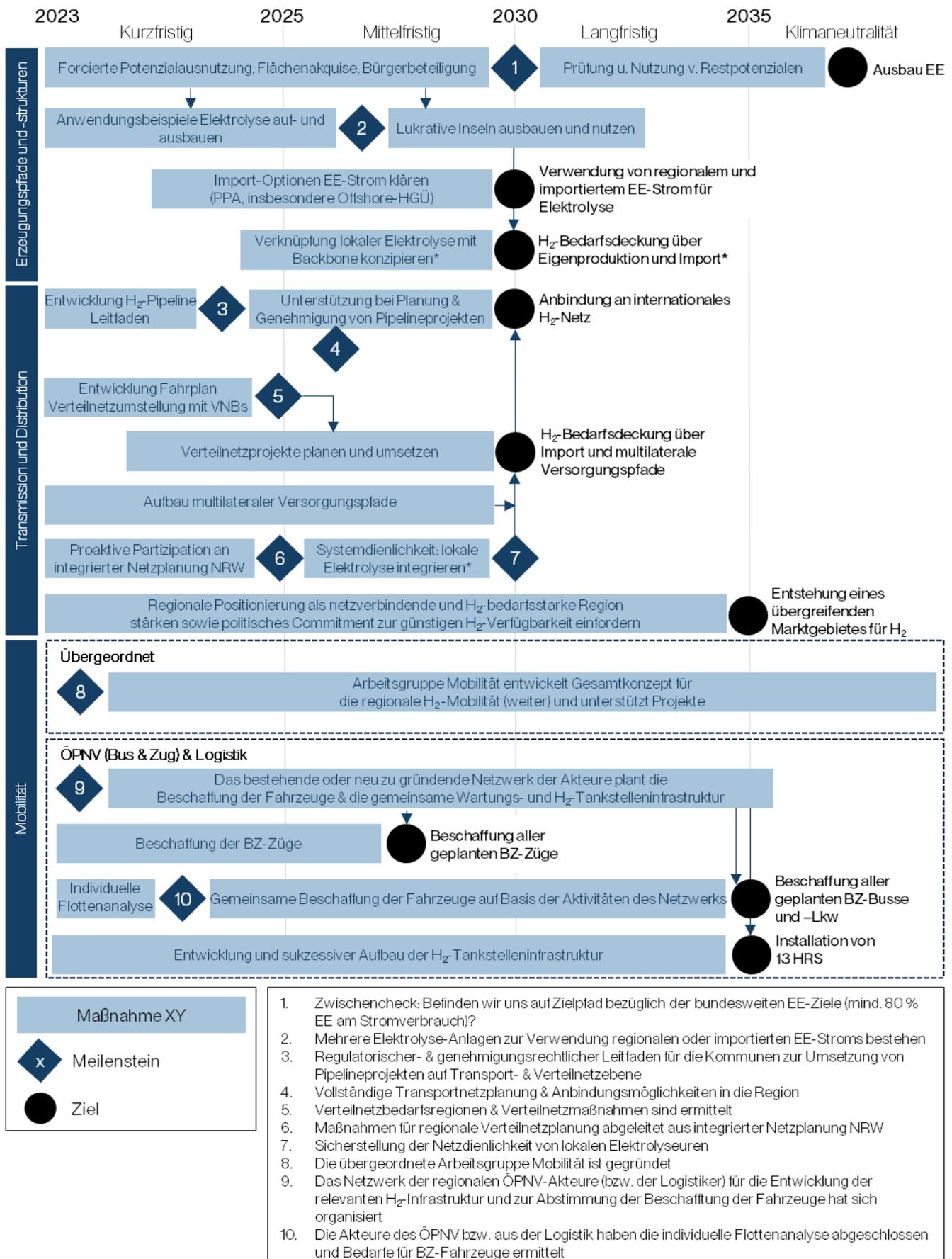
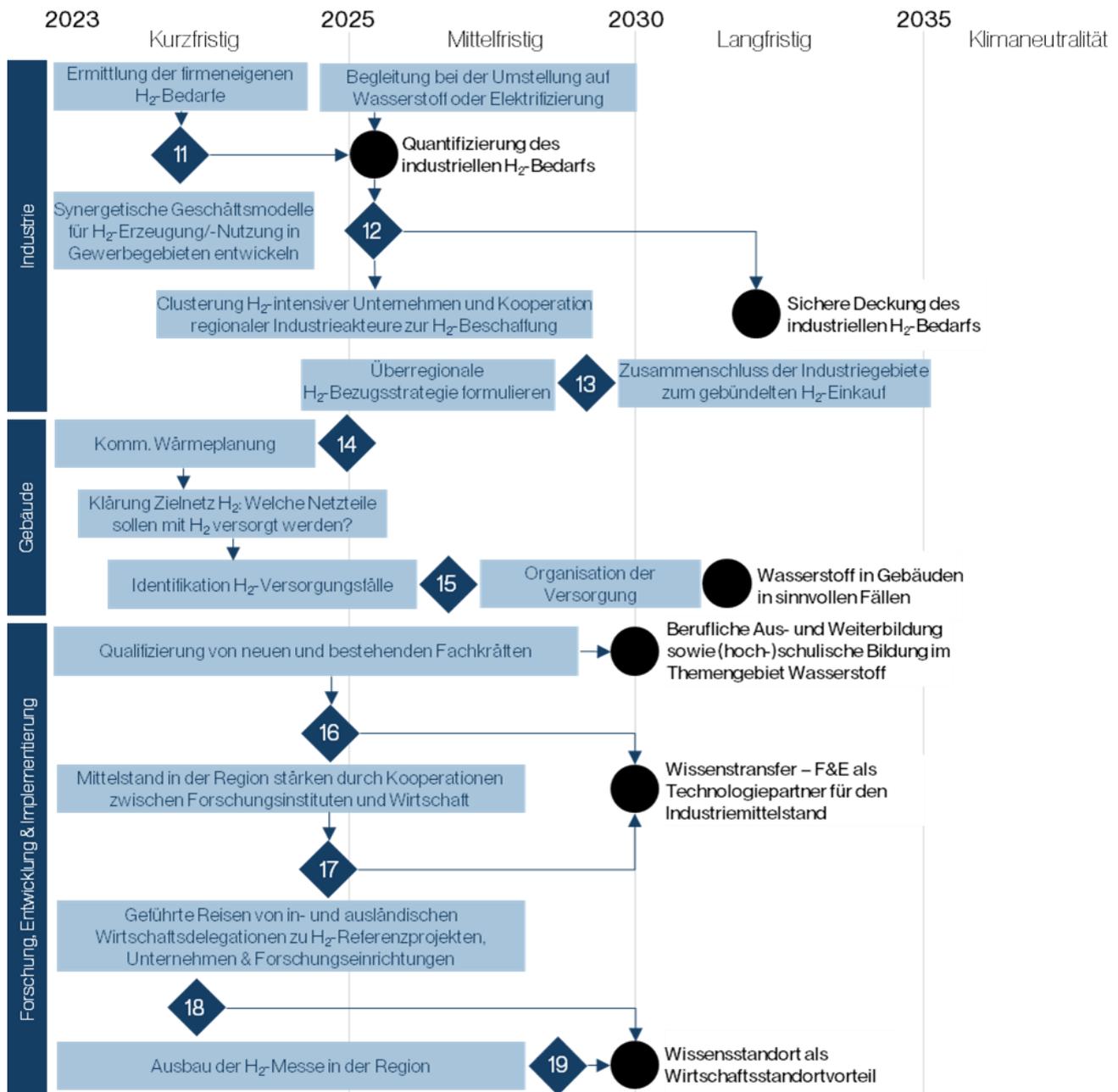


Abbildung 1: Gesamt-Roadmap Teil 1



- | | |
|-------------|-------------|
| Maßnahme XY | |
| | Meilenstein |
| | Ziel |
11. Entscheidung über zukünftigen Energieträger & Energiebedarfsprognose
 12. Gewerbe- & Industriegebiete, in denen die H₂-Versorgung gesichert ist, etwa über eigene Elektrolyseprojekte bzw. Gebiete oder langfristig aufgrund der Nähe zum H₂-Backbone, sind bekannt
 13. Gemeinsame Bezugsstrategie zur überregionalen H₂-Beschaffung wurde entwickelt
 14. Vorliegen der kommunalen Wärmeplanung in der Region AachenPLUS, idealerweise abgestimmt
 15. H₂-Versorgungsställe (vorläufig) identifiziert
 16. Die ersten neuen Berufsbildungszentren und spez. Berufsschullehrgänge im Themengebiet Wasserstoff wurden initiiert
 17. Mehrere neue anwendungsorientierte Umsetzungsprojekte wurden unter Beteiligung von Forschung und regionalen Unternehmen gestartet
 18. Erste inländische Wirtschaftsdelegation wurde durch die Region geführt und der Besuch einer Wirtschaftsdelegation aus der südkoreanischen Partnerstadt Ansan vorbereitet
 19. Verdopplung der Ausstellerzahl auf auf mindestens 100

Abbildung 2: Gesamt-Roadmap Teil 2

2. Einleitung

Unsere Motivation

Der menschengemachte Klimawandel erfordert einen disruptiven Strukturwandel in der globalen Energieversorgung. Zusätzlich zeigt der Angriffskrieg Russlands, dass eine rasche Abkehr von fossilen Energieträgern dringend erforderlich ist; ebenso zeigt er die hohe Bedeutung einer unabhängigen und klimaverträglichen Energieversorgung Europas. Die Region AachenPLUS ist in besonderem Maße vom Kohleausstieg betroffen. Dies resultiert in der Aufgabe, die Energiewende klimafreundlich, nachhaltig und versorgungssicher zu gestalten sowie gleichzeitig die Wertschöpfung in der Region zu halten und zu steigern.

Im Zuge der langfristigen Energiewende setzt die Regierung der Bundesrepublik Deutschland auf grünen Wasserstoff [1]. Als "grün" bezeichnet man grundsätzlich den Wasserstoff, für dessen Produktion erneuerbarer Strom verwendet worden ist. In der Europäischen Union (EU) werden darüber hinaus in den Renewable Energy Directives (RED II) und den dazugehörigen Delegated Acts (DAs) weitere Voraussetzungen definiert, beispielsweise die zeitliche und geografische Korrelation zwischen H₂-Produktion und erneuerbarer Stromproduktion [2]. Die ambitionierten Ziele der EU zur Eindämmung der Klimaerwärmung und Erreichung der Klimaneutralität [2] stellen Mitgliedsstaaten, Bundesländer und deren Kommunen vor eine enorme Herausforderung: Die Bewältigung einer versorgungssicheren, wirtschaftlichen und ökologischen Transformation hin zu einer umweltfreundlichen Energieversorgung. Einen Baustein für den erfolgrei-

chen Strukturwandel bildet die Entwicklung einer holistischen H₂-Strategie. Hierbei nimmt grüner Wasserstoff eine zentrale Schlüssel-funktion als nachhaltiger Energieträger der Zukunft ein.

Unsere Partner

Das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) fördert im Rahmen des Programms „HyLand - Wasserstoffregionen in Deutschland“ die Initiierung, Planung und Umsetzung von Konzepten mit H₂-Bezug. Der Wettbewerb beabsichtigt, Akteure in allen Regionen Deutschlands zu entsprechenden Konzepten zu motivieren [3]. HyExperts-Regionen sind demnach bereits mit dem H₂-Thema vertraut und verfügen über Akteure und Netzwerke, sodass Projektideen konkretisiert und so weit ausgebaut werden, dass eine praktische Umsetzung ermöglicht wird [4].

Die Region AachenPLUS ist eine der im HyLand-Programm geförderten Regionen. Der Regionenverbund setzt sich zusammen aus der StädteRegion Aachen samt der Stadt Aachen, den Kreisen Düren, Euskirchen und Heinsberg sowie der Kolpingstadt Kerpen. Die Region beheimatet auf einer Gesamtfläche von 3.800 km² etwa 1,58 Mio. Menschen und zeichnet sich durch ihre besondere geografische Lage im Zentrum Europas und im Dreiländereck aus Belgien, Deutschland und den Niederlanden aus [4]. Sie ist nicht nur ein wirtschaftsstarker und attraktiver Standort für die Industrie, sondern auch ein Ballungsraum von Institutionen aus Forschung und Wissenschaft. Zusätzlich liegt in der direkten Nähe zum geplanten län-

derübergreifenden H₂-Pipelinennetz, dem sogenannten European Hydrogen Backbone (EHB), ein zukunftsweisender Standortvorteil.



Abbildung 3: Karte der HyExperts Region AachenPLUS

Um eine erfolgreiche Positionierung als H₂-Modellregion und den Markthochlauf von Wasserstoff voranzutreiben sowie eine breite Nutzung von H₂-Technologien - insbesondere in den Sektoren Mobilität und Transport, Industrie, Gebäude sowie Forschung, Entwicklung und Implementierung - zu forcieren, wurde die gemeinsame Initiative „Hydrogen Hub Aachen“ angestoßen [5].

Unser Vorgehen

Die Region AachenPLUS verfolgt mit dieser Studie das Ziel, eine umfassende regionale H₂-Strategie inklusive Roadmap zu entwickeln und damit den Grundstein für die Standorterhaltung und eine sichere sowie nachhaltige Zukunft zu legen. Dies erfordert, die Beschaffung und Erzeugung sowie die Verteilung und Nutzung von Energie auf grünen Wasserstoff umzustellen und dabei Landkreise und Akteure aus den Sektoren Mobilität, Industrie, Gebäude und Forschung von Beginn an miteinzubeziehen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Inhalte erarbeitet, welche im Anschluss als Grundlage für die Entwicklung der regionalen H₂-Strategie dienen. Dazu werden die Sektoren [Erzeugungspfade und -strukturen](#), [Transmission und Distribution](#), [Mobilität und Verkehr](#), [Industrie](#), [Gebäude](#) sowie [Forschung, Entwicklung und Implementierung](#) analysiert. Zur Konkretisierung werden zudem in Kapitel 6 eine [Well-to-Wheel-Analyse](#) sowie eine [Total-Cost-of-Ownership-Berechnung](#) für verschiedene Mobilitätspfade und -szenarien durchgeführt. Auf dieser Methodik aufbauend erfolgt die Beschreibung der [sektoralen Strategien und Roadmaps](#) samt Formulierung der [Vision](#). Des Weiteren wird zwecks zukünftiger Zusammenarbeit eine Wissensplattform inklusive Kompetenzatlas konzipiert. Die Beschreibung befindet sich im Anhang I.

3. Erzeugungspfade und -strukturen

Ausgangspunkt für die Analyse der in der Region AachenPLUS möglichen Erzeugung von Wasserstoff aus regionalem regenerativ erzeugtem Strom bildet das Potenzial der regional vorliegenden und nutzbaren erneuerbaren Energien (EE). Dieses wird auf Grundlage von Daten des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) und des Szenariorahmens Strom

abgeschätzt und ergibt für die Region AachenPLUS circa 2,6 GW für Windenergie sowie 7,5 GW für mit Photovoltaik (PV) gewonnener Energie [6] [7] [8].

Hierbei sind Erhöhungen tendenziell möglich, da die Potenziale durch Nutzungsregelungen und EU-rechtliche Konventionen begrenzt sind (siehe Kapitel 3.2).

Hauptaussagen auf einen Blick

Der EE-Ausbau ist Kern der regionalen Energiewende

Die Region AachenPLUS bietet das Potenzial zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich Wind und PV. Die in gängigen Studien ausgewiesenen Ausbaupfade können in der Region umgesetzt werden. Dazu ist eine Beschleunigung des Ausbaus der EE notwendig.

Nutzung von EE-Strom für Elektrolyse steht in Konkurrenz zur Direktnutzung

Auch bei Erreichung der Ausbaupfade wird EE-Strom ein knappes Gut bleiben: Bilanziell wird über das Jahr hinweg mehr Strom in der Region verbraucht als durch EE erzeugt wird. Die Anbindung von Offshore-Windparks über HGÜ-Leitungen in die Region verbessert diese Bilanz. Daher steht die Verwendung von Strom für Elektrolyse grundsätzlich in Konkurrenz zu direktelektrischen Anwendungen und bedarf besonders wettbewerbsfähiger Geschäftsmodelle.

Wasserstoff wird internationales Handels- und Transportgut

Auf übergreifender Ebene wird Wasserstoff zum Handels- und Transportgut. Die Anbindung an den internationalen Backbone scheint für Anfang der 2030er Jahre wahrscheinlich. Ab diesem Zeitpunkt wird die H₂-Versorgung auch über den Backbone erfolgen.

Der Aufbau von Elektrolysekapazitäten erfordert passende Geschäftsmodelle

Die signifikante Steigerung der EE-Erzeugung in der Region AachenPLUS stellt sich als No-regret-Option heraus. Der zukünftige Bedarf an Wasserstoff muss aus einer Mischung von lukrativ lokal erzeugtem Wasserstoff und Importwasserstoff gedeckt werden.

Bedeutung für die Region AachenPLUS

Die EE-Erzeugungskapazitäten in der Region AachenPLUS müssen signifikant ausgebaut werden. Trotzdem wird die EE-Stromerzeugung nicht ausreichen, um auch den notwendigen H₂-Bedarf decken zu können. Der Import von Wasserstoff in die Region wird daher notwendig werden.

Um Ausbaupfade der EE abzuleiten, werden zunächst Möglichkeiten betrachtet, welche durch aktuelle bundesweite Systemstudien aufgezeigt werden (sogenannte „Big-Five-Studien“) [9] [10] [11] [12] [13]. Diese sind durch den Szenariorahmen Strom gut repräsentiert. Eine Regionalisierung dieses Pfades für die Region AachenPLUS erfolgt durch eine Schlüsselbildung auf Basis der LANUV-Daten. Die resultierenden Ausbaupfade führen in Bezug auf Wind zu einem Zubau von circa 1,5 GW und damit einer Ausschöpfung des zuvor ermittelten Potenzials von 2,6 GW. Bei PV wird das Potenzial durch den Zubau von 3,8 GW lediglich etwa zur Hälfte ausgenutzt, sodass hier noch Steigerungsmöglichkeiten bestehen. Ob diese abgeschöpft werden, hängt allerdings von diversen Randbedingungen ab, beispielsweise der Verfügbarkeit von Modulen oder erforderlichen Kapazitäten von Handwerksbetrieben. Aus den so ermittelten Ausbaukurven der EE werden Stromerzeugungsmengen geschätzt. Die Gegenüberstellung von Strommengen und die aus dem Szenariorahmen (SzR) hergeleiteten Verbrauchsdaten der Region zeigen, dass auch in Zukunft der regionale Verbrauch nicht vollständig aus regionalen EE-Quellen gedeckt werden wird. Vielmehr bleibt EE-Strom regional limitiert (siehe Kapitel 3.3).

Die Frage, ob grüner Wasserstoff aus EE-Strom gewonnen werden kann, wird derzeit in verschiedenen Rechtsetzungsprozessen auf europäischer Ebene behandelt. Die EU-Kommission hat Ende Mai 2022 einen Entwurf für einen „Delegierten Rechtsakt“ vorgelegt, der die EE-Richtlinie ergänzt und Kriterien für grünen Wasserstoff enthält. Parallel verfolgt das Europäische Parlament den Ansatz, über eine umfassende Modernisierung der Renewable

Energy Directive II (RED II) zu RED III Regelungen zur Definition des grünen Wasserstoffs zu verankern. Noch ist nicht sicher, welcher der Ansätze sich durchsetzen wird, da derzeit (bis circa Mitte 2023) die Widerspruchsfrist für den verabschiedeten „Delegierten Rechtsakt“ läuft. Als pragmatischer Ansatz wird daher angenommen, dass der Zubau der EE (also keine Bestandsanlagen) vertraglich gesichert wird und die EE-Produktion zeitgleich einer Elektrolyse zufließen kann. Dies trägt den Überlegungen beider Rechtsakte teilweise Rechnung.

Wie allerdings aus den vorherigen Überlegungen ersichtlich, konkurrieren Elektrolyse und direkter Verbrauch um die Nutzung des gesamten regional erzeugten EE-Stroms. Die Frage der in der Region optimalen Dimensionierung der Elektrolyse weist folglich ein breites Spektrum von Möglichkeiten auf, abhängig vom jeweiligen Optimierungsziel. Wird der regional erzeugte EE-Strom³ vollständig zur Elektrolyse genutzt, liegt die erforderliche Leistung des Elektrolyseurs bei etwa 7 GW. Werden andererseits übliche Vollbenutzungsstundenzahlen für den Elektrolyseur angestrebt (zum Beispiel 4.000 h/a oder mehr, wie in der Nationalen H₂-Strategie [1] angesetzt), reicht eine Elektrolyseleistung von circa 2 GW aus (siehe Kapitel 3.4). Mögliches Steigerungspotenzial für die vorhandene Menge an EE-Strom in der Region bzw. nahe der Region liegt im Import über das Übertragungsnetz. Dies wirft die systemische Frage nach Elektrolysestandorten in der Nähe der Erzeugungsanlagen des EE-Stroms zur Minimierung des Stromtransportes auf. Die Position des europäischen Gesetzgebers erleichtert den Verbund von Erzeugung und Elektrolyse.

³ Nach absehbaren EU-Vorgaben als EE-Strom deklarerter Strom.

Bezüglich der vorgesehenen Anschlussleitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) der Offshore-Flächen in der Nordsee sind Endpunkte in Rommerskirchen (außerhalb von AachenPLUS) sowie Oberzier geplant. Diese Leitungsprojekte werden nach heutigem

Stand Anfang der 2030er Jahre jeweils circa 5 TWh elektrische Energie bei einer Maximalleistung von 2 GW in die Region oder deren Nähe transportieren. Eine Verwendung nahe der HGÜ-Kopfstation ist denkbar (siehe Kapitel 4).

3.1. Daten zu den EE-Potenzialen in der Region AachenPLUS

Ausgangspunkt der Analysen zur potenziellen H₂-Gewinnung und -Nutzung in der Region AachenPLUS bildet die Betrachtung der möglichen Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie, eine Voraussetzung für die lokale Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse. Die Potenziale der Energiequellen Wind und Sonne (PV) begrenzen die mögliche EE-Stromerzeugung, ihre Bezifferung hängt von diversen Annahmen und Methoden ab. Deshalb kommen verschiedene Analysen dieser Potenziale zu unterschiedlichen Ergebnissen.

Für diese Studie werden zwei Quellen als Basis herangezogen, diese werden nachfolgend beschrieben. Zum einen hat das LANUV Potenzialstudien zu EE erarbeitet und veröffentlicht. Zu nennen sind insbesondere die Potenzialstudie Windenergie sowie die Potenzialstudie PV [6] [7]. Diese Quellen sind deshalb von hoher Relevanz, weil die veröffentlichte Datengrundlage eine hohe regionale Auflösung aufweist. Somit erlaubt sie Aussagen zur Region AachenPLUS bzw. eine Regionalisierung anderer Datenquellen bezogen auf diese Region. Die zweite Datenquelle besteht aus Dokumenten, mit deren Hilfe der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) erstellt wird. Diesem vorgelagert wird der Szenariorahmen erarbeitet [8]. Den

jüngsten SzR legten die Übertragungsnetzbetreiber Anfang 2022 als Entwurf vor. Dieser enthält bundesweite Daten sowie Potenzialaussagen zum Land NRW. Die Bundesnetzagentur [14] genehmigte den SzR Mitte 2022. Damit ist er eine verfügbare Quelle hoher Aktualität, was insbesondere für die Ausbaupfade relevant ist.

Im Folgenden werden die Potenziale der Windenergie in der Region AachenPLUS beschrieben, die durch Aggregation bzw. Regionalisierung der Daten aus den genannten Quellen hergeleitet werden. Während die angeführten Studien des LANUV ein Potenzial von 2,6 GW installierter Leistung aufzeigen, ergibt die Auswertung der SzR-Daten eine Leistung von 3,2 GW. Als Obergrenze wird aus dem SzR die fiktive Nutzung von 2 % der Landesfläche herangezogen.

Die Differenz der beiden Potenzialermittlungen wird mit 18 % des höheren Wertes beim Wind noch als gering eingestuft. Die Unterschiede

sind durch die methodisch verschiedenen Herleitungen⁴ sowie die Regionalisierung der Daten aus dem Szenariorahmen gut begründbar. Zudem bestehen inhaltlich unter anderem Unterschiede in den zugrundeliegenden Parametrisierungen, zum Beispiel bezüglich der angesetzten Mindestabstände von Wohnbebauung (SzR 700 m im Innenbereich, 400 m im Außenbereich; LANUV 1.000 m) oder der Verwendung einer Mindestflächengröße (SzR keine, LANUV 5 ha). Da die Annahmen des SzR unter heute absehbaren Gegebenheiten zu einer Überschätzung der vorhandenen Potenziale führen können, wird im Weiteren die konservative Potenzialabschätzung des LANUV verwendet.

Im Falle der Photovoltaik sind die auftretenden Differenzen zwischen SzR (7,5 GW) und LANUV (15,2 GW) weitaus deutlicher. Erklärbar ist dies ebenfalls durch den Einsatz differierender Methoden. So werden in der LANUV-Studie Dachflächen aus repräsentativen Modellgebieten in NRW auf Gesamt-NRW hochskaliert, wohingegen im SzR eine Vollerhebung der Flächen durchgeführt wird. Weitere methodische Unterschiede liegen etwa in der Festlegung von

minimalen Flächengrößen für Freiflächenanlagen oder der Berücksichtigung von Bodenqualitäten. Die verschiedenen Methoden und Parameter verursachen demnach signifikant unterschiedliche Ergebnisse. Für die weitere Verwendung im Rahmen dieser Analyse wird für PV die Potenzialaussage des SzR herangezogen.

Ausschlaggebend hierfür ist zum einen die Aktualität des SzR und zum anderen die differenziertere methodische Herangehensweise. Als drittes Argument kommt die Vorsicht hinzu, die Potenziale im Zweifelsfall nicht zu überschätzen.

Mit dieser Voranalyse ist der Rahmen möglicher Entwicklungen des EE-Ausbaus für die Region AachenPLUS eingegrenzt. Es bleibt zu bedenken, dass die Potenziale keine fixen Größen darstellen, sondern beispielsweise durch Senkung von Mindestabständen oder Freigabe weiterer Flächentypen erweitert werden können. Die LANUV-Daten werden weiterhin zur Schlüsselbildung im Rahmen der Regionalisierung der NRW-weiten SzR-Daten verwendet.

⁴ Die Aggregation von Daten der LANUV-Studie [6].

3.2. Daten zum EE-Ausbau in der Region AachenPLUS

Der EE-Ausbau bzw. -Hochlauf unterscheidet sich vom EE-Potenzial aus Kapitel 3.1. Während das Potenzial bei gleichbleibenden Randbedingungen eine zeitliche Konstante darstellt, beschreibt der Ausbaupfad eine Zeitreihe. Diese bildet bestmöglich die wahrscheinliche Entwicklung der EE-Installationen ab. Um gut an die energiepolitische Diskussion der jüngeren Vergangenheit im Zuge der Energiewende anknüpfen zu können, werden fünf relevante Studien zur energiewirtschaftlichen Zukunft betrachtet („Big-Five-Studien“: dena „dena Leitstudie Abschlussbericht“; Agora „Klimaneutrales Deutschland 2045“; BDI „Klimapfade 2.0“; BMWK „Langfristszenarien für die Transforma-

tion des Energiesystems in Deutschland 3“ sowie Ariadne „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität“) [9] [10] [11] [12] [13]. Diesen werden die aktuellen Entwicklungen aus dem bereits beschriebenen Szenariorahmen und dem NEP-Prozess, also der Entwurf und die Genehmigung des SzR, gegenübergestellt. Die folgende Abbildung 4 zeigt den Vergleich des Windenergieausbaus an Land.

Die gestrichelten Linien der Abbildung 4 stellen den Möglichkeitenraum dar, also die Bandbreite realistischer Szenarien, die von den genannten Studien in Betracht gezogen wird. Die durchgezogenen Linien im Vordergrund des Diagramms repräsentieren die Annahmen des

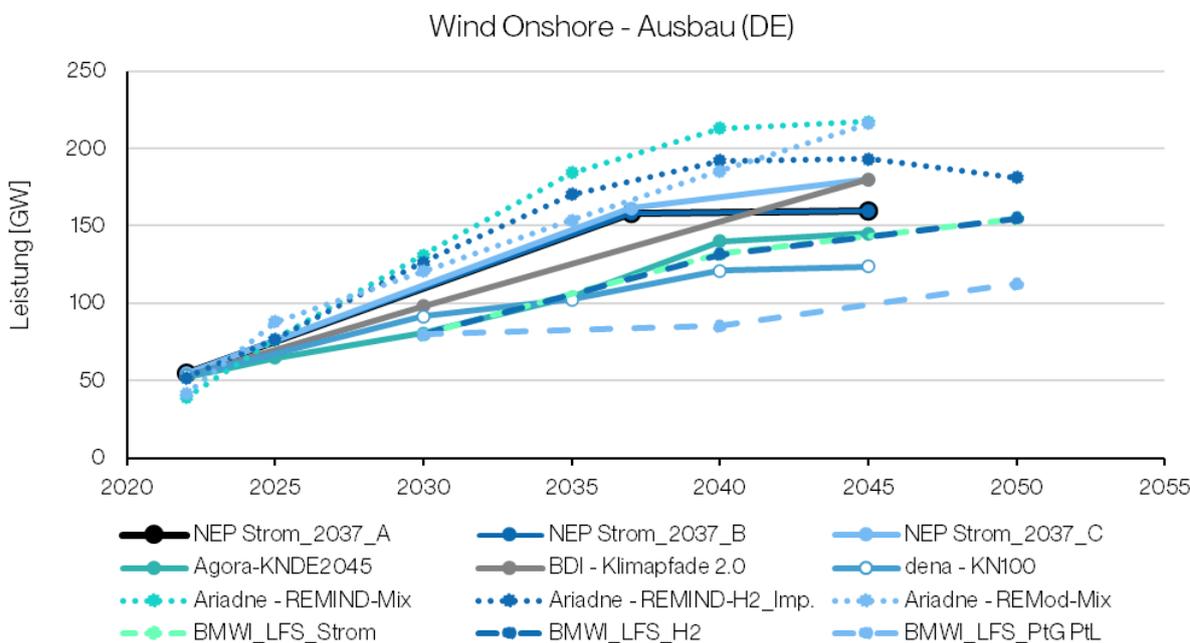


Abbildung 4: Vergleich zwischen Szenariorahmen und den „Big-Five-Studien“: Onshore-Ausbau für Deutschland

SzR⁵. Es ist zu beachten, dass hier zwei der drei Szenarien identische Verläufe aufweisen⁶.

Die Bundesnetzagentur hat im Zuge der Genehmigung des SzR die Entwicklungspfade der EE nach oben korrigiert. Die durchgezogenen Graphen werden somit als aktuelle Darstellung der energiepolitischen Situation interpretiert. Zudem ist ersichtlich, dass die SzR-Graphen das Bündel der Studien im oberen Mittelfeld gut repräsentieren. Der „Knick“ im Jahre 2037 ist dem Stützjahr des Szenarios geschuldet. Im weiteren Verlauf wird vor diesem Hintergrund das Szenario C des genehmigten SzR für den Ausbaupfad Wind Onshore verwendet⁷. Ein vergleichbares Bild zeigt Abbildung 5 bezogen auf Photovoltaik.

Anders als bei der Prognose des Ausbaus der Windenergie gehen die SzR-Annahmen zum Ausbau der PV in bestimmten Zeitpunkten über die Studienlage hinaus. Die Einschätzung zur Relevanz der politischen Bedeutung und die Tendenz zum notwendigen, raschen Ausbau der EE rechtfertigen die Annahme des Szenario C des SzR. Zudem führt diese Auswahl zu einem konsistenten Annahmen-Set in Bezug auf den aus Wind und PV gewonnenen Strom, da sich in diesem Fall alle Annahmen an derselben Quelle bzw. demselben Szenario orientieren. Gleichwohl ist festzuhalten, dass diese Annahme über die Zukunft der PV optimistisch ist.

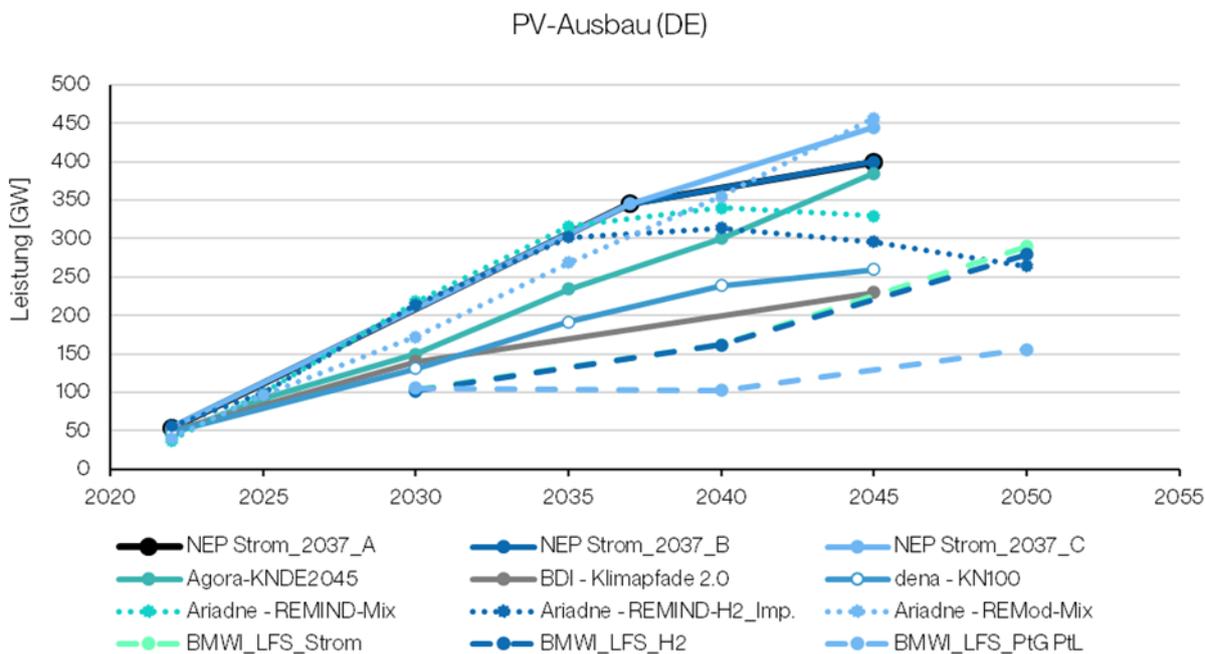


Abbildung 5: Vergleich zwischen Szenariorahmen und den „Big-Five-Studien“: Photovoltaik

⁵ Die zuvor dargestellten LANUV-Daten wurden zur Ableitung des Potenzials und zur Regionalisierung verwendet.

⁶ Die Szenarien „NEP Strom_2037_A“ und „NEP Strom_2037_B“ verlaufen identisch.

⁷ Die Ausbaupfade sind dabei nicht zu verwechseln mit den vorher beschriebenen Potenzialen. Beide Größen werden – unabhängig von der Quelle – auf die Region AachenPLUS skaliert, also regionalisiert. Siehe das nachfolgende Kapitel.

Um auf Basis der zuvor beschriebenen Sachverhalte und Annahmen eine fundierte Aussage über die Ausbaupfade in der Region AachenPLUS treffen zu können, müssen die SzR-Annahmen zunächst skaliert werden. Die Annahmen des bestätigten SzR werden mit Hilfe des SzR-Entwurfes auf NRW projiziert. Diese aktualisierte Aussage dient als Basis dafür, mittels regionaler Verteilungsschlüssel aus den LANUV-Daten [6] [7] auf die EE-Ausbaupfade in der Region AachenPLUS zu schließen. Im Weiteren ist die Übereinstimmung von Abschätzung des EE-Ausbaus und den zuvor ermittelten Potenzialen relevant. Die nachstehende Abbildung 6 stellt die Potenziale und Ausbaupfade der Windenergie (Onshore) dar.

Dieses und das folgende Diagramm weisen neben den Szenarien zu den Ausbaupfaden und den Potenzialen auch die sogenannte „Sterbelinie“ aus. Diese zeigt den Anlagenbestand, der den Markt verlässt, beispielsweise, weil die Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Im Einzelnen ist nicht bekannt, ob manche Anlagen trotz ihres Alters nach ihrer Förderdauer entsprechend dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) weiterbetrieben werden. Daher wird zur Ermittlung der Sterbelinie die Förderdauer herangezogen. Die Sterbelinie ist deshalb relevant, weil die Spanne zwischen der Sterbelinie und dem Ausbaupfad die Leistung des Neubau-Anlagenparks repräsentiert.

Der skalierte Ausbaupfad für die regionale Windenergie steigt im Betrachtungszeitraum auf bis zu 2,6 GW. Dies stimmt mit der vorherigen Aussage zum Potenzial der Region AachenPLUS überein. Es wird eine Potenzialauschöpfung bis zum Jahr 2045 angestrebt.

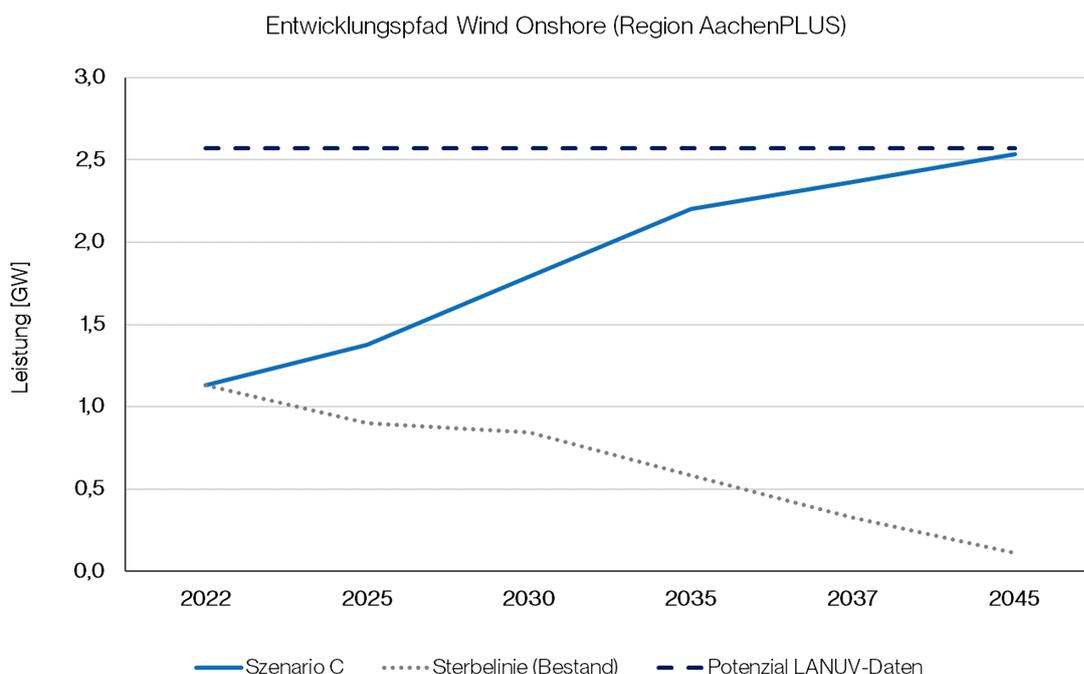


Abbildung 6: Potenzial vs. Ausbaupfad der Onshore-Windenergie in der Region AachenPLUS

In Bezug auf PV wird ein anderer Verlauf prognostiziert (siehe Abbildung 7). Der als optimistisch eingestufte Ausbaupfad liegt im Jahr 2045 bei 4,4 GW. Dies schöpft das zuvor ausgewiesene Potenzial trotz der konservativen Annahmen nicht aus. Gemessen am Potenzial ist demzufolge ein stärkerer Ausbau der PV in der Region AachenPLUS möglich.

Hinweis: Die Grafiken sind unterschiedlich skaliert. Der Windausbau zeigt etwa halb so viel Leistung wie der PV-Ausbau.

Ein weiteres Analyseergebnis wurde aus dem Vergleich zwischen der Erzeugung aus EE und dem voraussichtlich auftretenden Stromverbrauch in der Region abgeleitet. Hierzu wurden die zuletzt diskutierten Ausbaupfade mit pauschalen Volllaststunden in Jahresarbeitserträge umgerechnet. Das heißt, aus der installierten Leistung in GW wurde über die Charakteristik der Technologie die erzeugte Strommenge in GWh berechnet. Hierbei ist erkennbar, dass Windenergie zwar den kleineren Teil der installierten Leistung ausmacht, aber aufgrund der höheren Vollbenutzungsstunden den größeren Teil zur Arbeit beiträgt, wie in Abbildung 8 dargestellt.

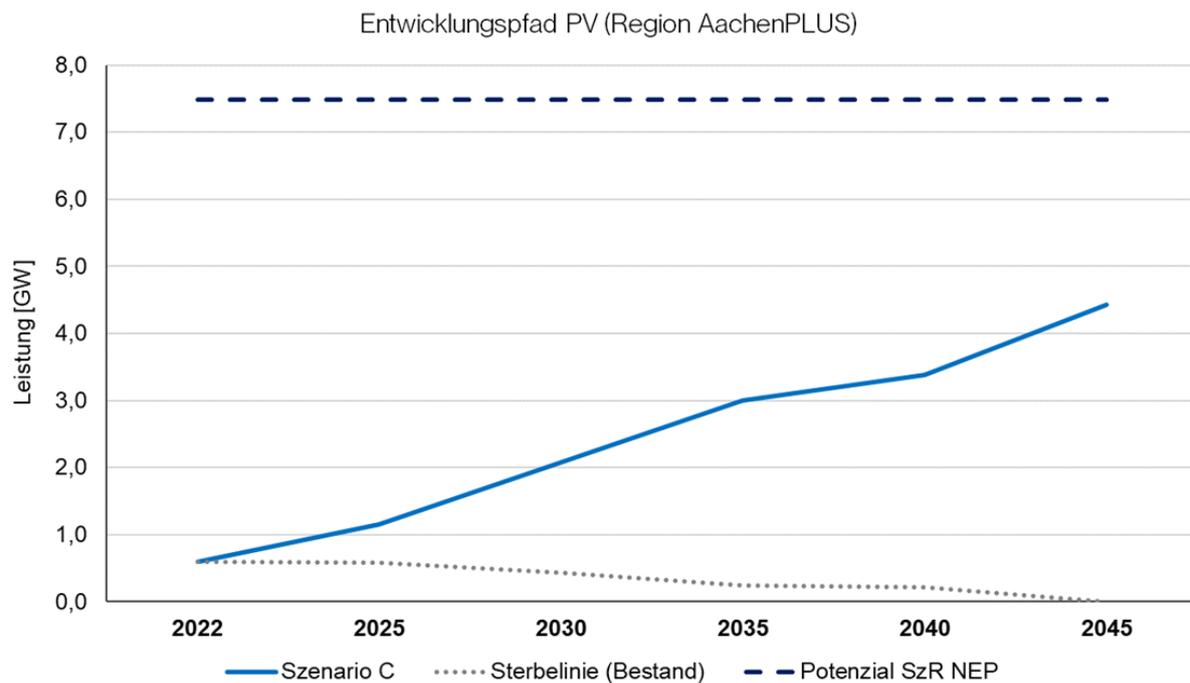


Abbildung 7: Potenzial vs. Ausbaupfad der PV in der Region AachenPLUS

Als Vergleichsgröße ist der prognostizierte Stromverbrauch der Region AachenPLUS visualisiert. Dieser wird aus den SzR-Daten über eine überschlägige Regionalisierung auf Basis der Bevölkerungszahlen und des vorhandenen verarbeitenden Gewerbes abgeschätzt. Die Basiszeitreihe des SzR enthält dabei den Gesamtstrombedarf, also nicht nur Zuwächse durch E-Mobilität, Wärmepumpen etc., sondern auch den Strombedarf der Elektrolyse. Dieser liegt bei über 11% und ändert demnach die Gesamtaussage nicht. Diese Abschätzung

macht deutlich, dass in der jeweiligen Jahresbilanz eines jeden Betrachtungsjahres die Region AachenPLUS absehbar keinen Überschuss an EE-Strom aufweisen wird. Vielmehr besteht – regional betrachtet – ein Mangel an EE-Strom. Folglich konkurrieren alle elektrischen Anwendungen um dieses knappe Gut. Die gesamte EE-Stromerzeugung steht damit aus Systemsicht in Nutzungskonkurrenz zwischen Elektrolyse und diversen Arten von direktem elektrischem Verbrauch.

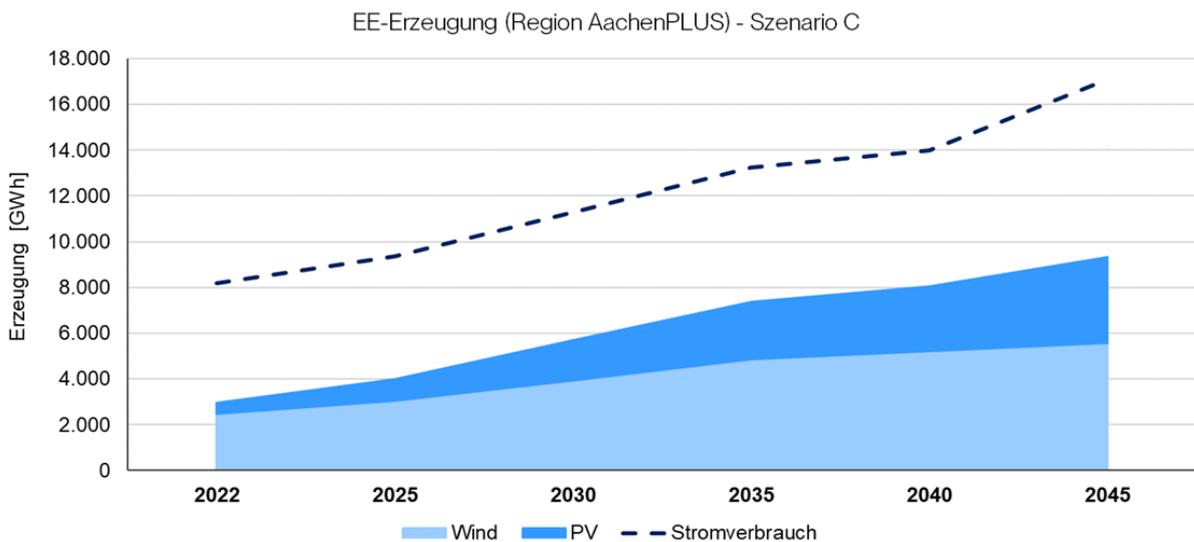


Abbildung 8: EE-Erzeugung vs. Stromverbrauch in der Region AachenPLUS

3.3. Regionaler EE-Strom & grüner Wasserstoff

Mit Blick auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus EE-Strom sind zwei aktuelle Legislativprozesse auf EU-Ebene zu betrachten. Einerseits hat die EU-Kommission Ende Mai 2022 den Entwurf eines „Delegated Act“ (DA), übersetzt „Delegierter Rechtsakt“ veröffentlicht. Dieser legt Regeln für die Produktion von erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs fest. Der DA ist inzwischen erlassen worden [15], damit aber noch nicht in Kraft getreten, da Parlament und Rat noch binnen vier Monaten ein Veto einlegen können. Der DA bezieht sich formal auf den Mobilitätsbereich. Allerdings wird erwartet, dass er sich auch auf andere Anwendungsfelder grünen Wasserstoffs auswirkt. Die Vorgaben in diesem Entwurf betreffen insbesondere die Fragen bereits erfolgter Förderung, der zeitlich und räumlich gekoppelten Erzeugung, des zeitlich gekoppelten Baus der Anlagen sowie der Power Purchase Agreements (PPAs⁸). Der DA fördert insbesondere eine EE-nahe Elektrolyse, wie beispielsweise in Norddeutschland.

Parallel dazu arbeitet das EU-Parlament an Änderungen der RED II-Richtlinie. Vermutet werden geringere Schwellen als beim zuvor genannten DA: Insbesondere entfällt der Ausschluss bereits geförderter Anlagen (EEG) von der Produktion von grünem Wasserstoff, so dass auch Strom aus diesen Anlagen zu dessen Herstellung genutzt werden könnte. Aufgrund der intensiven Diskussion, der Auswertung der aufgeführten Regelungen sowie der aktuellen Unsicherheit (welche Regularien werden sich – voraussichtlich um die Mitte des Jahres 2023 –

durchsetzen? Wird sich eine Mischlösung etablieren?), wird im Folgenden davon ausgegangen, dass der Zubau von EE in den Sparten Wind und PV über ein PPA gebunden und der Elektrolyse zugeführt werden kann. Dies gewährleistet die Erzeugung von grünem Wasserstoff bei zeitgleicher Nutzung und Erzeugung. Folglich kann nicht der gesamte Anlagenbestand berücksichtigt werden, sondern nur der Zubau-Anteil.

3.3.1. Einschränkungen aus Sicht der Elektrolyse

Für die Elektrolyse ergibt sich, bedingt durch das Gebot der zeitgleichen Nutzung, ein volatiles Angebot an Energie. Im vorliegenden Fall wird von einem Ausbaupfad bis hin zu 4,43 GW_{PV} und 2,54 GW_{Wind} ausgegangen. Die Mischung dieses Portfolios determiniert auch die Nutzungsmöglichkeiten. Eine charakteristische Größe der beiden Einspeiseverhalten bildet die Vollbenutzungsstundenzahl (Vbh). Für eine überschlägige Betrachtung wird diese mit 860 h/a für PV und 2.200 h/a für Windenergie veranschlagt. In der folgenden Abbildung 9 sind die Einspeisungen als geordnete Dauerlinien dargestellt. Dafür werden die Werte der einzelnen Stunden nach ihrer Leistung absteigend sortiert.

⁸ PPA steht für „Power Purchase Agreement“ und stellt einen oft langfristigen Liefervertrag für EE zwischen

zwei Akteuren dar, meist einem EE-Stromproduzenten und einem Abnehmer.

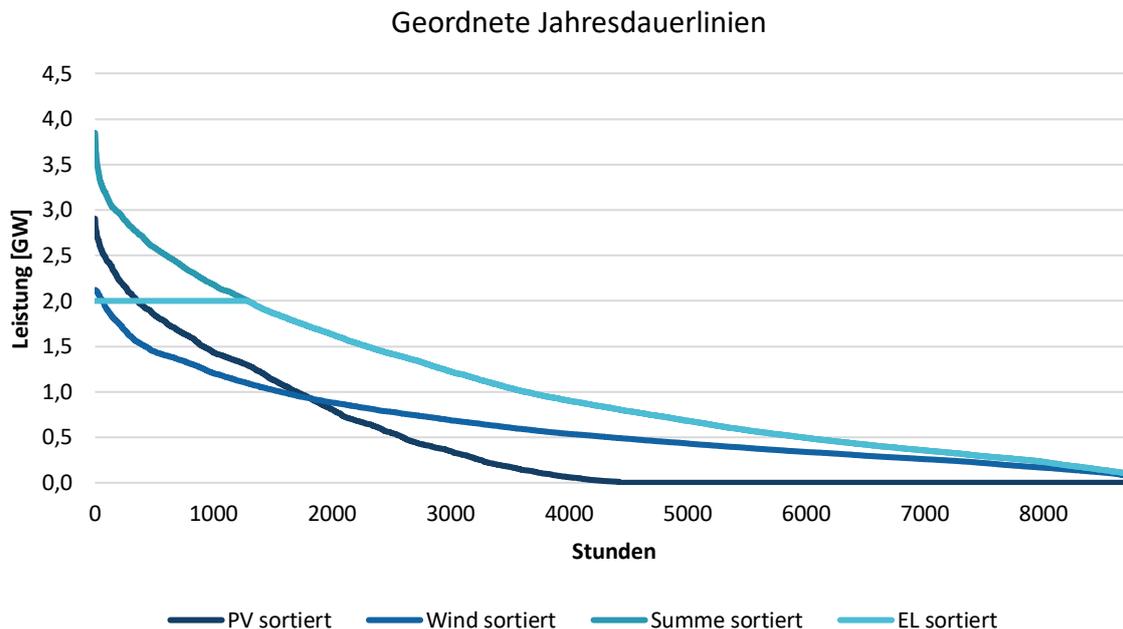


Abbildung 9: Auswahl der Leistung eines Elektrolyseurs

Die Jahresdauerlinien verdeutlichen die verschiedenen Charakteristika der Einspeisungen und des Portfolios. Die PV-Linie mit der niedrigsten Vbh-Zahl von 860 h/a fällt steil ab und erreicht bei Stunde 4.426, also bei etwa der Hälfte der Stunden des Jahres, die Nulllinie. Die Nachtstunden liegen rechts davon. Die Wind-Linie hat eine höhere Vbh-Zahl (2.200 h/a) und ist damit fülliger. Stunden, in denen gemittelt über ein größeres Gebiet kein Wind weht, sind selten. Die Linie aus der additiven Kombination der beiden Einspeisungen bildet eine Mischung, die das Gesamtportfolio darstellt. Sie weist eine Vbh-Zahl von circa 1.300 h/a auf⁹.

Nach dem fachlichen Ansatz wird der verfügbare EE-Strom der Region AachenPLUS über PPAs gebunden und der Elektrolyse zugeführt. Welche Vbh-Zahl eine solche potenzielle Elektrolyse ermöglicht, hängt primär von ihrer

Bemessungsleistung ab. Bei einer hohen Bemessungsleistung (zum Beispiel die Summe der EE) ist es möglich, die vollständige EE-Erzeugung der Elektrolyse zuzuführen. Es gibt keinen Überschuss. Zugleich weist der Elektrolyseur eine niedrige Vbh-Zahl auf, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb unwahrscheinlich ist. Wird die Elektrolyseleistung hingegen geringer bemessen, steigt die Vbh-Zahl. Es sind jedoch Überschüsse aus der EE-Erzeugung zu verzeichnen. Um zu den üblicherweise angesetzten Vbh-Zahlen jenseits der 4.000 h/a zu gelangen, wird die Leistung des Elektrolyseurs zum Beispiel mit 2 GW festgelegt. Daraus resultiert eine Vbh-Zahl von etwa 4.300 h/a. Die Leistung des Elektrolyseurs ist demnach abhängig vom Optimierungsziel. Daran gekoppelt ist die Menge des grünen Wasserstoffs, der in der Region mit EE-Strom aus der Region erzeugt werden kann.

⁹ Diese Vbh-Zahl lässt sich nicht direkt aus der Grafik ablesen, sondern ist ein Rechenergebnis, das die Fülligkeit des Graphen beschreibt.

Zum Vergleich: Die nationale Wasserstoffstrategie sprach 2020 noch von 5 GW Elektrolyseleistung im Jahr 2030. Die bundesweite Planung laut „Eröffnungsbilanz“ liegt bundesweit bei 10 GW Elektrolyse im Jahr 2030. Der genehmigte Szenariorahmen Strom spricht in seinem Szenario B von 26 GW im Jahr 2037. Im Endausbau (2045) sollen je nach Szenario 55 bis 80 GW errichtet worden sein. Zu bedenken ist allerdings, dass ein Investor primär einen lukrativen Business Case sucht und nicht die Menge des Wasserstoffs maximieren möchte.

3.3.2. Potenziale des grünen Wasserstoffs aus EE-Strom in der Region AachenPLUS

Als Zwischenfazit werden aus den bisherigen Analysen folgende Erkenntnisse festgehalten:

- Bezieht man die bundesweiten Pläne zum Ausbau der EE auf die Region Aachen PLUS ist festzustellen, dass die hiesigen Potenziale diesen Ausbau ermöglichen. Sogar ein „Mehr ausbauen“ ist danach denkbar, stößt aber in der Umsetzung möglicherweise auf erhebliche Schwierigkeiten. Zu prüfen wären hierfür insbesondere Flächen für PV (Dächer, Freiflächen) sowie bisher nicht berücksichtigte Areale für die Windkraft.
- Bilanziell gibt es in der Region keinen EE-Strom-Überschuss.
- Die EU definiert „grünen Wasserstoff“. Allerdings ist noch nicht abschließend geklärt, wie dieser rechtlich definiert wird.
- Elektrolyse benötigt attraktive Vollbenutzungsstunden für ein lukratives Geschäftsmodell. Denn ein potenzieller Investor schaut vorrangig auf den Business Case. Wenn ein H₂-Backbone-Anschluss in der Region existiert, konkurriert die Elektrolyse (indirekt) mit den Weltmarktpreisen (s. dazu Kapitel 4).
- Die Rolle und die Bemessung der Elektrolyse in der Region müssen an diesen Eckpunkten ausgerichtet werden.

3.4. Importmöglichkeiten für EE-Strom

Als Importmöglichkeit für EE-Strom stehen unterschiedliche Pfade zur Verfügung. Zunächst kann EE-Strom über das Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands und grundsätzlich auch aus dem Ausland in die Region transportiert werden. Eine vertragliche Bindung der Erzeuger über PPAs ist möglich. Bezüglich potenzieller Netzengpässe ist festzuhalten, dass die Region AachenPLUS nördlich der üblicherweise diskutierten strukturellen Engpässe liegt. Diese treten typischerweise etwa in Höhe der Mainlinie beim Nord-Süd-Transport auf. Die Region AachenPLUS liegt mithin tendenziell im Bereich des EE-Stromüberschusses. Zudem ist durch die Standorte der Braunkohlekraftwerke innerhalb und nahe der Region eine gute Anbindung an das europäische Verbundsystem anzunehmen. Sofern der EE-Strom, welcher zur Elektrolyse verwendet werden soll, nicht oder nicht ausschließlich aus der Region stammt, ist ein Import über das Übertragungsnetz prinzipiell denkbar. Gleichwohl wirft dies die Frage auf, ob in der systemischen Betrachtung eine Elektrolyse nahe der EE-Erzeugung zu bevorzugen ist, da dies zu geringeren Belastungen im Stromnetz führt. Eine weitere Option besteht in der Verwendung von Offshore-Windenergie, die über direkte Anbindungsleitungen in oder zumindest in die Nähe der Region AachenPLUS geleitet wird. Die folgende Karte gibt einen Überblick über den Planungsstand. Der aktuelle Netzentwicklungsplan Strom (NEP 2035, Bestätigung aus Januar 2022) weist die Vorhaben "Nor-x-2" und "Nor-x-4" als „erforderlich“ aus [8]. Beide werden die küstenferne „Offshore-Zone 4“ anbinden.

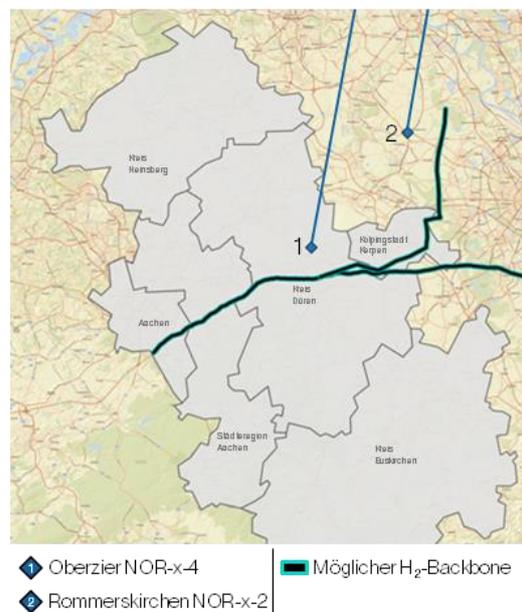


Abbildung 10: Anschlusspunkte der Offshore-Anbindung gemäß NEP Strom (ungefähre Lage)

Die heute avisierten Endpunkte der HGÜ-Leitungen sind Oberzier und Rommerskirchen. Oberzier liegt in der Region AachenPLUS und Rommerskirchen befindet sich in direkter Umgebung. Die Leistung der Anbindungen liegt jeweils bei 2 GW. Bei einer angenommenen Volllaststundenzahl von 3.700 h/a (nach SzR) ergibt dies einen Import von je 5,4 TW h/a. Die Fertigstellung ist für den Zeitraum ab 2036 bzw. 2038 geplant. Die Nähe zu einem potenziell entstehenden H₂-Backbone kann eine Elektrolyse begünstigen. Auch wenn die Fertigstellungsdaten dieser Projekte außerhalb des Betrachtungsfokus dieser Studie liegen, werden die Importe von erheblichen Mengen der EE-Produktion aus der Nordsee als ein mögliches Steigerungspotenzial für die Region bewertet. Für eine tatsächliche Nutzung in der Elektrolyse bildet nach heutiger Einschätzung eine vertragliche Bindung mittels PPA eine Voraussetzung.

4. Transmission und Distribution

Für den Hochlauf der H₂-Wirtschaft sind regionale Transportmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung, um eine ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff sicherzustellen. Das Kapitel adressiert die Importmöglichkeiten von Wasserstoff via Pipeline durch Anbindung an den Hydrogen-Backbone sowie die Transport- und Verteilmöglichkeiten innerhalb der Region. Im Zuge dessen sind verschiedene Speicher- und Distributionsmöglichkeiten zur Versorgung der Sektoren Industrie und Mobilität zu betrachten. Dabei ist über die bestehenden Infrastrukturen hinaus, wie etwa dem H₂-Transport via Trailer, zukünftig von einer

größeren Bandbreite an Transportoptionen auszugehen. Basierend auf einer Darstellung möglicher Speicher- und Transporttechnologien für Wasserstoff und der Analyse der existierenden und geplanten H₂-Infrastruktur in der Region, werden verschiedene regionale Distributionskonzepte entwickelt. Dabei werden die techno-ökonomischen Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Eignung zur mittel- und langfristigen H₂-Versorgung analysiert.

Hauptaussagen auf einen Blick

Viele H₂-Technologien befinden sich im Übergang zur Technologiereife

Die Technologiereife vieler H₂-Technologien wie Druckspeicher, Trailer oder Pipeline ist bereits erreicht oder befindet sich im Übergang. Dadurch erhöht sich mittelfristig der Optionenraum für Distributionspfade in der Region.

Anbindung an das überregionale H₂-Netz verändert die Rahmenbedingungen

Die gemeldeten Infrastrukturprojekte in der Region sehen einen pipelinegebundenen Anschluss der Region bis 2030 vor. Der Zugang zu importiertem Wasserstoff wirkt sich auf die regionalen Wertschöpfungsketten aus. So wird langfristig eine Preiskonkurrenz für lokal erzeugten Wasserstoff entstehen. Mittelfristig wird dies Investitionsentscheidungen der regionalen H₂-Erzeugung beeinflussen.

Kosten der Versorgung betragen im Schnitt 27 % der Gesamtkosten

Der Einfluss des Versorgungspfades auf die Kosten der gesamten Wertschöpfungskette ist signifikant. Der Versorgungskostenanteil der langfristigen Importszenarien ist dabei im Schnitt größer als bei den mittelfristigen Versorgungskonzepten. Grund dafür sind unter anderem die geringeren H₂-Importkosten.

Aufbau von Distributionshubs zur Versorgung der regionalen Industrie

Entlang der entstehenden Pipelineinfrastruktur ist es notwendig, den Wasserstoff an die Tankstellen und die Industrie zu verteilen. Der Ausbau des Verteilnetzes für die Nutzung von H₂, insbesondere im Mittelstand, spielt eine besondere Rolle. Im Zuge des Hochlaufs ist der Betrieb von H₂-Distributionshubs an Verdichterstationen der Transportpipelines eine Möglichkeit zur flächendeckenden H₂-Versorgung.

Bedeutung für die Region AachenPLUS

Die Anbindung an das H₂-Transportnetz wird die Verfügbarkeit von H₂ in der Region erhöhen. Für die Verteilung in der Region ist der Aufbau von Verteilinfrastrukturen entlang der möglichen Ausspeisemöglichkeiten im Transportnetz erforderlich.

4.1. Technologiesteckbriefe der Transport- und Speicherinfrastruktur

Zur Bestimmung der für die Transport- und Verteilinfrastrukturen geeigneten technologischen Möglichkeiten wurden relevante Technologien hinsichtlich ihrer Spezifikationen und technischen Reife analysiert und in Steckbriefen dokumentiert. Zur Bestimmung der technischen Reife dient das Technology Readiness Level (TRL, Technologiereifegrad) [16]. Die Einteilung in die TRL 1 bis 9 ermöglicht es, Technologien gemäß ihrem Entwicklungsstand einzuordnen. Dabei reicht die Skala von wissenschaftlicher Grundlagenforschung (TRL 1) bis hin zum kommerziellen Betrieb (TRL 9). Neben technischen Details enthalten die Steckbriefe Informationen zu relevanten regionalen wie überregionalen Herstellern sowie Herausforderungen zur Erreichung der Technologiereife. Abbildung 11 zeigt einen exemplarischen

Steckbrief für H₂-Druckspeicher vom Typ II - IV (je TRL 9) [17]. Die Bestandsaufnahme der H₂-Technologien dient als Grundlage für die Auswahl von Distributionskonzepten für die Region AachenPLUS. Zur Bewertung der Eignung der Speicher- und Infrastrukturtechnologien für die Region sind über die spezifischen regionalen Rahmenbedingungen hinaus vor allem die Faktoren Kosten und technische Reife zu berücksichtigen. Die Einordnung der verschiedenen Technologien in Abbildung 12 zeigt die große Bandbreite bezogen auf Kosten und Technologiereifegrad, in der sich die verschiedenen Technologien bewegen.

Wasserstoffdruckspeicher Typ II-IV (bis 1.000 bar)

Druckspeicher Typ II-IV

Beschreibung

Aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte wird Wasserstoff zur Speicherung stark komprimiert. Je höher der Druck, desto weniger Volumen bzw. Platz ist für die Tanks notwendig. Drucktanks werden je nach Druckniveau und Aufbau in die Typen I bis IV eingeteilt. Speicher vom Typ II – IV sind Hochdruckspeicher aus Kompositmaterialien, welche mit Drücken bis zu 1.000 bar betrieben werden können. Aufgrund des hohen Drucks sind der Aufbau und entsprechend auch die Herstellung komplexer als bei Niederdruckspeichern.

Technische Spezifikationen

- Speicherdruck: < 1.000 bar (Typ III: 350 – 700 bar)
- Volumetrische Energiedichte: ca. 37 kg/Nm³ bei 700 bar
- Effizienz inkl. Komprimierung: 89 - 91 % (350 bar) / 85 - 88 % (700 bar)
- Investitionskosten: 370 - 500 €/kgH₂ (CAPEX, 350 – 700 bar)

Relevante Unternehmen

- NPROXX
- McPhy
- Wystrach

Projekte/Verwendung/Einsatz

- Werkstoffkonzepte mit Blick auf Multimaterialcharakter des Druckbehälters („H₂-HD“)
- Speichermodule für 4.000 kg H₂ bei 590 bar für die Zugbetankungsanlage im Industriepark Höchst



TRL-Level



Herausforderungen/Trend

- Eine große Anzahl an Speichern wird als Tank für H₂-Fahrzeuge benötigt
- Massenproduktion ist noch nicht etabliert
- Kosten steigen mit zunehmendem Speicherdruck

Abbildung 11: Technologiesteckbrief am Beispiel H₂-Druckspeicher

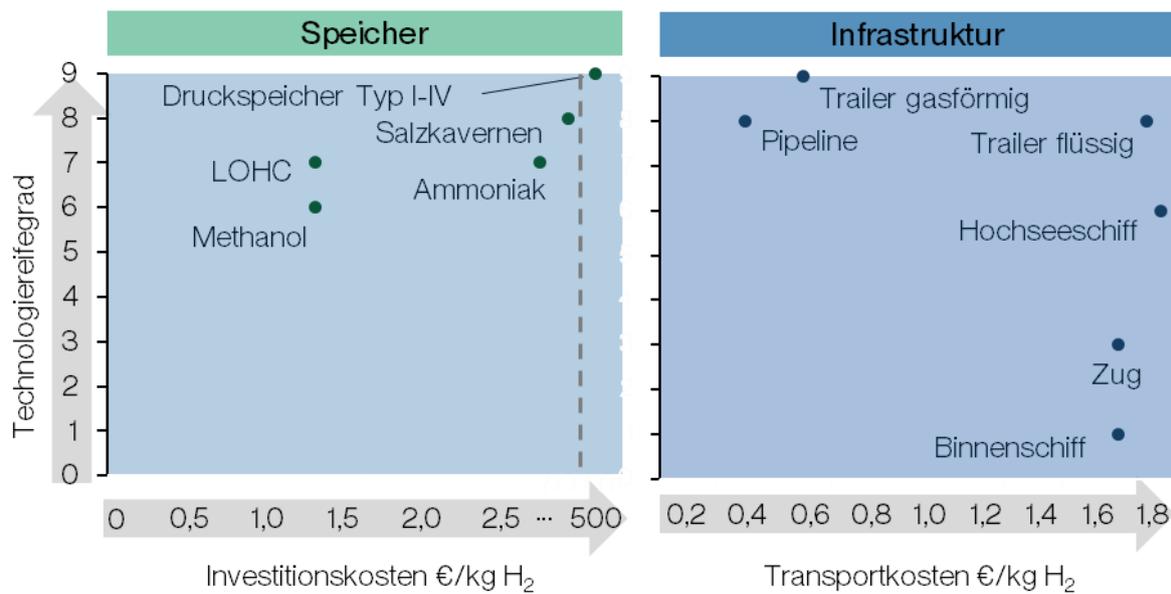


Abbildung 12: Vergleich von Kosten und technischer Reife von Speicher- und Infrastrukturtechnologien nach [18]–[25]

Die energieintensive Herstellung von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak (NH₃) oder Methanol (CH₃OH) oder auch die Speicherung des Wasserstoffs in so genannten Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) dient primär der Verbesserung der Transportfähigkeit des Wasserstoffs, beispielsweise für Hochseeschiffe. Ebenso erfolgt sie zur direkten Nutzung der Derivate. Großskalige Anlagen, zum Beispiel zum Cracken von Ammoniak oder zur Umwandlung von LOHC, werden in erster Linie an zentralen Importpunkten entstehen. Bei Betrachtung der lokalen Speicher- und Distributionsoptionen liegt der Fokus daher auf den herkömmlichen Druckspeicherformen. Die in Abbildung 12 dargestellten Investitionskosten der Speichertechnologien zeigen einen deutlichen Kostenunterschied zwischen Druckspeichern vom Typ I - IV und der Speicherung von Wasserstoff in Form von Derivaten. Der Grund hierfür ist in erster Linie die Menge an Wasserstoff, welche sich in den jeweiligen Speichertypen speichern lässt. So ist die verfügbare Speicherkapazität für LOHC, Methanol, Ammoniak oder auch in Salzkavernen deutlich größer als bei der

Speicherung von gasförmigem Wasserstoff im Druckspeichertank. Beim H₂-Transport ist die Beförderung von gasförmigem Wasserstoff via Trailer am weitesten verbreitet. Aufgrund der hohen Energiedichte von flüssigem Wasserstoff wird dessen Transport via Trailer ebenfalls in Betracht gezogen. Die Verflüssigung von Wasserstoff ist jedoch kostenintensiv und energieaufwendig. Daher kommt dieser Weg besonders bei einer anschließenden Nutzung des Wasserstoffs in flüssiger Form in Frage. Eine Besonderheit stellt der Wasserstoff-Transport via Binnenschiffen dar. Aufgrund der geografischen Nähe der Region zum Rhein – und damit der Verbindung zu dem künftigen Importknotenpunkt Rotterdam – wird diese Möglichkeit im Zuge der Distributionskonzepte in Kapitel 4.5 analysiert. Dem H₂-Transport via Pipelines wird in Zukunft eine besonders große Bedeutung zukommen, da auf diese Weise große Mengen Wasserstoff zu niedrigen Kosten transportiert werden können (vergleiche Kapitel 4.2).

4.2. Wasserstoff aus dem H₂-Backbone: Zukunftsvisionen

Die Rolle der Gasnetze in der Energiewende ist derzeit Gegenstand kontroverser Diskussionen. Auf Verteilnetzebene ist insbesondere strittig, auf welche Weise die Raumwärme beim Endkunden bereitgestellt werden soll. Alle Defossilisierungsszenarien schließen fossiles Erdgas mittel- und langfristig aus. Fraglich ist, zu welchen Anteilen die entstehende Energielücke durch Elektrifizierung (elektrische Wärmepumpen), Verdichtung und Erweiterung von grüner Fern- und Nahwärme, synthetischem Methan, Biogas oder durch grünen Wasserstoff geschlossen werden kann. Die Antwort auf diese richtungsweisende Frage fällt regional und lokal verschieden aus.

Auf der Ebene der Transportnetze ist die Tendenz klarer: Wasserstoff wird im defossilisierten Energiesystem als Energieträger und -speichermedium benötigt und muss weiträumig transportiert werden, da er nicht in ausreichendem Maße am Ort des Endverbrauchs erzeugt

werden kann. Der Transport zu den Verbrauchsschwerpunkten kann von Anlandungspunkten an der Küste oder von Großelektrolyseuren – tendenziell im Norden Deutschlands – erfolgen. Als zukünftige H₂-Verbraucher werden unter anderem Kraftwerke und energieintensive Industriezweige genannt. Es wird demnach mit hoher Wahrscheinlichkeit einen Aufbau eines H₂-Backbones, insbesondere durch Umwidmung redundanter Erdgaspipelines und Neubau einzelner Leitungen, geben.

Sowohl die inländischen Akteure als auch die europäischen Nachbarn haben erkannt, dass Wasserstoff im Energiesystem und als transportierbarer Energieträger erforderlich ist. Gleichwohl sind die Pläne für den Ausbau des H₂-Backbones aktuell noch unkonkret, da auf Absatz- und auf Aufkommenseite noch große Unsicherheiten bestehen.

Aktivitäten und Statements aus Benelux

Vorhaben der Gasunie

Der niederländische Ferngas-Leitungsnetzbetreiber Gasunie plant den Aufbau eines H₂-Netzes in den Niederlanden mit vier Netzkopplungspunkten nach Deutschland. Die folgende Abbildung 13 zeigt den geplanten Ausbaustand im Jahr 2030. Die Region AachenPLUS

ist nicht direkt betroffen, allerdings soll der nahe Aachen gelegene Chemiepark „Chemelot“ (bei Sittard-Geleen) angebunden werden. Eine Ausweitung bis in die Region AachenPLUS gilt als vorstellbar.

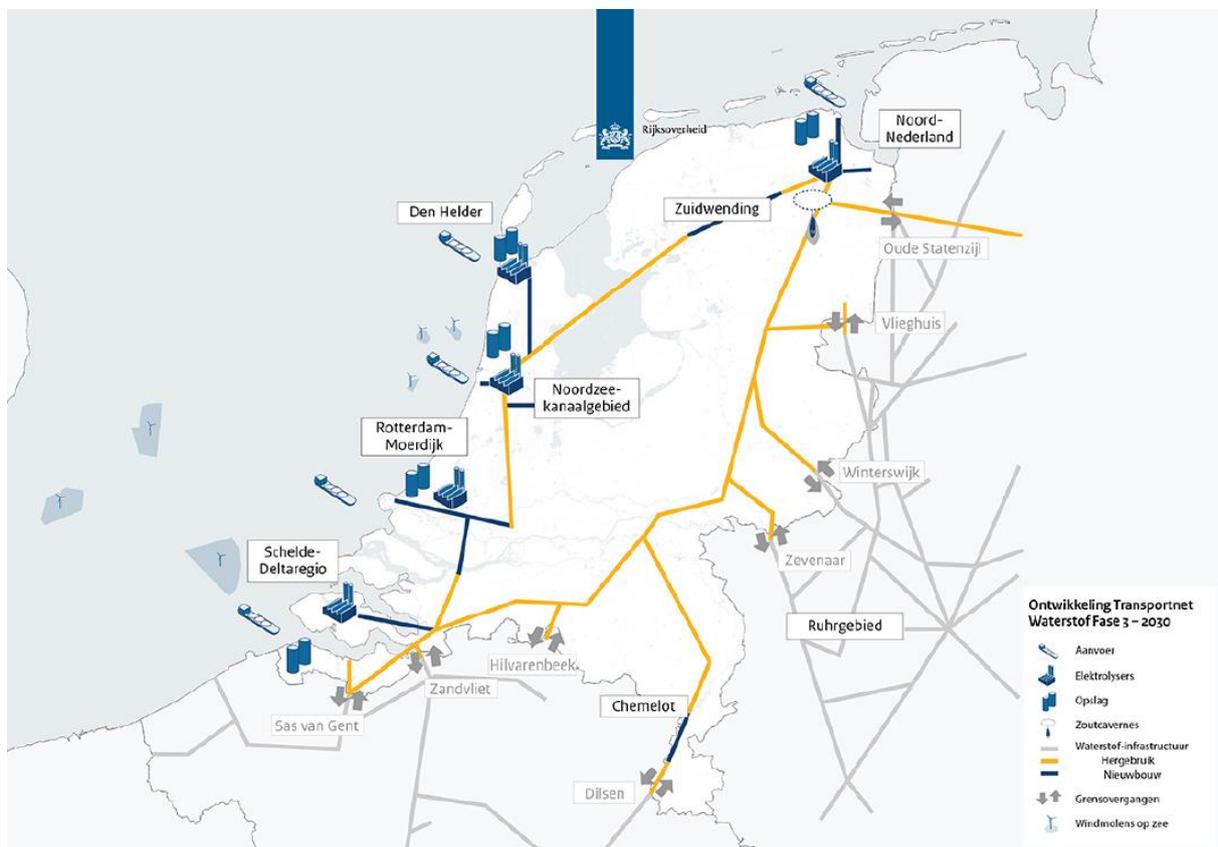


Abbildung 13: H₂-Netze Gasunie in 2030 [19]

Delta Rhine Corridor

Initiiert vom Port of Rotterdam wird das Projekt „Delta Rhine Corridor“ vorangetrieben [26]. Dieses Vorhaben hat zum Ziel, den Hafen von Rotterdam mit dem Chemiestandort Chemelot und dem Rheinland zu verbinden (siehe Abbildung 14). Das Zieljahr ist 2030. Aus

diesem Projekt lässt sich ebenfalls keine direkte Implikation für die Region AachenPLUS ableiten. Die Aktivitäten werden jedoch als weitere Chance angesehen, die Region mit einem (internationalen) H₂-Backbone und möglichen Stichleitungen zu verbinden.



Abbildung 14: Netzausbauvisionen des Port of Rotterdam: Der „Delta Rhine Corridor“ [20]

4.3. Status quo: H₂-Pipelineinfrastruktur in der Region AachenPLUS

Bei der Auswahl geeigneter Distributionsoptionen zur Versorgung der Region mit Wasserstoff sind die lokalen Gegebenheiten zu berücksichtigen, etwa die Verfügbarkeit umrüstbarer Erdgaspipelines, geplante H₂-Pipelineprojekte auf Transport- und Verteilnetzebene oder die Nähe zu Wasserstraßen. Dabei sind mögliche Verknüpfungen zu überregionalen H₂-Infrastrukturen im Hochlauf essenziell. Außerdem müssen lokale H₂-Quellen und Bedarfszentren sowie bestehende und in Planung befindliche Projekte im Bereich der Mobilität mit einbezogen werden. Der Status quo der für Wasserstoff potenziell nutzbaren Infrastruktur ist in nachfolgender Abbildung 15 dargestellt und wird im Folgenden erläutert. Des Weiteren sind die in diesem Kapitel vorgestellten Planungen zu möglichen neu zu errichtenden H₂-Pipelines im Folgenden mit aufgenommen.

Die Region AachenPLUS verfügt über eine umfassende Anbindung an das Erdgastransportnetz. Nördlich und südlich der Stadt Aachen befinden sich mit den Grenzübergangspunkten Bocholtz und Eynatten zwei zentrale Importknotenpunkte für Erdgas aus den Niederlanden bzw. Belgien zur Einspeisung in das deutsche Transportnetz. Eynatten und Bocholtz sind die Ausgangspunkte für vier Erdgastransport-Pipelines mit Nenndurchmessern (DN) von 800 mm bis 1.000 mm, welche die Region in nördlicher, südlicher und östlicher Richtung durchlaufen.

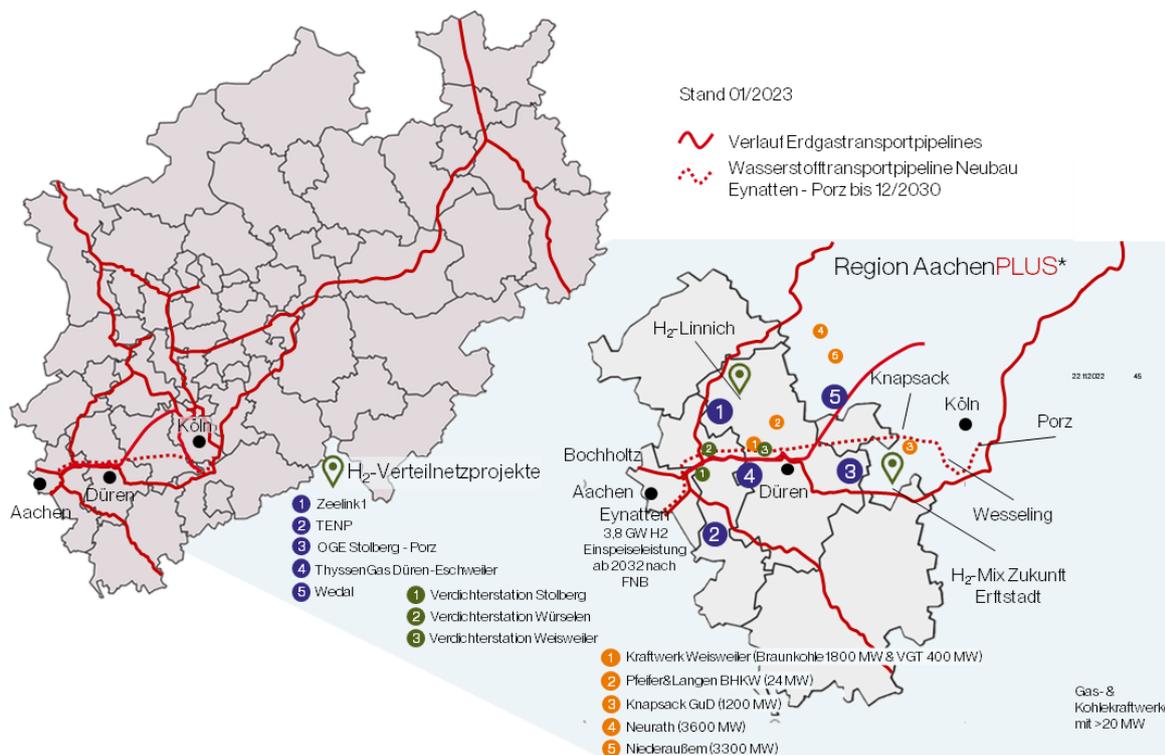


Abbildung 15: Status quo potenziell nutzbarer H₂-Infrastrukturen (eigene Abbildung)

Tabelle 1 zeigt die Pipelines des Erdgastransportnetzes in der Region sowie die für die Beförderung von Erdgas erreichbaren Kapazitäten und die berechneten potenziellen Kapazitäten für den Wasserstoff-Transport.

Es ist jedoch keine vollständige Umstellung aller Pipelines auf Wasserstoff zu erwarten.

Tabelle 1: Transportpipelines in der Region und potenzielle H₂-Kapazitäten

#	Pipeline	Kapazität Erdgas	Kapazität H ₂ (potenziell)
1	Zeelink (OGE/ThyssenGas) – DN1.000	100 TWh / a	88 TWh / a
2	TENP (OGE/Fluxys) 2strängig – DN900-1.000	160 TWh / a	142 TWh / a
3	OGE – DN800	- TWh / a (DN800)	56 TWh / a
4	Wedal – DN1.000	100 TWh / a	88 TWh / a

Netzentwicklungsplan Gas

Für die Beurteilung der Umstellung von Erdgaspipelines auf H₂-Betrieb und den Neubau von H₂-Pipelines im Zuge des H₂-Backbones gibt es verschiedene Konzepte. Für die Markteinschätzung relevant ist in Deutschland insbesondere der Netzentwicklungsplan Gas der Ferngasleitungsnetzbetreiber (FNB). Dessen aktuelle Version (NEP Gas 2022-32) befindet sich in der Finalisierung [27]. Ein mit „Zwischenstand“ betitelt Dokument zeigt die aktuellen Überlegungen. Betrachtet wird vorrangig das Erdgasnetz, jedoch behandelt ein eigenes Kapitel auch den Ausbau einer H₂-Infrastruktur. Basierend auf einer Marktumfrage nach H₂-Erzeugung und -bedarf haben die FNB für eine Anzahl von Projekten ein Memorandum of Understanding (MoU) abgeschlossen. Für die Stützjahre 2027 und 2032 wird auf Basis der so erhobenen Angebots- und Bedarfsermittlung ein H₂-Transportbedarf und daraus die Notwendigkeit von Umwidmung und Zubau von Pipelines abgeleitet. Die folgende Abbildung 16 zeigt die Einschätzung bezüglich des Raumes um die Region AachenPLUS, links für das Stützjahr 2027 und rechts für das Stützjahr 2032.

durch die Region AachenPLUS nach Eynatten / Raeren (bezeichnet als Maßnahme 222, Eynatten-Porz, IBN 2030). Der Bedarf wird noch nicht für das Jahr 2027 gesehen, jedoch für das Jahr 2032. Der Pipelineverlauf des von der Open Grid Europe (OGE) geplanten Vorhabens orientiert sich an der Trasse der bestehenden OGE-Erdgaspipeline. Die angekündigte H₂-Pipeline ist Teil des nationalen Infrastrukturprojektes H2ercules und wird daher von Westen nach Osten quer durch die Region AachenPLUS verlaufen. Die vorgesehene Kapazität beträgt bis zu 10 GW. Hintergrund des Pipelinebaus bildet die strategische Anbindung des nationalen H₂-Netzes an den Importknotenpunkt Eynatten, für den Importkapazitäten von 3,8 GW erwartet werden [27].

Nach heutiger Einschätzung der FNB spricht die gemeldete Last-Einspeisesituation für einen Neubau einer H₂-Leitung von der Rheinschiene

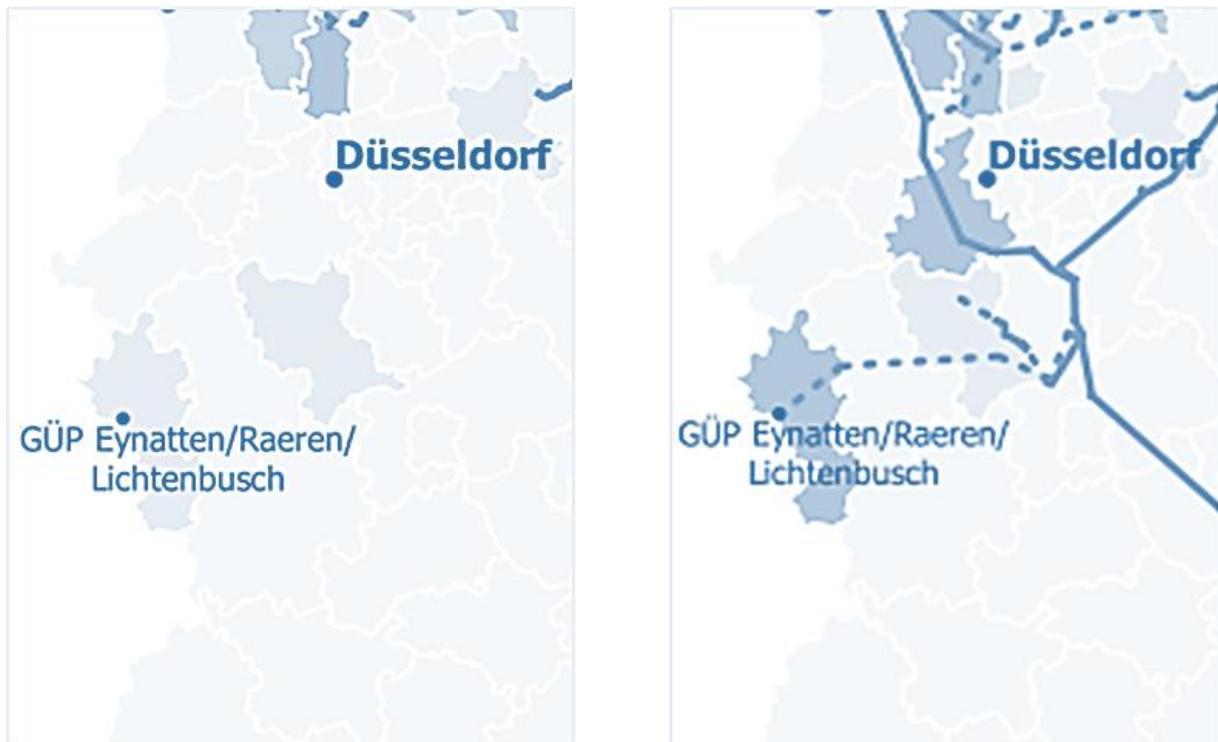


Abbildung 16: H₂-Netze nach NEP Gas 2022-32 in 2027 (links) und 2032 (rechts), Einfärbung nach Einspeisung [21]

Hinweis zu Abbildung 16: Der Abzweig in den Rhein-Erft-Kreis quert nicht die Region Aachen-PLUS. Er dient augenscheinlich dem möglichen Anschluss einer für Rommerskirchen im Rhein-Kreis Neuss vorgesehenen Elektrolyse an der Kopfstation der Offshore-Wind-HGÜ (bezeichnet als: Maßnahme 246 des NEP Strom 2035). Auch für den Raum Oberzier, Kreis Düren, ist eine Offshore-Kopfstation angenommen (bezeichnet als: Maßnahme 247 des NEP Strom). Dies kann ebenfalls eine entsprechende Planung von Elektrolyse und folglich ein H₂-Erzeugungspotenzial nach sich ziehen.

Auf Ebene des Verteilnetzes sind vereinzelte Projekte zur Umstellung oder Beimischung von Wasserstoff pilotiert. Im Projekt H2Linnich ist seit 2022 eine aus einer 130 Meter langen H₂-Pipeline und einem H₂-Brennwertkessel bestehende Wärmeinsel in Betrieb. Sie dient als Nukleus für die Umstellung weiterer Teile des regionalen Verteilnetzes [28]. Das Unternehmen Thyssengas plant, einen Pipelinestrang

zwischen Weisweiler und Düren bis 2027 umzustellen. Dabei hängt die endgültige Umstellung stark von einem Rückgang der Erdgasbedarfe der angeschlossenen Kunden ab. Des Weiteren erwägt Thyssengas, den Pipelinestrang zwischen Düren und Köln umzustellen, um so eine Anbindung an das überregionale H₂-Netz zu verwirklichen.

Die Analyse des Status quo der Pipelineinfrastruktur der Region verdeutlicht den Bedarf an H₂-Wertschöpfungsketten zur Verteilung des Wasserstoffs auf regionaler Ebene. Dazu zählen kurz- und mittelfristig die Transportoptionen via Trailer zur Vernetzung lokaler Erzeugungsstandorte mit Industrien und Tankinfrastruktur. Langfristig wird durch die Skalierung des Marktes sowohl auf Angebots- als auch auf der Bedarfsseite eine Pipelineinfrastruktur und die Anbindung an das europäische Pipelinennetz erforderlich sein. Die Analyse der Wertschöpfungsketten bedarf da-

her einer mittelfristigen und langfristigen Betrachtung, um den Markthochlauf in der Region zu ermöglichen. Für die weiteren Aktivitäten innerhalb der Region AachenPLUS ist es aussichtsreich, auf die weiteren Arbeiten im NEP Gas einzuwirken. Sofern Bedarfe oder Angebote aus der Region an die FNB gemeldet werden, können diese als Anforderung an die

Netzplanung aufgenommen und berücksichtigt werden. Die Anführung der Neubau-Pipeline im NEP ist diesbezüglich vielversprechend. Darüber hinaus erscheint die internationale Einbindung aufgrund der Lage der Region AachenPLUS zwischen Rheinland, Chemelot und Küste im Dreiländereck als eine Chance mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit.

4.4. Technologiebausteine der H₂-Versorgungspfade

Kapitel 4.4 behandelt die Rahmenbedingungen für den Aufbau einer zukünftigen H₂-Versorgung. Hierbei werden einzelne Technologiebausteine zur Bildung von H₂-Wertschöpfungsketten betrachtet und hinsichtlich ihrer technischen Reife sowie der spezifischen Kosten analysiert. Die betrachteten Technologiebausteine sind in Abbildung 17 dargestellt. Durch unterschiedliche Kombination dieser Elemente lassen sich individuelle H₂-Versorgungspfade erstellen. Mit Hilfe dieser Bausteinlogik werden sodann verschiedene Versorgungskonzepte in der Region AachenPLUS analysiert und Versorgungspfade, beispielsweise die Trailer-Versorgung mit gasförmigem Wasserstoff, dargestellt. Aufgrund der modularen Methodik sind bei der Kombination der einzelnen Elemente

und der Anwendung auf spezifische Versorgungspfade mehrere Randbedingungen zu berücksichtigen. Zum einen ist die Skalierbarkeit der einzelnen Bausteine nur bedingt möglich, da deren techno-ökonomische Betrachtung in der Regel lediglich für eine verarbeitete H₂-Menge von 5-20 t/d ausgelegt ist. Weiterhin werden in der techno-ökonomischen Analyse Kosten auf Basis der aktuellen Literatur verwendet. Es werden keine Annahmen zu möglichen Margen entlang der Wertschöpfungskette inkludiert. Darüber hinaus hängt die Kombinierbarkeit der einzelnen Technologiebausteine von der individuellen Anwendung ab, etwa von der betrachteten Menge oder der betrachteten Transportdistanz.



Abbildung 17: Verwendete Technologiebausteine für die Distributionskonzepte

4.5. Ergebnisse der Distributionsoptionen

Auf Grundlage der in Kapitel 4.1 analysierten Technologiebausteine und des in Kapitel 4.3 ermittelten Status quo werden in diesem Kapitel Distributionspfade für die Versorgung der Region AachenPLUS mit Wasserstoff ermittelt und hinsichtlich der aktuellen sowie zukünftigen Kosten analysiert. Auf Basis der Informationen zur technologischen Reife der einzelnen Technologiebausteine und des Status quo in der Region wird dabei eine Unterteilung in zwei Szenarien vorgenommen. Das mittelfristige Szenario hat einen Umsetzungshorizont bis maximal 2030 und berücksichtigt vor allem den Transport von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff via Trailer. Im Langfrist-Szenario gibt es mehr Optionen durch die technische oder räumliche Verfügbarkeit von H₂-Pipelines und die Möglichkeit, Wasserstoff auf Flüssen zu transportieren. Das langfristige Szenario setzt entsprechend das Entstehen eines nationalen und europäischen H₂-Pipelinetzes sowie die technische Verfügbarkeit von Binnenschiffen

zum H₂-Transport voraus. Abbildung 18 zeigt die für die Region analysierten möglichen mittel- und langfristigen Distributionsoptionen.

Im Folgenden werden anhand von fünf Fallbeispielen verschiedene Distributionskonzepte für die Region analysiert, welche in Abbildung 19 dargestellt sind. Für die mittelfristigen Szenarien, also den Trailer-Transport von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff, wird die Route zwischen einer dezentralen Erzeugungseinheit im Brainery Park Jülich und einer H₂-Tankstelle in Düren gewählt. Die Transportdistanz beträgt in diesem Distributionskonzept circa 20 km, damit handelt es sich um eine rein regionale Wertschöpfungskette. Für die Produktion des Wasserstoffs am Standort wurden optimistisch Kosten in Höhe von 5 €/kg Wasserstoff angenommen. Langfristig wird der Import von Wasserstoff in die Region eine Rolle spie-

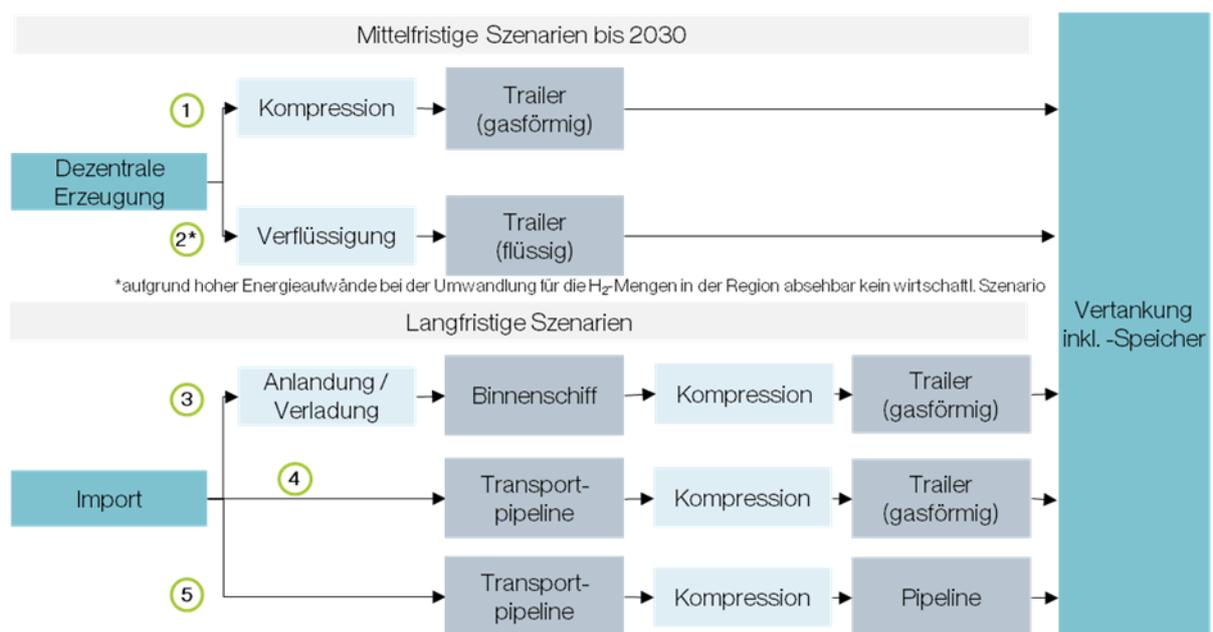


Abbildung 18: Mittel- und langfristige Distributionsoptionen für die Region AachenPLUS

len. Hierfür werden drei verschiedene Optionen analysiert. Basierend auf einer internen Berechnung wird für importierten Wasserstoff ein Preis von 4,16 €/kg Wasserstoff prognostiziert. Die erste Option bildet den Import via Binnenschiff. In diesem Distributionskonzept landet der Wasserstoff im Rotterdamer Hafen an, wo er auf Binnenschiffe umgeladen wird. Mit diesen wird der Wasserstoff über den Rhein bis in den Neusser Hafen transportiert. Anschließend befördern Trailer ihn in die Region. Das zweite Importkonzept kombiniert die pipelinegebundene Wasserstoff-Einfuhr mit einem Trailer-Transport. In diesem Konzept wird Wasserstoff über das entstehende H₂-Netz bis nach Köln geleitet, von dort erfolgt der Weitertransport via Trailer in die Region AachenPLUS. Das dritte Importkonzept setzt eine direkte Anbindung der Region AachenPLUS über eine H₂-Transportpipeline voraus. Der importierte Wasserstoff wird in diesem Fall verdichtet und anschließend via Pipelines direkt zum Endabnehmer transportiert.

In Abbildung 20 werden die Resultate der Analyse der verschiedenen Distributionskonzepte mitsamt möglichen Kostensenkungspotenzialen in Folge von Lerneffekten durch erhöhte Produktions- und Transportkapazitäten dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Kosten für gasförmigen Wasserstoff für die betrachteten täglichen Transportmengen und die gewählte Distanz beim Transport via Trailer im Fallbeispiel am geringsten sind. Im Zuge von Lerneffekten sind bis 2025 deutliche Kostensenkungspotenziale zu erkennen. Jedoch bleibt der Trailer-Transport von gasförmigem Wasserstoff die kostengünstigste Variante. Ab dem Jahr 2030 mehren sich die Optionen für den Wasserstoffbezug. Durch die erreichte technologische Reife für den Wasserstofftransport auf Binnenschiffen und Umsetzung von H₂-Pipelineprojekten auf europäischer (European Hydrogen Backbone) und regionaler Ebene (unter anderem OGE H₂-Pipeline Eynatten-Porz) besteht die Möglichkeit, weitere Wege für den großskaligen H₂-Bezug zu schaffen. Es ist davon auszugehen, dass diese neuen Optionen in direkter Preiskonkurrenz mit den zuvor

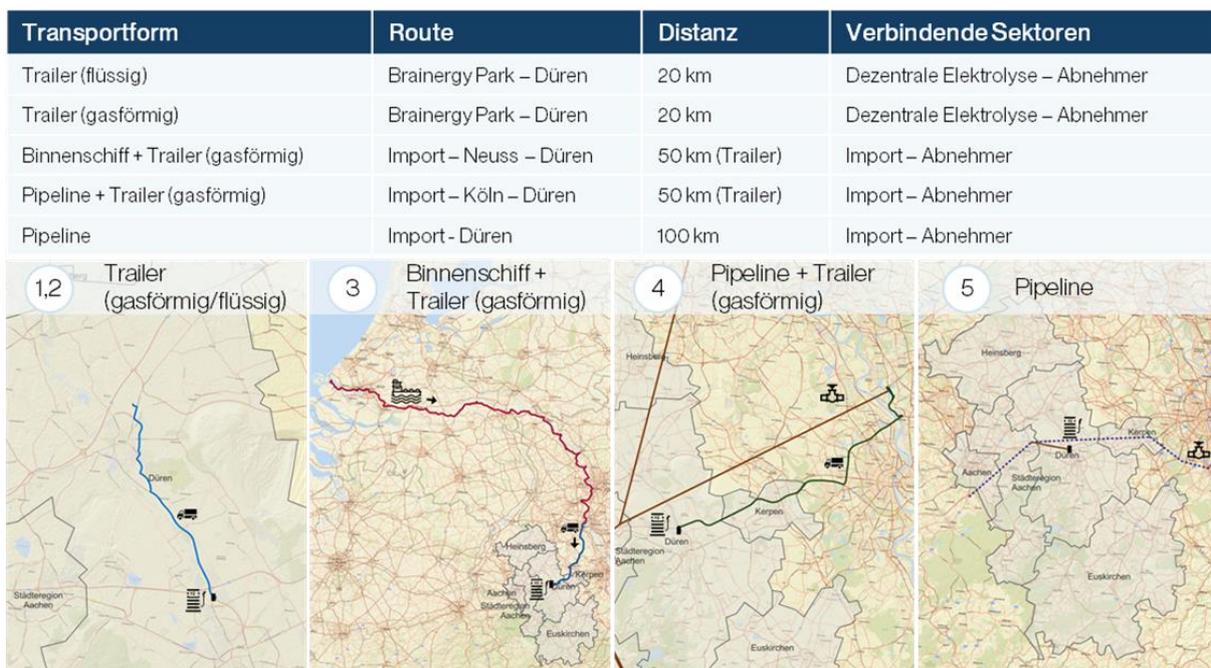


Abbildung 19: Ausgewählte Distributionskonzepte der Region AachenPLUS

etablierten Alternativen stehen werden. Aufgrund der Skalierung der neuen Optionen werden deren Kosten voraussichtlich geringer sein als die der etablierten Alternativen.

Die Entwicklung hin zu verschiedenen verfügbaren Distributionskonzepten in der Region wird dazu führen, dass sich mehrere von ihnen etablieren werden. Welche Konzepte schließlich in der Region eingesetzt werden, hängt außer von den Kosten unter anderem davon ab, ab welchem Zeitpunkt eine Option erstmals zur Verfügung steht.

Tabelle 2 zeigt eine Übersicht der betrachteten Distributionskonzepte samt Einschätzung der mittel- und langfristigen Verfügbarkeit und dem Einfluss des Wasserstofftransportes auf die regionale Wertschöpfung. Die Analyse der Distributionskonzepte macht deutlich, dass voraussichtlich bis 2030 ein Wandel von einer trailer- hin zu einer pipelinebasierten H₂-Bereitstellung stattfinden wird. Nichtsdestotrotz sind in Zeiten des Hochlaufes der H₂-Wirtschaft

in der Region AachenPLUS dezentrale Versorgungskonzepte (siehe Konzepte 1 und 2) essenziell für den Betrieb von Inselfösungen zur dezentralen H₂-Bereitstellung. Mit steigenden H₂-Bedarfen, wie sie in Kapitel 5 näher erläutert werden, wird zunehmend auch die Versorgung durch Pipelines kosteneffizient. Dennoch wird die Versorgung kleinerer Abnehmer, etwa einzelner Tankstellen, auch langfristig via Trailer erfolgen. Eine im Hochlauf relevante Option kann die Versorgung von Abnehmern durch die Verteilung von Wasserstoff via Trailer darstellen, ausgehend von Distributionshubs entlang des entstehenden H₂-Transportnetzes.

Durch den Aufbau von Distributionshubs an entsprechenden Verdichterstationen können einzelne Industrien angebunden werden. Im Pipelineverteilnetz hängt eine mögliche Umstellung stark von den sich verändernden Kundenbedarfen ab. Bei einem ausreichenden Erdgasbedarfsrückgang der an das Verteilnetz angeschlossenen industriellen Betriebe und privaten Abnehmer können einzelne Leitungen

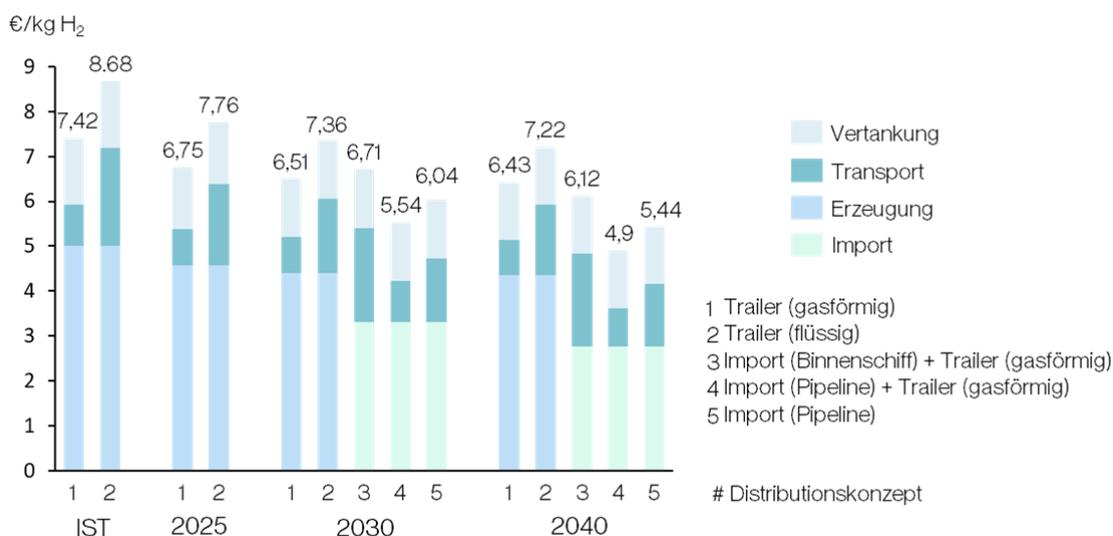


Abbildung 20: Kostenvergleich der Distributionskonzepte und zeitliche Entwicklung

umgestellt werden. Dies setzt voraus, dass es entlang dieser Leitungen keinen Erdgaskunden mehr gibt oder zweisträngige Leitungen auf

eine Erdgas- und eine H₂-Leitung umgestellt werden können.

Tabelle 2: Verfügbarkeit und regionale Wertschöpfung der Distributionskonzepte

Distributionskonzepte	Verfügbarkeit	Regionale Wertschöpfung
Konzept 1 Dezentrale Trailerversorgung (gasförmig)	Bis 2030: <ul style="list-style-type: none"> Regionale Erzeugungs- und Nutzungskonzepte (Insellösungen) Meistgenutzte Transportoption zur dezentralen Versorgung der Bereiche Mobilität und Industrie Ab 2030: <ul style="list-style-type: none"> Nutzungskonkurrenz durch pipelinegebundene Importe Zunehmende Netzintegration und Systemstabilisierungsfunktion der Erzeugung 	 <i>Gesamte Wertschöpfungskette innerhalb der Region für bilaterale Versorgung und langfristige Systemstabilisierung</i>
Konzept 2 Dezentrale Trailerversorgung (flüssig)	Bis 2030: <ul style="list-style-type: none"> Verflüssigung von Wasserstoff in der Region nicht wirtschaftlich Ab 2030: <ul style="list-style-type: none"> Flüssig importierter Wasserstoff wird ausgehend von Importhubs (z. B. Hafen Neuss) via Trailern in die Region geliefert werden können Konkrete Umsetzung nicht absehbar Keine Verflüssigung in der Region 	 <i>Geringe Wertschöpfung durch fehlende technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit in der Region</i>
Konzept 3 Binnenschiff + Trailer (gasförmig)	Bis 2030: <ul style="list-style-type: none"> Nicht verfügbar Ab 2030: <ul style="list-style-type: none"> Technische Verfügbarkeit vorhanden, Umsetzung von konkreten Projekten (Hafeninfrastruktur) derzeit nicht absehbar 	 <i>Regionüberreifendes Konzept mit hohem Innovationspotenzial</i>
Konzept 4 Import (Pipeline) + Trailer (gasförmig)	Bis 2030: <ul style="list-style-type: none"> Entstehung des initialen nationalen Wasserstoffnetzes. Anbindung an initiales Netz im Raum Köln durch Trailertransporte denkbar Ab 2030: <ul style="list-style-type: none"> Nutzungskonkurrenz durch direkte Pipelineanbindung der Region 	 <i>Wertschöpfung durch Verteilung von H₂ via regionalen Trailertransporten</i>
Konzept 5 Import (Pipeline)	Bis 2030: <ul style="list-style-type: none"> Nicht verfügbar in der Region Ab 2030: <ul style="list-style-type: none"> Direkte Pipelineanbindung abhängig von Trassenführung in der Region 	 <i>Fokussierung auf großskalige regionale H₂-Nutzung</i>

5. Nutzung im Verkehr und in weiteren Bereichen

Nach der Untersuchung der Erzeugungspfade und der Transmissions- und Distributionsoptionen zielt Kapitel 5 auf die Prognose der H₂-Bedarfe in den Sektoren Mobilität und Verkehr, Industrie, Gebäude sowie Forschung, Entwicklung und Implementierung ab. In den einzelnen

Unterkapiteln werden sektorale Betrachtungsschwerpunkte und die Methoden erläutert sowie die Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

5.1. Mobilität und Verkehr

Der H₂-Bedarf der Region AachenPLUS im Verkehrssektor hat maßgeblichen Anteil am potenziellen Gesamtbedarf an Wasserstoff. Die prognostizierte Abnahmemenge von Wasserstoff und seiner Derivate schafft die Grundlage für den Infrastrukturausbau. Dieser umfasst im Kontext der Mobilität insbesondere die Tankstelleninfrastruktur. Diesbezüglich ist festzuhalten, dass sowohl der Öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) als auch der Schwerlastverkehr hohe Potenziale zum Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen (Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV)) aufweisen. Anhand einer dreistufigen Potenzialanalyse wird der H₂-Bedarf für Mobilität und Verkehr für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 prognostiziert. Zunächst wird eine Ist-Analyse durchgeführt, um explizite H₂-Vorhaben im Mobilitätssektor zu erfassen und ei-

nen daraus resultierenden H₂-Bedarf abzuleiten. Anschließend wird die potenzielle Fahrzeugentwicklung und damit die Durchdringung von mit Brennstoffzellen betriebenen Fahrzeugen analysiert. Im dritten Schritt wird abschließend der H₂-Bedarf anhand der Analyse einzelner relevanter Streckenabschnitte der Region kalkuliert. Dieser Dreiklang ermöglicht eine spezifisch auf die Region zugeschnittene Prognose der zukünftig für den Mobilitätssektor benötigten H₂-Menge. In Kapitel 6 werden zudem verschiedene Antriebstechnologien von Bussen und Schienenfahrzeugen hinsichtlich der spezifischen Energieverbräuche und CO₂-eq-Emissionen untersucht sowie die Beschaffungs- und Betriebskosten für verschiedene Fahrzeugflotten in der Region AachenPLUS kalkuliert.

Hauptaussagen auf einen Blick

Ambitionierte ÖPNV-Vorhaben zur Integration von H₂-Fahrzeugen

Ambitionierte H₂-Projekte einzelner ÖPNV-Betreiber der Region führen zu einer deutlichen Überschreitung des H₂-Bedarfes im Vergleich zum aus Kfz-Zulassungen kalkulierten Hochlauf.

Fokus auf Bus, Zug und Schwerlastverkehr in der Region

Der H₂-Bedarf ist maßgeblich durch den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr und im ÖPNV (primär Busse, aber auch Züge) geprägt. Durch den hohen Anteil der Busse ist der Bedarf nicht nur auf den Hauptverkehrsadern (A4, A61 und A44), sondern vor allem auch in den Regionen selbst zu erwarten.

Bereits gut ausgebaute Tankstelleninfrastruktur mit Erweiterungspotenzial

Die bereits vorhandene und geplante Tankstelleninfrastruktur sollte spätestens ab 2035, insbesondere für eine noch bessere flächenmäßige Abdeckung der Region und damit der Motivation zu weiteren Anschaffungen von H₂-Fahrzeugen, erweitert werden.

Einbezug verschiedener Faktoren zur Erarbeitung einer Tankstelleninfrastruktur

Eine gelungene Tankstelleninfrastruktur kann nicht nur auf Basis der kalkulierten Bedarfe ausgelegt werden, sondern muss Faktoren wie räumliche Abdeckung, Anfahrtdauer sowie Nutzbarkeit (Fahrzeugtyp und öffentliche Zugangsmöglichkeit) einbeziehen.

Bedeutung für die Region AachenPLUS

Die Integration von H₂-Mobilität in der Region ist insbesondere im ÖPNV stark ausgeprägt. Durch den Durchfahrtsverkehr auf den großen Autobahnen in dem Gebiet besteht ein hohes Anstiegspotenzial beim zukünftigen H₂-Bedarf. Für die Intensivierung der H₂-Mobilität in der Region ist somit der weitere strategische Ausbau der Tankstelleninfrastruktur notwendig.

5.1.1. Ist-Analyse

Methodik der Ist-Analyse

Initial erfolgt eine detaillierte Ist-Analyse der Region AachenPLUS. Dafür werden bestehende oder geplante Vorhaben zur Integration von H₂-Fahrzeugen recherchiert und zusammengetragen. Im Fokus stehen die verschiedenen ÖPNV-Betreiber der Region sowie eine Umstellung des jeweiligen städtischen Fuhrparks. Anschließend werden die recherchierten Vorhaben anhand einer Befragung validiert. Im Rahmen dessen werden regionale ÖPNV-Betreiber sowie Logistiker befragt, da im Bereich des Schwerlastverkehrs und des ÖPNV die größten Potenziale vorliegen. Insgesamt werden sieben Umfragebögen ausgewertet, wobei die Befragung die folgenden drei Themenschwerpunkte umfasst:

1. Erhebung der Relevanz einzelner Kfz-Klassen mit Brennstoffzellenantrieben für die Mobilitätsflotte
2. Erhebung des Fokus auf Brennstoffzellenbusse oder -züge im ÖPNV
3. Erhebung durchschnittlicher Jahresfahrleistungen der aktuellen Flottenfahrzeuge

Ergebnisse der Ist-Analyse

Die Auswertung der Befragung potenzieller Anwender bestätigt die recherchierte zeitliche Entwicklung der ÖPNV-Vorhaben sowie die getroffenen Annahmen bezüglich der Jahresfahrleistungen [29]–[34].

Stand 26.06.23

	StädteRegion Aachen (inkl. Stadt Aachen)	Kreis Heinsberg	Kreis Düren	Kolpingstadt Kerpen*	Kreis Euskirchen*
2022	2 Abfallfzg.		5 H ₂ -Busse ³		3 H ₂ -Busse ⁶
2023			6 H ₂ -Pkw		
2024		12 H ₂ -Busse ² (kurzfristige Anschaffung)	2 H ₂ -Personenzüge ⁴	3 H ₂ -Busse ⁵	
2025			35 H ₂ -Busse ³		9 H ₂ -Busse ⁶
2026	5 Abfallfzg.		10 H ₂ -Pkw (Städt. Fuhrpark) 12 H ₂ -Personenzüge (alle Linien) ⁴		
2027	21 H ₂ -Busse ¹		2 Abfallfahrzeuge (Test) 12 H ₂ -Pkw (Erweiterung Fuhrpark)		
2030	49 H ₂ -Busse		110 H ₂ -Busse ³	15 H ₂ -Busse ⁵	
2031		135 H ₂ -Busse ²	14 H ₂ -Pkw (Erweiterung Fuhrpark)		
2035			170 H ₂ -Busse (gesamte Flotte) ³		12 H ₂ -Busse ⁶

keine Angaben keine Angaben keine Angaben keine Angaben

schwarz: explizit formulierte Vorhaben des ÖPNV (zeitlicher Rahmen und Fahrzeuganzahl)
 grau: Schätzungen aufgrund weniger expliziter Ankündigungen der Vorhaben
 Erhebung der Pkw-Zahlen bezogen auf städtische Flotten

¹ ASEAG Vision 2027	³ Ruralbus VIAS Bus	⁵ REVG emissionsfrei 2030 * (Anteil Kerpen am ges. Rhein-Erft-Kreis)
² WestVerkehr emissionsfrei	⁴ Rurtalbahn	⁶ Projekt Null Emission * (Anteil Kreis Euskirchen am RVK)

Abbildung 21: Übersicht der geplanten Projekte zur Integration von Brennstoffzellenfahrzeugen in der Region AachenPLUS (Anschaffung der Fahrzeuganzahl bis zum jeweiligen Jahr)

Für die Region AachenPLUS ist eine bereits überdurchschnittlich hohe Durchdringung von H₂-Fahrzeugen zu erkennen. Die Kreise Heinsberg und Düren planen mit den ÖPNV-Betreibern Westverkehr und Rurtalbus bzw. VIAS Bus eine Umstellung ihrer gesamten Flotten auf Brennstoffzellenbusse, was einen Umfang von rund 135 bzw. 170 Fahrzeugen bedeutet. Zusätzlich hat die Umstellung der Rurtalbahn auf den Einsatz von Brennstoffzellenzügen einen signifikanten Einfluss auf den H₂-Bedarf der Gesamtregion. Im Fall der Kolpingstadt Kerpen wird eine Umstellung auf H₂-Busse durch die Initiative *REVG emissionsfrei*

2030 angestrebt. Diese ist in Abbildung 21 jedoch nur anteilig (12 von 26 Bussen) am gesamten Rhein-Erft-Kreis abgebildet, da die restlichen Gebiete des Kreises nicht zur Region AachenPLUS gehören.

Es ist anzumerken, dass der aus dem Verkehr resultierende H₂-Bedarf maßgeblich davon geprägt ist, wo die Fahrzeuge tanken. Im Fall der REVG Rhein-Erft-Verkehrsgesellschaft mbH befindet sich der aktuelle Betriebshof in Türnich. Daher ist es möglich, dass dort mehr Busse als

in der Kalkulation angenommen betankt werden, dies kann sich auf den Bedarf in der Region auswirken.

Bei der Befragung potenzieller Anwender zeigt sich grundsätzlich ein hohes Interesse an der Integration von Brennstoffzellenfahrzeugen, insbesondere von H₂-Bussen und -Lkw. Das unter Einbezug der jeweiligen fahrzeugtypischen jährlichen Fahrleistungen sowie dem spezifischen Verbrauch kalkulierte H₂-Potenzial kann in der Realität jedoch höher ausfallen als der berechnete Bedarf, der aus den von den Befragten explizit genannten Flottengrößen resultiert. Einzelne befragte Unternehmen bekunden Interesse an der Implementierung von Brennstoffzellenfahrzeugen, jedoch ohne konkrete, skalierbare Pläne. Daher ist zu beachten, dass individuelle Entscheidungen einzelner Akteure einen signifikanten Unterschied in der Kalkulation von H₂-Bedarfen ausmachen können. Angaben zu noch unkonkreten Einzelfallentscheidungen werden deshalb wegen der Unsicherheit nicht in den final berechneten Hochlauf einbezogen.

5.1.2. Analyse der Fahrzeugentwicklung

Methodik der Analyse der Fahrzeugentwicklung

Im zweiten Analyseschritt wird die potenzielle Fahrzeugentwicklung auf Basis von Kfz-Zulassungen in den jeweiligen Kreisen und Gemeinden bestimmt, um die in der Region Aachen-PLUS benötigte H₂-Menge zu kalkulieren. Dafür werden die Zulassungsdaten zehn verschiedener Fahrzeugklassen für die Stützjahre anhand einer studienbasierten zukünftigen Marktdurchdringung kreisscharf kalkuliert. Um eine Verzerrung im ermittelten Bedarf aufgrund aggregierter Fahrzeugklassen zu vermeiden

und eine möglichst realitätsgetreue H₂-Menge zu bestimmen, werden den Fahrzeugklassen spezifische Verbräuche zugeordnet. Als Berechnungsgrundlage werden die Leitstudie der DENA [9], eine Agora-Studie [10] sowie eine Studie des Forschungszentrums Jülich (FZ Jülich) [35] ausgewählt. In diesen Studien wird zumeist erst nach dem Jahr 2030 ein starker Anstieg der H₂-Mobilität prognostiziert. Im Jahr 2030 liegt der H₂-Anteil am Endenergiebedarf bei lediglich 0,5 – 0,6 %, welcher bis zum Jahr 2050, je nach Szenario und Studie, auf 5 – 30 % ansteigt [36]. Die gewählten Studien mit den Szenarien „KN2045 Agora“ und „KN100 dena“ skizzieren im Studienvergleich einen moderaten Brennstoffzellenfahrzeug-Hochlauf, weshalb sie als Berechnungsgrundlage herangezogen werden. Da die Studien keine explizite Marktentwicklung für Brennstoffzellenbusse betrachten, wird die Studie des FZ Jülich herangezogen, um diese Lücke zu schließen. Genau wie in den oben genannten Studien gilt es, aus einem optimistischen, einem moderaten und einem konservativen Hochlauf von Brennstoffzellenbussen den mittleren Ansatz auszuwählen.

Ergebnisse der Analyse der Fahrzeugentwicklung

In Abbildung 22 ist der Vergleich zweier Hochlauf-Varianten dargestellt. Dabei umfasst die Kategorie *H₂-Fahrzeuge* Pkw, leichte Nutzfahrzeuge sowie Lkw unterschiedlicher Gewichtsklassen. Zunächst ist zu erkennen, dass Schienenfahrzeuge in *Variante a* nicht aufgeführt werden. Der aus dem Schienenverkehr resultierende H₂-Bedarf hat jedoch einen signifikanten Anteil, weshalb ein rein studienbasierter Hochlauf wie in *Variante a* nicht ausreichend ist.

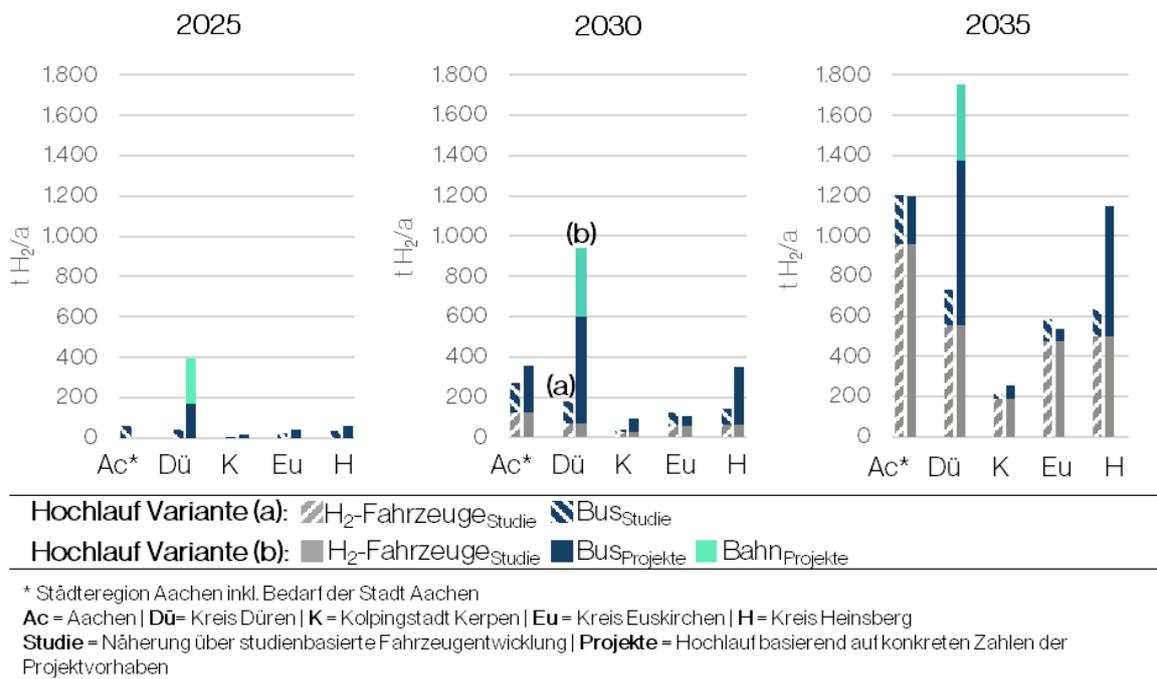


Abbildung 22: Überschlüssiger Hochlauf des aus der Mobilität resultierenden H_2 -Bedarfs anhand von zwei verschiedenen Analyseansätzen

Beim Vergleich der Hochläufe für Busse zeigt sich, dass die ambitionierten Pläne der jeweiligen ÖPNV-Betreiber (*Variante b*) die studienbasierten Kalkulationen zum Teil weit übersteigen. Dies ist anhand der Hochläufe der Kreise Düren und Heinsberg sowie der Kolpingstadt Kerpen zu erkennen. Im Falle der ÖPNV-Betreiber der StädteRegion Aachen sowie des Kreises Euskirchen ergeben die studienbasierten Hochläufe höhere H_2 -Bedarfe als die Bedarfe aus den formulierten Projektvorhaben. Da die Angaben der ÖPNV-Betreiber zu den Anschaffungs- und Umstellungsplänen bezogen auf H_2 -Busse das realistischere Bild zeichnen, wird in diesem Fall nicht der studienbasierte Hochlauf gewählt.

Im Folgenden wird im weiteren Verlauf die Kombination der Berechnungsgrundlagen für den aus der Mobilität resultierenden H_2 -Bedarf gewählt. Die Hochlauf-*Variante b* umfasst somit die Kategorien $\text{Bus}_{\text{Projekte}}$ und $\text{Bahn}_{\text{Projekte}}$,

womit die Entwicklungen aus expliziten Projektvorhaben der ÖPNV-Betreiber gemeint sind, sowie einen grundlegenden Hochlauf an H_2 -Fahrzeugen auf Basis einer studienbasierten Fahrzeugentwicklung, wie zuvor erläutert. Dabei ist anzumerken, dass die Entwicklung der Brennstoffzellen-Pkw nicht explizit aufgeführt ist, da diese nach Studienlage keinen signifikanten Einfluss auf die Entwicklung des aus dem Verkehr resultierenden H_2 -Bedarfs hat. Die Kategorie der $\text{H}_2\text{-Fahrzeuge}_{\text{Studie}}$ ist demnach maßgeblich durch den Schwerlastverkehr und Nutzfahrzeuge geprägt.

5.1.3. Analyse einzelner Streckenabschnitte

Methodik der Analyse einzelner Streckenabschnitte

Im dritten Analyseschritt werden inter- und multimodale Knotenpunkte des Personen- und Warenverkehrs anhand der Auslastung von Hauptverkehrsadern identifiziert und analysiert. Dabei werden Verkehrszählungen [37] auf einzelnen Straßenabschnitten aus dem Jahr 2019 herangezogen, die ebenfalls durch den studienbasierten Hochlauf für die jeweiligen Stützjahre hochskaliert werden. Das Vorgehen erfolgt analog zur Berechnung der Fahrzeugentwicklung und legt dieselben Studien zugrunde. Es ist festzuhalten, dass bei Verkehrszählungen nicht alle Straßen erfasst werden. Ebenso gilt es zu beachten, dass hierbei nicht nur die in der Region gemeldeten Fahrzeuge betrachtet werden, sondern insbesondere auf den Bundesautobahnen ein großer Anteil der gezählten Fahrzeuge zum Durchfahrts- sowie Fernverkehr zählen kann. Insbesondere wegen der geografischen Lage der Region AachenPLUS im Dreiländereck (Deutschland, Niederlande, Belgien) kann die Detektion der Hauptverkehrsknotenpunkte wichtige Schlussfolgerungen für eine H₂-Infrastruktur geben.

Ergebnisse der Analyse einzelner Streckenabschnitte

Für die Bundesautobahnen A4 sowie A61 wurden die höchsten H₂-Bedarfe berechnet. Dies resultiert aus den hohen Streckenauslastungen durch die Gesamtzahl der Fahrzeuge sowie einem hohen Anteil des Schwerlastverkehrs.

Der aus den Verkehrsaufkommen resultierende Bedarf auf den einzelnen Autobahnabschnitten hat einen Anteil von rund

8 % am kalkulierten Gesamtbedarf des jeweiligen Kreises. Dieser wirkt sich bezogen auf die Bedarfskalkulation der Region AachenPLUS zunächst gering aus, kann jedoch im internationalen Kontext Anhaltspunkte für die Verstärkung des grenzübergreifenden Austausches und damit den europäischen Binnenmarkt bieten. Darüber hinaus erlaubt diese Kennzahl relevante Rückschlüsse auf die Skizzierung einer H₂-Tankstelleninfrastruktur.

5.1.4. Synthese und Handlungsempfehlungen

Wie in nachfolgender Tabelle zu erkennen, sind die auf den Verkehr des Jahres 2025 zurückzuführenden finalen H₂-Bedarfe der Region AachenPLUS gering. Dabei hat der Kreis Düren mit 60 % (bzw. 77 % unter Einbezug der H₂-Züge) den größten Anteil am Gesamtbedarf. Ab dem Jahr 2030 prägen die Vorhaben der Rurtalbus / VIAS Bus sowie die ambitionierten Pläne weiterer ÖPNV-Betreiber den errechneten H₂-Bedarf. Die StädteRegion Aachen (mit der Stadt Aachen) und der Kreis Heinsberg machen einen Anteil von 24 % bzw. 23 % aus. Im letzten zu betrachtenden Stützjahr (2035) ist neben den ÖPNV-Vorhaben auch mit einem Anstieg des Bedarfs aufgrund weiterer Fahrzeugklassen – insbesondere dem Schwerlastverkehr – zu rechnen, wobei weiterhin die Kreise Düren und Heinsberg den größten Anteil ausmachen werden.

Nachfolgend werden die identifizierten Bedarfe mit den geplanten und bestehenden Tankstelleninfrastrukturen kombiniert und eine White-Spot-Analyse durchgeführt. Über bereits vorhandene und konkret geplante bzw. aktuell umgesetzte Tankstellen (Abbildung 23, schwarze Punkte) hinaus gilt es, die Lage weiterer Tankstellen zu skizzieren, um ein flächendeckendes Tankstellennetz zu erhalten. Dabei

beeinflussen drei Faktoren die Lokalisation der zu errichtenden Tankstellen (Abbildung 23, weiße Punkte). Zunächst wird auf Grundlage des errechneten Bedarfs der jeweiligen Kreise und unter der Annahme einer Tankstellenkapazität von 1 t/Tag die benötigte Anzahl der Tankstellen je Kreis und Stützjahr errechnet. Ebenso fließen eine flächenmäßig ausgeglichene Verteilung (White-Spot-Analyse) sowie eine strategisch geeignete Lage der Tankstellen in die Entscheidung ein. Dabei wird auf Verkehrssituationen, die aus lokalen Gegebenheiten resultieren, sowie auf Standortvorteile wie Autobahnkreuze geachtet. Es gilt zu berücksichtigen, dass ein großer Anteil des errechneten H₂-Bedarfes auf der Umstellung der einzelnen ÖPNV-Flotten beruht. Diese werden selten an öffentlichen Tankstellen befüllt. Ebenso können Bustankstellen als Eigenbetriebstankstellen nicht öffentlich genutzt werden, beispielsweise durch den Schwerlastverkehr. Für diesen eignet sich eine direkte Nähe zu den Hauptverkehrsadern (A4, A61 und A44, insbesondere das Autobahnkreuz „Kreuz Aachen“).

Der Durchfahrtsverkehr ist darauf angewiesen, ohne zeitintensiven Umweg tanken zu können. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass nicht je-

des Speditionsunternehmens, welches in Zukunft eine Flottenumstellung plant, eine Tankstelle auf dem eigenen Betriebshof errichten wird. Bezieht man diese Punkte in die Entscheidung über die Lage weiterer Tankstellen ein, lässt sich ein stufenweise zu erweiterndes Tankstellennetz entwerfen, wie in Abbildung 23 dargestellt. Jedoch erfordert die genaue Bestimmung zukünftiger Standorte eine fundierte Machbarkeitsstudie, die auch die wirtschaftliche Umsetzbarkeit einbezieht. Zudem ist ein schnellerer Ausbau der Tankstelleninfrastruktur realistisch, insbesondere im Kreis Düren, da die skizzierte Entwicklung bezogen auf die Tankstellenanzahl primär auf Bedarfskalkulationen basiert. Oben genannte Faktoren wie die Diskrepanz zwischen der Nutzung von Bustankstellen und öffentlichen Tankstellen wurden noch nicht mit einbezogen.

Tabelle 3: Kalkulierte H₂-Bedarfe aus studienbasierter Fahrzeugentwicklung und Bedarfen aus ÖPNV-Projektvorhaben – inklusive potenzieller Bedarfe durch Personenzüge in Düren [+XX]

(Stand Juni 2023)

H ₂ -Bedarf	2025		2030		2035	
	[t/a]	[kg/d]	[t/a]	[kg/d]	[t/a]	[kg/d]
StädteRegion Aachen inkl. Stadt Aachen	0 (0)	0 (0)	358 (278)	981 (762)	1.196 (568)	3.276 (1.556)
Kreis Düren [+Zug]	169 [+228]	463 [+625]	600 [+339]	1.644 [+1.093]	1.373 [+380]	3.762 [+1.041]
Kolpingstadt Kerpen	14	40	96	263	257	704
Kreis Euskirchen	43	119	103	282	536	1.468
Kreis Heinsberg	58	158	351	962	1.149	3.148
Gesamt	284 [+228]	780 [+625]	1.508 [+339]	4.132 [+1.093]	4.511 [+380]	12.358 [+1.041]

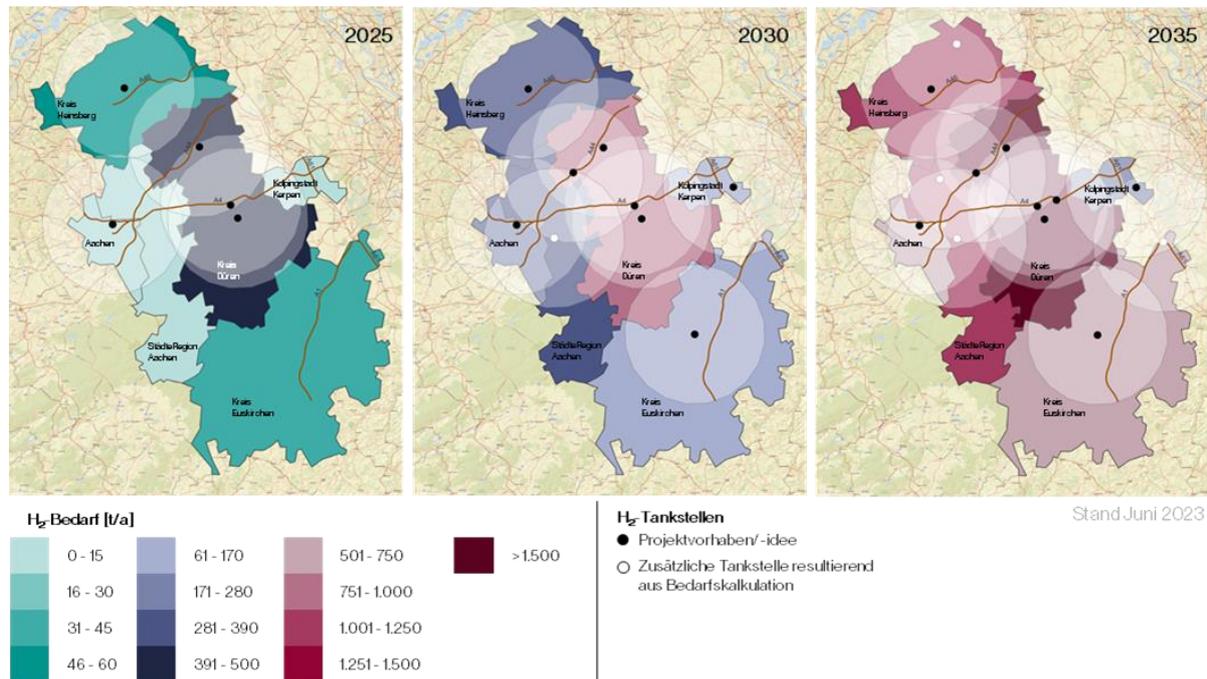


Abbildung 23: H₂-Bedarf der Stützjahre und Skizzierung einer Tankstelleninfrastruktur (Radius 15 km)

Zusätzlich zu dem H₂-Bedarf von Mobilität und Verkehr sowie der daraus abzuleitenden Tankstelleninfrastruktur werden die H₂-Potenziale für den Schienenverkehr analysiert. Die Betrachtung der bisher nicht elektrifizierten Strecken des Schienenpersonennahverkehrs führt zu den Betreibern EVS EUREGIO Verkehrsschiennetz GmbH (EVS) und Rurtalbahn. Da die EVS eine komplette Elektrifizierung ihrer Strecken plant [38], wird in der Kalkulation des Hochlaufs ein H₂-Bedarf lediglich für die Rurtalbahn angenommen [39]. Grundsätzlich ist für einen Ausbau der H₂-Tankstelleninfrastruktur die Nutzung von Synergien bei der Distribution wünschenswert. Dabei ist maßgeblich die Analyse der im Regionenverbund lokalisierten H₂-Zugtankstellen zu beachten, da diese Standorte weniger flexibel sind als die Standorte von Pkw-Tankstellen.

Bei Betrachtung der Teilanalysen als Gesamtbild wird deutlich, dass Individualentscheidungen einzelner Akteure einen signifikanten Einfluss auf den zu kalkulierenden H₂-Hochlauf einer Region haben. Die in der Region Aachen-PLUS vorhandene Tankstelleninfrastruktur ist im deutschlandweiten Vergleich gut ausgebaut. Diese gilt es spätestens ab dem Jahr 2035 zu erweitern, um sowohl die flächen- als auch die mengenmäßige Abdeckung der Region zu optimieren. Ein früherer Ausbau bereits ab dem Jahr 2030 kann Anreize zur weiteren Anschaffung von H₂-Fahrzeugen schaffen und bietet Branchen wie der Logistik und Speditionsunternehmen Sicherheiten für die Entscheidung zur Umstellung ihrer Fahrzeugflotten.

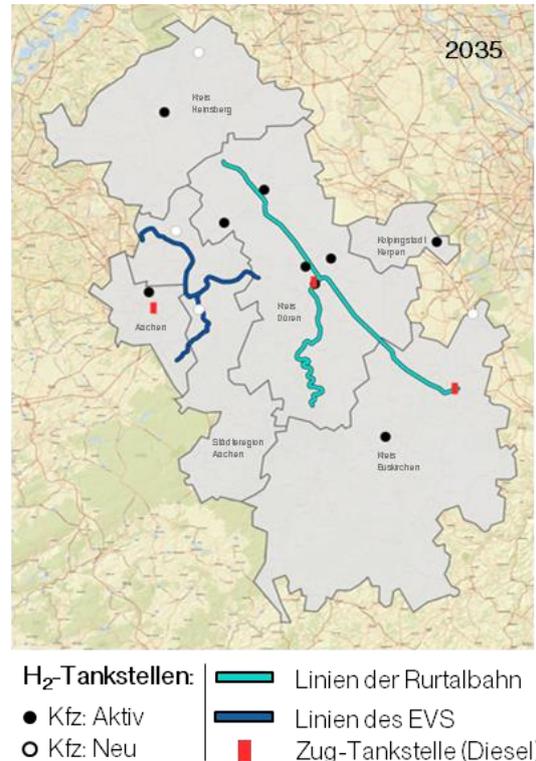


Abbildung 24: H₂-Infrastruktur für den Schienenverkehr (Schienennetz Stand 2023)

5.2. Industrie

Zur Ermittlung des industriellen H₂-Bedarfs in der Region AachenPLUS wird dieser für die Prozesswärme, die Raumwärme inklusive Warmwasser sowie für die stoffliche Nutzung erhoben. Die Unterteilung in drei Bereiche erfolgt aufgrund der unterschiedlichen Verwendungen und benötigten Mengen an Wasserstoff in den drei Gruppen. Zur Prozesswärme wird der Bedarf an Wasserstoff gezählt, der zur Substitution fossiler Energieträger – insbesondere bei Hochtemperaturprozessen – eingesetzt

werden kann. Derartige Prozesse sind aufgrund hoher Leistungsdichten nicht oder nur unter enormem Aufwand elektrifizierbar. Der H₂-Bedarf zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ergänzt den Prozesswärmebedarf, sofern Synergien vorliegen. Schließlich wird auch der stoffliche H₂-Bedarf betrachtet, welcher in Produktherstellungs- oder Veredelungsprozessen eingesetzt werden kann. Die Methoden werden nachfolgend beschrieben und samt relevanter Ergebnisse diskutiert.

Hauptaussagen auf einen Blick

Der größte H₂-Bedarf der Industrie ergibt sich aus erforderlicher Prozesswärme

Der industrielle H₂-Bedarf ist in die drei Bereiche **Prozesswärme**, **Raumwärme inklusive Warmwasser** und **stoffliche Nutzung** unterteilt, wobei das Potenzial zur Substitution fossiler Energieträger durch grünen Wasserstoff im Bereich der Prozesswärme am höchsten ist. Potenziale zur Bereitstellung von Raumwärme durch Wasserstoff können sich durch Synergieeffekte ergeben und erfordern Einzelfallprüfungen. Für den stofflichen Einsatz wird für die Region kein H₂-Bedarf festgestellt.

Hochtemperaturprozesse sind für den H₂-Einsatz zu fokussieren

In der Glasindustrie werden bis zu 95 % und in der Metallverarbeitung bis zu 97 % des gesamten Wärmebedarfs für Anwendungen ab 500 °C bis weit über 1.000 °C benötigt. Während sich Hochtemperaturprozesse für den H₂-Einsatz eignen, kann für Prozesse mit Temperaturen unter 500 °C der Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen oder die Direktelektrifizierung eine wirtschaftliche Lösung darstellen.

Der H₂-Einsatz in der Glasindustrie erfordert vertiefte Forschungsarbeit

Aus dem Deep Dive zur Glasindustrie geht hervor, dass bis zu 85 % des Gesamtenergiebedarfs der Glasherstellung im Schmelzprozess anfallen. Hier stellt Wasserstoff als Brenngas aus technischer Sicht ein geeignetes Substitut für Erdgas dar. Verglichen mit Erdgas haben dessen unterschiedliche Flammeneigenschaften jedoch Auswirkungen auf den Verbrennungsprozess und damit auf die Glasqualität und den Schmelzofen. Dies motiviert zu vertiefter Forschung zu technischen, prozessseitigen und stofflichen Auswirkungen auf die Glasqualität sowie den Produktionsprozess.

Bedeutung für die Region AachenPLUS

Der regionale Fokus zur Dekarbonisierung der Industrie ist auf die Glasindustrie zu setzen, wobei durch begleitende Forschung die Einsetzbarkeit von Wasserstoff in der Glasproduktion sicherzustellen ist. Für die Papierindustrie sind wegen der vergleichsweise niedrigen Temperaturniveaus alternative Defossilisierungsoptionen zu evaluieren, wie beispielsweise die Direktelektrifizierung. Zudem sind an Industriestandorten mit H₂-Einsatz synergetische Nutzungskonzepte für die Bereitstellung von Raumwärme durch Wasserstoff zu prüfen.

5.2.1. H₂-Potenziale für Prozesswärme

Die Analyse und anschließende Kalkulation der H₂-Bedarfe zur Bereitstellung von Prozesswärme folgen der nachstehend beschriebenen Methode. Da fossile Energieträger durch grünen Wasserstoff substituiert werden sollen, werden zu Beginn Industriezweige identifiziert, die als größte CO₂-Emittenten innerhalb der Region gelten. Die Analyse der Liste emissionshandelspflichtiger Anlagen (2019) ergibt, dass die Papier- und Glasindustrie sowie die Metallverarbeitung Schlüsselbranchen sind [40]. Diese werden nachfolgend zur Quantifizierung der H₂-Potenziale herangezogen. Dazu wird zunächst der deutschlandweite Prozesswärmebedarf je Schlüsselbranche erhoben. Als Referenzjahr wird das Jahr 2019 gewählt, um pandemiebedingte Verzerrungen zu vermeiden. Zudem wird über das Verhältnis der Beschäftigtenzahlen der Branchen in der Region Aachen-PLUS zu Deutschland ein Größenfaktor gebildet, um den regionalen Prozesswärmebedarf je Schlüsselbranche abzuleiten. Anschließend werden via Desk Research die spezifischen Temperaturniveaus der Schlüsselbranchen erhoben, um ihren Prozesswärmebedarf anteilig nach Temperaturniveaus zu kalkulieren (siehe Tabelle 4).

Die Notwendigkeit für eine Clusterung der Prozesswärmebedarfe nach Temperaturniveaus

ergibt sich aus prozessbedingten Temperaturanforderungen. Aus Tabelle 4 wird deutlich, dass rund 95 % des Wärmebedarfs in der Glasindustrie – bzw. etwa 97 % in der Metallverarbeitung – im Bereich der Hochtemperaturanwendungen ab 500 °C bis weit über 1.000 °C anfallen. Zur Papierherstellung werden hingegen ausschließlich mittlere und niedrige Temperaturniveaus benötigt [41].

Im Anschluss wird der zu substituierende Anteil am jeweiligen Prozesswärmebedarf berechnet, dabei wird ein gleicher Energieträgereinsatz über alle Temperaturniveaus hinweg angenommen. Der Anteil am regionalisierten Prozesswärmebedarf zu substituierender fossiler Energie pro Branche wird auf Grundlage der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019 der AG Energiebilanzen (2020) abgeleitet [42]. Für den Prozesswärmebedarf in der Glasindustrie wird darüber hinaus von einer 85-prozentigen Substitution des Gesamtenergiebedarfs durch Wasserstoff ausgegangen [43]. Diese Annahme begründet sich durch die prozessbedingte energetische Höchstlast im Schmelzvorgang, die im [Deep Dive zur technologischen Analyse von Wasserstoff in der Glasindustrie](#) beschrieben wird. Abschließend werden die jeweils zu substituierenden Energiebedarfe für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 prognostiziert. Hierfür werden die Defossilisierungsziele der Bundesregierung herangezogen [44].

Tabelle 4: Prozesswärmebedarfe der regionalen Schlüsselbranchen nach Temperaturniveaus [GWh/a] [35]

Prozesswärmebedarfe der Schlüsselbranchen nach Temperaturniveaus [GWh/a]				
	< 100 °C	100 – 500 °C	500 – 1.000 °C	> 1.000 °C
Glasindustrie	8,22	32,88	246,62	534,34
Papierindustrie	1.321,82	4.972,56	0,00	0,00
Metallverarbeitung	0,69	1,39	13,11	53,35

Die für CO₂-Reduktion angenommenen Ziele beziehen sich jeweils auf das Jahr 2021. Für das Stützjahr 2025 ergibt sich eine Senkung der THG-Emissionen um 14,3 % im Vergleich zu 2021. Diese steigt bis zum Jahr 2030 auf 35,6 % und für das Jahr 2035 auf 57,1 % Reduktion (jeweils verglichen mit 2021). Auf diese Weise werden die nachfolgend in Tabelle 5 dargestellten, insgesamt zu substituierenden Prozesswärmeenergiebedarfe der Schlüsselbranchen für die Region AachenPLUS für die betrachteten Stützjahre prognostiziert. Auf welche Weise dieser Energiebedarf gedeckt wird – beispielsweise durch den Einsatz von Wasserstoff, Direktelektrifizierung oder einen Energiemix – obliegt den Unternehmen nach sorgfältiger Einzelfallprüfung. Diese hängt von speziellen Prozessanforderungen oder vorliegender Infrastruktur ab.

Die Daten zeigen, dass über alle Branchen hinweg der H₂-Bedarf innerhalb der betrachteten Stützjahre deutlich steigt. Dies weist auf die Bedeutung hin, die ein frühzeitiger Aufbau einer sicheren H₂-Versorgung einnimmt. Zudem wird deutlich, dass insbesondere die Hochtemperaturprozesse in der Glasindustrie und der Metallverarbeitung sowie die Prozesse der Papierindustrie bei vergleichsweise geringen Temperaturniveaus besonders energieintensiv sind. Wegen der hohen Leistungsdichten zur Durchführung der Hochtemperaturprozesse über 500 °C ist nach heutigem Stand der Technik die Substitution von Erdgas durch Direktelektrifizierung nicht im industriellen Maßstab darstellbar. Jene Prozesse sind folglich prädestiniert für die Substitution durch grünen Wasserstoff.

Tabelle 5: Zu substituierende Prozesswärmebedarfe der Schlüsselbranchen nach Temperaturintervallen pro Stützjahr [GWh/a]

Zu substituierende Prozesswärmebedarfe der Schlüsselbranchen nach Temperaturniveaus und pro Stützjahr [GWh/a]				
	< 100 °C	100 °C – 500 °C	500 °C – 1.000 °C	> 1.000 °C
2025: Senkung der THG-Emissionen um 14,3 % im Vergleich zu 2021				
Glasindustrie	1,00	3,99	29,89	64,77
Papierindustrie	106,64	401,16	0,00	0,00
Metallverarbeitung	0,09	0,19	1,87	7,22
2030: Senkung der THG-Emissionen um 35,6 % im Vergleich zu 2021				
Glasindustrie	2,48	9,91	74,35	161,09
Papierindustrie	265,23	997,77	0,00	0,00
Metallverarbeitung	0,23	0,47	4,66	17,95
2035: Senkung der THG-Emissionen um 57,1% im Vergleich zu 2021				
Glasindustrie	3,97	15,90	119,22	258,30
Papierindustrie	425,29	1.599,88	0,00	0,00
Metallverarbeitung	0,37	0,75	7,48	28,79

Die Glasindustrie besitzt ein besonders hohes Potenzial zur Nutzung von Wasserstoff, was die Durchführung des techno-ökonomischen Deep Dives in Kapitel 5.2.4 begründet. Die erforderlichen Temperaturniveaus der Prozesse sind jedoch nicht der einzige Grund für einen zukünftigen H₂-Einsatz. Der Verbrennungsprozess kann den Produktionsprozess und die Produktqualität beeinflussen. Zudem wird teilweise befürchtet, dass eine zukünftig rein elektrische Versorgung keine vollständige Versorgungssicherheit böte. Diese ist jedoch für bestimmte Produktionsprozesse unabdingbar.

In der Papierindustrie können aufgrund der niedrigeren Temperaturniveaus auch andere Optionen zur Defossilisierung wirtschaftlich und technisch sinnvolle Lösungen darstellen, etwa Hochtemperaturwärmepumpen oder

eine Direktelektrifizierung. Hierbei ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass gerade Unternehmen der Papierindustrie in Einzelfallbetrachtungen ihre zukünftige Energieversorgung evaluieren sollten. Der zukünftige H₂-Anteil am Prozesswärmebedarf hängt dabei von individuellen Voraussetzungen ab, vor allem der Verfügbarkeit von Wasserstoff, dem Anschluss an das elektrische Netz, dem Prozess oder von vorhandenen Energieversorgungsanlagen. Auf Grundlage des Leistungsberichtes PAPIER 2021 wird ein für die Region AachenPLUS adaptierter Größenfaktor von etwa 11,8 % für den H₂-Einsatz im zu substituierenden Prozesswärmebedarf unterstellt [45] [46].

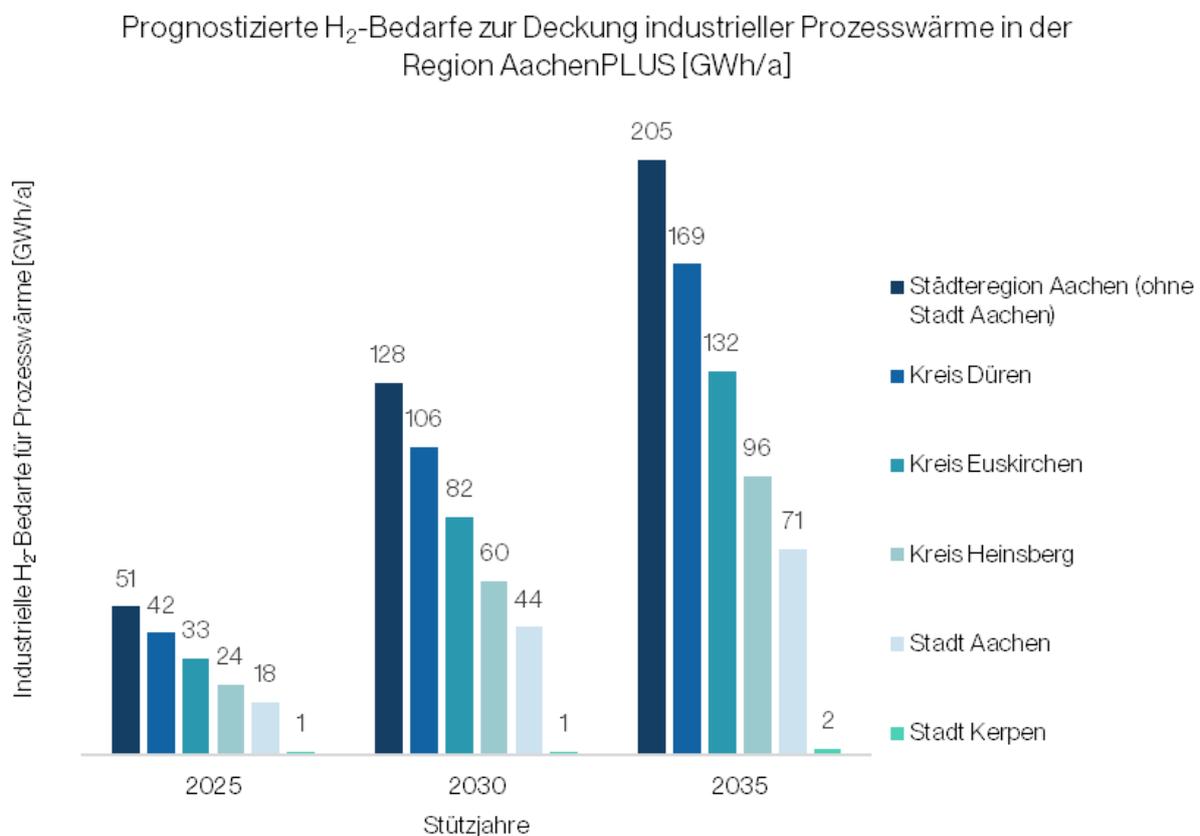


Abbildung 25: Industrielle H₂-Bedarfe für Prozesswärme in der Region AachenPLUS nach Stützjahren

Erst kürzlich haben viele Papierhersteller in der Region AachenPLUS von Braunkohle auf Gas umgestellt. Sie praktizieren eine geschlossene Kreislaufwirtschaft unter Nutzung der Rejacte¹⁰ und von Biogas aus eigenen Kläranlagen sowie dem energieeffizienten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung. Somit produzieren sie ihren eigenen Strom und müssten bei einer vollständigen Elektrifizierung gegebenenfalls Strom dazukaufen. Die Umstellung von Gas auf Wasserstoff kann zudem je nach Entwicklung ökonomisch sinnvoll sein, weil sonst Investitionen abgeschrieben sowie Rejacte gesondert und kostenpflichtig entsorgt werden müssten.

Die errechneten H₂-Bedarfe der Schlüsselbranchen werden auf die betrachteten Kreise Düren, Euskirchen, Heinsberg, die StädteRegion Aachen mit der Stadt Aachen sowie die Kolpingstadt Kerpen projiziert und nach Stützjahren dargestellt, wie der Abbildung 25 zu entnehmen ist. Dabei wird die Anzahl der Branchenbeschäftigten innerhalb der einzelnen Kreise [48] herangezogen, um die kreisscharfen H₂-Bedarfe nach Schlüsselbranchen und Stützjahren aufzuführen. Das Diagramm zeigt neben einem zeitlichen Anstieg des H₂-Bedarfs auch regionale Unterschiede. Gründe hierfür sind die regional unterschiedlich stark ausgeprägte Industrie sowie die dabei vertretenen Branchen. Die StädteRegion Aachen hat den höchsten H₂-Bedarf zur Deckung der Prozesswärme. Hier weisen unter anderem zwei Produktionsstandorte von Saint-Gobain (in Stolberg und Herzogenrath) einen hohen Wärmebedarf auf, welcher wie bereits beschrieben - nach heutigem Technologiestand – voraussichtlich nicht vollständig direktelektrifiziert werden kann. Der genaue Elektrifizierungsgrad lässt sich auf Grundlage des heutigen Entwicklungsstandes

nur unter hoher Unsicherheit prognostizieren. Die in Düren dominierende Papierindustrie begründet den hohen kumulierten Prozesswärmebedarf des Kreises. Ob dieser tatsächlich durch Direktelektrifizierung abgedeckt werden kann, wie in den betrachteten Studien beschrieben, ist im Einzelfall zu prüfen und lässt sich daher nicht abschließend bewerten. Hierdurch können sich deutliche Abweichungen in der H₂-Bedarfsprognose ergeben. Der Prozesswärmebedarf im Kreis Euskirchen geht laut herangezogener Datenbasis vor allem auf die Schlüsselbranchen Glas- und Papierindustrie zurück, während er in den anderen Gebietskörperschaften zum großen Teil durch die Glasindustrie bedingt ist. Für die Kolpingstadt Kerpen ergibt sich der Bedarf laut Datenbasis durch Aktivitäten in der Papierbranche.

5.2.2. H₂-Potenziale für Raumwärme und Warmwasser

Die Erhebung des H₂-Bedarfs zur Bereitstellung von Raumwärme erfolgt analog zur vorherigen Methode. Es wird sich auf dieselben Schlüsselbranchen wie bei der Ermittlung der Prozesswärme fokussiert, anstelle der Prozesswärmebedarfe wird jedoch der spezifische Raumwärme- und Warmwasserbedarf erhoben [42]. Auch hier wird als Referenzjahr das Jahr 2019 gewählt, um pandemiebedingte Bedarfsabweichungen zu berücksichtigen.

Unter Einsatz des vorliegenden Regionalisierungsfaktors werden die Raumwärmebedarfe der einzelnen Schlüsselbranchen kalkuliert und

¹⁰ Rejacte sind Verunreinigungen (grobe Fasern, Kunststoffe und Feuchtigkeit), die im

Recyclingprozess vom Altpapier getrennt werden [47].

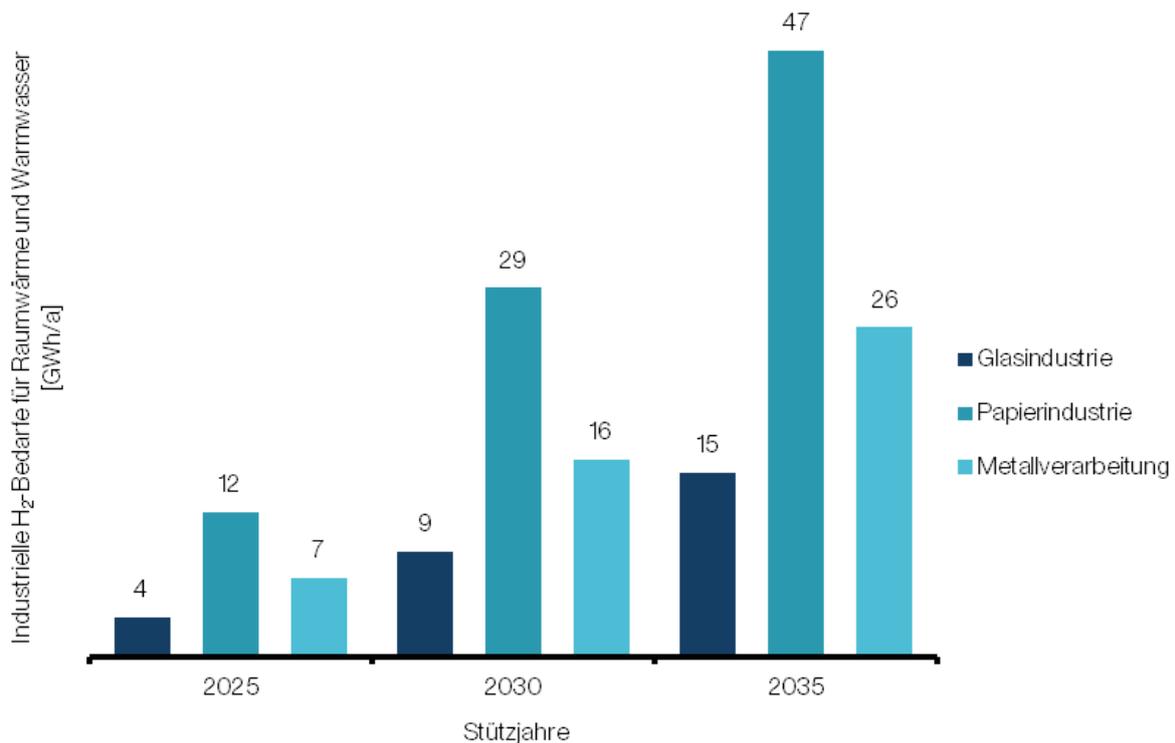


Abbildung 26: Industrielle H₂-Bedarfe für Raumwärme und Warmwasser nach Schlüsselbranchen und Stützjahren

der hierbei durch grünen Wasserstoff zu substituierende Anteil fossiler Energieträger ermittelt. Anschließend wird der prognostizierte H₂-Bedarf zur Deckung der Raumwärme gemäß der Methodik aus Kapitel 5.2.1 ebenfalls auf die einzelnen Stützjahre 2025, 2030 und 2035 projiziert.

Die Kalkulation zeigt analog zu den Ergebnissen des Kapitels 5.2.1 einen branchenübergreifenden Anstieg der H₂-Bedarfe über den betrachteten Zeitraum. Dieser ist durch die steigenden EU-Ziele zur Reduktion von THG-Emissionen begründet. Dem ist anzufügen, dass die Bereitstellung von Raumwärme durch Wasserstoff generell technisch möglich ist. Hier ist jedoch eine individuelle Einzelfallprüfung durchzuführen, da gegebenenfalls auch Abwärme aus Produktionsprozessen oder aus der Elektrolyse eingesetzt werden kann. Eine Umstellung der Raumwärmeversorgung für Unternehmen, die keinen weiteren produktionsbegründeten Be-

darf an Wasserstoff aufweisen, wird unter Einbezug alternativer nachhaltiger Heiztechnik in vielen Fällen als nicht wirtschaftlich eingeschätzt.

5.2.3. H₂-Potenziale für die stoffliche Nutzung

Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff hängt stark von der betrachteten Branche und den Produkten bzw. Produktionsprozessen ab. Untersucht wurde der stoffliche Einsatz von Wasserstoff in den Fertigungsprozessen der drei fokussierten Schlüsselbranchen Glasindustrie, Papierindustrie sowie Metallverarbeitung. Die Analyse ergab, dass Wasserstoff in den betrachteten Industrien in der Region Aachen-PLUS eher in Einzelfällen stofflich genutzt wird, etwa in den Prozessen bei der Aurubis GmbH & Co. KG und der Schöllerwerk GmbH & Co. KG. Darüber hinaus setzt das Pharmaunternehmen Grünenthal GmbH Wasserstoff stofflich ein.

Nachfolgend wird sich mit dem stofflichen Bedarf an Wasserstoff in den drei Schlüsselbranchen in der Region auseinandergesetzt: Beim Walzen bzw. Warmwalzen von Nichteisenmetallen wird Wasserstoff stofflich nicht benötigt. Eine Bleihütte in der StädteRegion Aachen setzt das QSL-Verfahren¹¹ ein, welches sich verglichen mit konventionellen Schachtofenanlagen durch bessere Umweltverträglichkeit auszeichnet [50] [51]. Aktuell wird untersucht, ob der H₂-Einsatz im QSL-Prozess möglich ist, so dass zukünftig der stoffliche Einsatz von Wasserstoff in der Verhüttung von Blei technisch machbar sein könnte. Eine fundierte Aussage zu stofflichen H₂-Potenzialen und den Bedarfen über die betrachteten Stützjahre erfordert allerdings weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Auch in der Papierindustrie wird

Wasserstoff stofflich nicht eingesetzt werden. In der Glasindustrie ist ein bewusster stofflicher H₂-Eintrag in das Glas nicht gegeben. Die thermochemischen Auswirkungen der Substitution von Erdgas durch Wasserstoff als Brennstoff in der Glasbranche müssen jedoch noch detailliert untersucht werden. Zusammenfassend wird der stofflichen Nutzung von Wasserstoff zwar generell ein hoher Stellenwert zugeschrieben, jedoch benötigen die analysierten Schlüsselbranchen in der Region Aachen-PLUS keinen oder nur vernachlässigbare Quantitäten an Wasserstoff zur stofflichen Nutzung.

¹¹ Metallurgisches Verfahren zur Bleigewinnung. Benannt nach den Erfindern Queneau, Schuhmann & Lurgi [49].

5.2.4. Deep Dive: Techno-ökonomische Analyse der Eignung von Wasserstoff in der Glasindustrie

Die vorangegangenen Unterkapitel zeigten im Zuge von Emissions- und Energiebedarfsanalysen die besondere Bedeutung der Glasindustrie der Region AachenPLUS. Aufgrund der besonders hohen Energiebedarfe stehen dabei die beiden Standorte von Saint-Gobain in Stolberg und Herzogenrath im Fokus. Die hohen erforderlichen Temperaturniveaus und die damit einhergehende schwierige Elektrifizierbarkeit machen grünen Wasserstoff zu einer vielversprechenden Defossilierungsoption. Allein im Schmelzprozess, welcher als energieintensivster Produktionsschritt der Glasherstellung gilt, könnten deutschlandweit durch den Einsatz von grünem Wasserstoff rund 3,3 Mio. t CO₂ pro Jahr eingespart werden [46] [52]. Auf die Region AachenPLUS projiziert entspricht dies einer CO₂-Reduktion von bis zu 546.000 t CO₂ pro Jahr. Gleichzeitig kann Wasserstoff aufgrund der im Vergleich zu Methan unterschiedlichen Flammgeschwindigkeit und -temperatur sowie insbesondere wegen bei der Verbrennung freigesetzten Wasserdampfes die Qualität von Glaserzeugnissen verändern. Diese Ambivalenz zwischen Erfordernis und Komplexitätsanstieg begründet die Durchführung des Deep Dives zur techno-ökonomischen Analyse der Eignung von Wasserstoff in der Glasindustrie.

5.2.4.1. Methodenbeschreibung

Der Deep Dive zur techno-ökonomischen Analyse von Wasserstoff in der Glasindustrie folgt einer strukturiert-explorativen Vorgehensweise. Der aktuelle Stand der Forschung wird in einem Akteursgespräch mit einem regionalen Branchenvertreter diskutiert, um Kernaussagen zu den drei betrachteten Themenschwerpunkten des Deep Dives zu verifizieren. Dies ist insbesondere aufgrund der Aktualität des Forschungsfeldes erforderlich, da die Datenlage Aussagen zur Eignung von Wasserstoff lediglich unter Unsicherheiten ermöglicht. Der Deep Dive behandelt dabei drei wesentliche Themenschwerpunkte:

1. Beschreibung des Glasherstellungsprozesses und Identifikation der für den H₂-Einsatz geeigneten bzw. zu fokussierenden Prozessschritte.
2. Untersuchung der Einflüsse der H₂-Beimischung im Brenngasgemisch
 - a. auf die technische, prozessseitige Perspektive sowie
 - b. auf die Glasqualität.
3. Ökonomische Bewertung des H₂-Einsatzes in der Glasindustrie.

Schließlich erfolgt der Vergleich von theoretischer und praktischer Perspektive und deren Synthese im Rahmen von drei Folgerungen. Dieses Vorgehen schafft einen wissenschaftlich fundierten Forschungsrahmen, der durch Aussagen von Branchenvertretern gestützt wird.

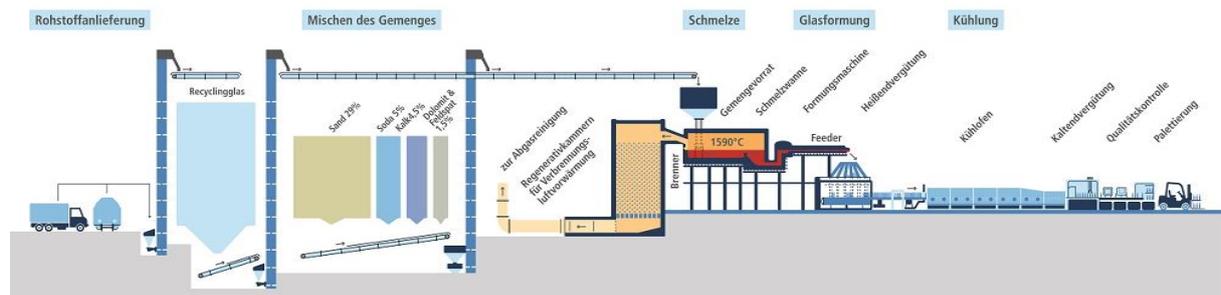


Abbildung 27: Prozesskette der Glasherstellung (Quelle: BV Glas [45])

5.2.4.2. Der Prozessablauf in der Glasherstellung

Nachfolgend wird der Glasherstellungsprozess beschrieben. Im Allgemeinen wird bei Glaserzeugnissen zwischen Behälterglas, Flachglas oder Spezialglas unterschieden, die jeweiligen Produktionsprozesse sind jedoch zu großen Teilen kongruent. Hauptunterschiede bestehen vor allem in der Materialzusammensetzung, der Formgebung und Veredelung der Endprodukte [43]. Da aus dem Register emissionshandelspflichtiger Anlagen [40] innerhalb der untersuchten Region AachenPLUS ausschließlich Standorte zur Flachglasproduktion entnommen werden, konzentriert sich der Deep Dive auf die Beschreibung des Herstellungsprozesses von Flachlaserzeugnissen.

Nach Anlieferung der Rohstoffkomponenten, zum Beispiel Sand, Kalk, Soda, Dolomit, Feldspat und Recycling-Glas, wird die sogenannte Charge, das Gemisch aus Einzelrohstoffen, aufgeschmolzen. In der Glasschmelzwanne¹² werden dafür Temperaturen von rund 1.500 °C bis 1.600 °C erzeugt. Dies erfolgt zumeist unter Einsatz fossiler Brennstoffe wie Erdgas. Durchläuft die Charge die Glasschmelzwanne, ist sie beim Eintritt noch inhomogen sowie intransparent und muss zunächst bis zum Schmelzpunkt

erhitzt werden. Nach Erreichung der geforderten Schmelztemperatur wird sie transparent und im hinteren Bereich der Glasschmelzwanne durch weitere Wärmestrahlung vollständig homogenisiert und von Blasen befreit [43]. Dieser Feuerungsprozess kann bis zu 85 % des gesamten Erdgasbedarfes der Glasproduktion und damit auch 85 % der erdgasbedingten CO₂-Emissionen verursachen [43]. Als primärer Energieträger deckt Erdgas etwa 70 % des Gesamtenergiebedarfs der Glasbranche, was einem Jahresverbrauch von 13,5 TWh gleichkommt [46]. Auf den Schmelzprozess entfällt folglich ein Verbrauch von 9,45 TWh. Bei der Produktion von Behälterglas durchläuft das geschmolzene Gemisch einen sogenannten Feeder (dt. Vorherd bzw. Speiser), um auf einer vorgegebenen Temperatur thermisch homogenisiert zu werden und dadurch die zur Formgebung erforderliche Viskosität zu erreichen. Auch im Feeder wird der Wärmebedarf durch die Verbrennung von Erdgas gedeckt. Dieser Prozessschritt entfällt allerdings bei der Herstellung von Flachglas und nimmt demzufolge im Deep Dive eine untergeordnete Rolle ein. Die Formgebung erfolgt in einem Temperaturintervall zwischen 600 °C und 1.200 °C.

Anschließend wird das Glas in einem Kühllofen bei circa 100 °C bis 600 °C sukzessive abge-

¹² Aus Gründen der Lesbarkeit wird in diesem Deep Dive nicht zwischen verschiedenen technischen

Ausführungen von Glasschmelzwannen differenziert.

kühlt, um thermisch induzierte Eigenspannungen kontrolliert abzubauen und somit Produktschädigungen zu vermeiden [53]. Der Produktionsprozess von Glaserzeugnissen endet mit umfangreichen Qualitätskontrollen. Es folgen Verpackung, Lagerung und Versand der Ware [43].

5.2.4.3. Prozessschritte mit Eignungspotenzial für Wasserstoff als Energieträger

Zwecks Defossilisierung der Industrie ist der Einsatz von Wasserstoff besonders in jenen Prozessschritten anzustreben, die zur Bereitstellung hoher Energiemengen auf die Verbrennung fossiler Energieträger angewiesen und wegen hoher Leistungsdichten nicht oder nur zu hohen Kosten elektrifizierbar sind. In der Glasbranche sind demnach besonders die Hochtemperaturprozesse in der Glasschmelzwanne, der Weitertransport im Feeder sowie die kontrollierte Abkühlung im Kühllofen für den Einsatz von Wasserstoff prädestiniert. Nähere Untersuchungen und vertiefte Recherchen zeigen, dass bei der regionalen Betrachtung in diesem Deep Dive insbesondere die Glasschmelzwanne von Interesse ist: Die Kühlöfen können aufgrund des vergleichsweise geringen Temperaturniveaus zukünftig vollständig elektrifiziert werden [43], während Feeder nur in der Produktion von Behälterglas eingesetzt werden und demnach für die Flachglasindustrie der Region AachenPLUS irrelevant sind.

In verschiedenen Studien wird davon ausgegangen, dass neben dem Einsatz von Wasserstoff auch die Elektrifizierung in der Glasindustrie zukünftig stark an Bedeutung gewinnen wird [46] [9] [11]. So gibt es bereits vollelektri-

sche Glasschmelzwannen, welche jedoch vielfach kleiner dimensioniert sind, um die geforderten Leistungsdichten zu erreichen [43]. Die Elektrifizierung von Glasschmelzwannen der Größenordnung > 200 Tonnen pro Tag ist technisch hingegen sehr aufwendig [43]. Um die hohen Bedarfe an fossiler Energie im Schmelzprozess zu mindern, rückt die Hybridisierung von Glasschmelzwannen immer stärker in den Fokus [54]. So initiierte im Jahr 2020 ein Zusammenschluss von 20 europäischen Glasherstellern ein Forschungsvorhaben zur Entwicklung eines großen Hybrid-Elektro-Schmelzaggregates [55]. Dieses weltweit erste Aggregat wird als Oxy-Fuel-Hybridwanne bezeichnet und soll bis zu 80 % seines Energiebedarfs mit Ökostrom decken. Damit würde Erdgas weitestgehend substituiert, was die CO₂-Emissionen um bis zu 50 % verringern kann [56]. Die Anlage soll dabei ein tägliches Produktionsvolumen von über 300 t Glas ermöglichen und dabei zur Herstellung jeder beliebigen Farbe sowie für den Einsatz großer Mengen Recycling-Glases geeignet sein [56]. Die im Vergleich zu konventionellen Schmelzwannen hohen Investitions- und Betriebskosten stellen derzeit jedoch eine Herausforderung dar.

5.2.4.4. Folgerung 1: Herstellungsprozess von Glaserzeugnissen

Aus der Prozessbeschreibung geht hervor, dass die Produktion von Glaserzeugnissen besonders energieintensiv ist und die erforderliche Wärmemenge durch Verbrennung von Erdgas bereitgestellt wird. Dabei ist das Aufschmelzen des granularen Primärgemisches in der Glasschmelzwanne mit einem Anteil von bis zu 85 % des Gesamtenergiebedarfes der größte Treiber. Folglich ist die Substitution fossiler Energieträger gerade in diesem Prozessschritt anzustreben. Die vollständige Elektrifizierung von Glasschmelzwannen ist technisch zwar umsetzbar, jedoch zum aktuellen Zeitpunkt für industrielle Anlagen mit hohen Produktionsmengen von über 200 t pro Tag unwirtschaftlich. Somit stellen die Hybridisierung von Glasschmelzwannen sowie der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger attraktive Defossilisierungsoptionen dar. Prozessschritte mit geringen Temperaturniveaus sind elektrifizierbar.

Im Expertengespräch werden die genannten Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff im Glasproduktionsprozess bestätigt. In einem konkreten Beispiel einer Produktionsstraße mit 30 MW thermischer Leistung wird die Umstellung auf 22 MW Wasserstoff und 8 MW Elektrizität genannt. Dabei wird Wasserstoff zunächst nur als Übergangslösung betrachtet; langfristiges Ziel ist eine Komplettelektrifizierung des Prozesses. Dabei muss eine 100-prozentige Stromverfügbarkeit gewährleistet sein, da Glasschmelzwannen durchgehend betrieben werden und ein Ausfall schwerwiegende Konsequenzen für den gesamten Produktionsprozess hätte. Da für die nächsten Jahre die Verfügbarkeit von Wasserstoff in großen Mengen als unsicher prognostiziert ist, wird für den erwogenen H₂-Einsatz eine werkseigene

H₂-Produktion in Form einer Elektrolyseanlage evaluiert. Dabei soll die entstehende Abwärme beispielsweise als Fernwärme ausgekoppelt und erzeugter Sauerstoff soll im Oxy-Fuel-Verfahren genutzt werden.

5.2.4.5. Wasserstoff in der Glasindustrie: Potenziale und Herausforderungen

Der zuvor beschriebene Sachverhalt motiviert zur Defossilisierung der besonders energieintensiven Glasschmelzwanne. In diesem Kontext wird nachfolgend auf die Folgen des Einsatzes von Wasserstoff im Glasherstellungsprozess eingegangen. Die H₂-Beimischung bis hin zur vollständigen Substitution von Erdgas resultiert in neuen Verbrennungsbedingungen wie höherer Flammentemperatur oder veränderter Flammenlänge und -geschwindigkeit. Aufgrund der erhöhten Flammentemperatur sind höhere thermische NO_x-Emissionen zu erwarten [53]. Zudem kann der bei der Verbrennung von Wasserstoff freigesetzte Wasserdampf die Qualität der Glaserzeugnisse beeinflussen [53].

Wasserstoff und Erdgas, welches zumeist aus mindestens 90 Vol.-% Methan besteht, unterscheiden sich deutlich in ihren physikalischen und thermochemischen Eigenschaften. Dies erschwert eine Substitution bzw. erfordert genaue Untersuchungen. Ein Vergleich der Eigenschaften zeigt Tabelle 13 im Anhang. Zur Defossilisierung der klassischen Glasschmelzwanne, deren Hauptenergieträger Erdgas ist, wird nachfolgend die Substitution fossiler Brennstoffe durch grünen Wasserstoff diskutiert. Die aktuelle Forschung im beschriebenen Kontext beschränkt sich auf wenige Pilotprojekte und weist vergleichsweise wenig an Publikationen und Fachliteratur auf.

Betrachtet wird das Forschungsprojekt HyGlass, durchgeführt vom Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI) und dem Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) [43]. Dieses untersucht Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen sowie von reinem Wasserstoff in Glasschmelzwannen. Dabei wird durch Experimente und Simulationen aufgezeigt, dass der H₂-Einsatz im Schmelzprozess technisch machbar ist. Allerdings müssen die Brennerleistung und Luftzahl durch ein geeignetes Regelungssystem konstant gehalten werden, um die Ofentemperatur und damit den Wärmestrom in die Schmelze zu erhalten. Aufgrund der exponentiellen Temperaturabhängigkeit der thermischen Stickoxidbildung steigert die höhere Flammentemperatur bei H₂-Beimischungen die NO_x-Emissionen. Der Verlauf der NO_x-Konzentration hat sein Maximum bei einer H₂-Beimischung von 30 Vol.-%, nimmt jedoch bei steigendem H₂-Anteil wieder ab [43]. Die erhöhten Stickoxidemissionen können zudem durch technische Stellgrößen im Prozess beeinflusst werden.

Neben den technischen prozessseitigen Faktoren beeinflusst der H₂-Einsatz auch die Glasqualität in erheblichem Maße. In der analysierten Studie [43] werden Hinweise auf Zusammenhänge zwischen Glasqualität, Glasfärbung, Glasmenge und H₂-Beimischung identifiziert. So kann sich wegen unterschiedlicher Flammeneigenschaften bei der Verbrennung von Wasserstoff freigesetzter Wasserdampf auf die Glasfärbung auswirken. Die Einflüsse des H₂-Gehalts im Brenngas auf die Glasfärbung können jedoch durch Anpassung der Glasgemengezusammensetzung korrigiert werden. Dann darf sich allerdings die Beimischungsrate von Wasserstoff nicht kontinuierlich ändern, denn dies hätte eine ständige Angleichung der Glasgemengezusammensetzung zur Folge. Weitere vertiefende Untersuchungen sind erforderlich, um fundierte Aussagen zu

weiteren Einflüssen von Wasserstoff auf die Glasherstellung treffen zu können. Neben den prozessseitigen Restriktionen und Veränderungen durch den Einsatz von Wasserstoff als Brennmedium sind insbesondere auch die Auswirkungen auf die Glaserzeugnisse zu beachten. Im Rahmen des Forschungsprojektes HyGlass [43] wird ein Einfluss der Verbrennungsrandbedingungen auf die Glaseigenschaften bzw. die -qualität erkannt.

5.2.4.6. Folgerung 2: Wasserstoff als Brennmedium in der Glasindustrie

Die literaturbasierte Analyse des Potenzials von Wasserstoff als Brennmedium in der Glasindustrie legt dar, dass eine teilweise oder vollständige Substitution von Erdgas durch Wasserstoff im Ansatz technologisch gut umsetzbar und praktikabel ist. Die im Vergleich zu Erdgas unterschiedlichen Flammeneigenschaften von Wasserstoff wirken sich jedoch auf den Verbrennungsprozess aus. Resultierende Ofentemperaturen oder Wärmeströme in die Schmelze sowie erhöhte Stickoxidkonzentrationen können durch prozessseitige Adjustierungen geregelt werden. Auswirkungen des durch die Verbrennung von Wasserstoff freigesetzten Wasserdampfs auf die Glasqualität kann durch Anpassung des Glasgemisches begegnet werden, doch ist dies mit hohem F&E-Aufwand verbunden, insbesondere bei einer kontinuierlichen Erhöhung oder Fluktuation der H₂-Anteile im Gasgemisch.

Das Expertengespräch bestätigte die beschriebenen möglichen Auswirkungen auf den Herstellungsprozess sowie die Glasqualität und erweiterte sie um weitere Herausforderungen. Diese liefern Anreize zu weiterer Forschung. So kann die Zugabe insbesondere feiner

Recycling-Glasscherben zur Schaumbildung in der Glasschmelze führen, was die Wärmeübertragung in die Glasschmelze beeinträchtigt. Zwar tritt dieses Phänomen auch im herkömmlichen Schmelzprozess auf, doch wird der Effekt durch die höhere Wasserdampfkonzentration bei der Oxy-Fuel-Verbrennung verstärkt. Zudem sind die Feuerfeststeine, welche die Umwandlung der Glasschmelzwannen bilden, besonders vom Wasserstoff-Einsatz betroffen. Dieses Phänomen kann allerdings auch bei der vollständigen Elektrifizierung auftreten. Die elektrische Leitfähigkeit von Glas ist ein weiterer fertigungstechnischer Faktor, welcher durch die erhöhten Flammentemperaturen verursacht wird. Diese ändert sich in Abhängigkeit bestimmter Temperaturintervalle, sodass beim Erwärmen des Grundstoffes bis zur Schmelze verschiedene Stadien der Leitfähigkeit durchlaufen werden. Dies kann potenziell zu einem Kurzschluss führen. Schließlich wird, unter anderem im Kontext des Oxy-Fuel-Verfahrens, eine Atmosphäre aus Wasserdampf erzeugt. Wie bereits zuvor beschrieben, kann diese sich signifikant auf die Glasqualität auswirken und erfordert daher prozessseitige Adjustierungen. Demnach ist sowohl bezüglich technischer prozessseitiger Implikationen als auch in Hinblick auf stoffliche Auswirkungen auf die Glasqualität vertiefte Forschungsarbeit zu leisten.

5.2.4.7. Ökonomische Bewertung des H₂-Einsatzes in der Glasindustrie

Nachfolgend wird auf die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Wasserstoff bei der Herstellung von Glas eingegangen. Damit der H₂-Einsatz aus ökonomischer Perspektive als Alternative zu der mit Erdgas befeuerten herkömmlichen Produktionsmethode in Frage kommt, muss zumindest annähernd Kostenparität erreicht

werden. Als relevante Faktoren sind der Gaspreis, der Emissionszertifikatepreis und eine erhöhte Bereitschaft der Kunden, für nachhaltig produzierte Glaswaren mehr zu zahlen, zu betrachten.

Wasserstoff substituiert den Energieträger Erdgas. Steigt der Preis hierfür, ist Wasserstoff auch bei höheren Kosten konkurrenzfähig. Sinkt der Erdgaspreis, darf der Wasserstoff nur entsprechend weniger kosten. Aufgrund des russischen Angriffskriegs und der damit einhergehenden Entwicklungen befinden sich die Erdgaspreise für Nicht-Haushaltskunden mit einem durchschnittlichen Preis von 7,08 ct/kWh im Jahr 2022 vor Steuern und Abgaben (Bedarf 277.778 bis < 1.111.111 MWh) auf einem hohen Niveau. Zum Vergleich: In den Jahren 2019 bis 2021 lagen die durchschnittlichen Erdgaspreise zwischen 1,31 und 2,81 ct/kWh [57]. Hinzu kommen die Steuern und Abgaben auf den Gaspreis. An diesen hat die Energiesteuer für gewöhnlich mit 0,55 ct/kWh nach §2 Abs. 3 Nr. 4 EnergieStG den größten Anteil (MwSt. ausgenommen). Nach §51 EnergieStG fällt die Herstellung von Glas und Glaswaren unter die für bestimmte Prozesse und Verfahren geltende Steuerentlastung, weshalb dieser Betrag nicht gezahlt werden muss. Konzessionsabgaben bilden einen weiteren Kostenblock. Nach §2 KAV Abs. 3 beträgt der Höchstbetrag für Sondervertragskunden 0,03 ct/kWh. Dieser Betrag muss allerdings nur für die ersten 5 GWh gezahlt werden (vgl. §2 KAV Abs. 5). Über die in der Liste „Emissionshandlungspflichtige Anlagen“ [40] publizierten Schadstoffausstöße der in der Region AachenPLUS betrachteten Betriebe wird ein durchschnittlicher Erdgasverbrauch pro Glashersteller von 451,34 GWh/a berechnet. Wird der Betrag der Konzessionsabgaben durch diese Menge dividiert, ergeben sich gerundet Konzessionsabgaben in Höhe von 0 ct/kWh. Neben dem Gaspreis, der Energiesteuer sowie den Konzessionsabgaben

müssen Netzentgelte einberechnet werden. Destatis [57] gibt durchschnittliche Kosten von 0,18 ct/kWh an. Für die nächsten Jahre werden im Vergleich zu den Werten von 2022 sinkende Erdgaspreise prognostiziert. Der Erdgaspreis vor Steuern und Abgaben pendelt sich ab dem Jahr 2028 auf einem konstanten Niveau von 1,5 bis 3,5 ct/kWh (unterer und oberer Preispfad) ein [58]. Demnach wird sich der Erdgaspreis laut Prognosen mindestens halbieren. Dies erfordert niedrigere H₂-Kosten im Vergleich zu 2022, um konkurrenzfähig zu bleiben.

Die Glasindustrie fällt wie andere Industrien unter das European Union Emissions Trading System (EU ETS). Vereinfacht ausgedrückt erfolgt im EU ETS die Bepreisung von Treibhausgasemissionen. In den letzten Jahren sind die Preise für die Emissionszertifikate signifikant gestiegen. Im Jahr 2020 lag der Zertifikatspreis pro Tonne CO₂-Äquivalent im Durchschnitt bei 24,61 €, im Jahr 2021 bei 52,50 € und im Jahr 2022 bei 80,32 € [59]. Bei der Verbrennung von Erdgas werden pro kWh Emissionen von 0,2 kg CO_{2-eq} ausgestoßen [60]. Demnach werden für Erdgas Kosten in Höhe von circa 1,6 ct/kWh fällig. Aufgrund der Systematik des Emissionshandels ist in den nächsten Jahren mit Steigerungen der Zertifikatspreise zu rechnen. Je nach Quelle wird das Preisniveau unterschiedlich prognostiziert. So sind Preise von 88 €/t CO_{2-eq} in 2025, 120 €/t CO_{2-eq} für 2030 und 155 €/t CO_{2-eq} für 2035 zu erwarten [58]. Für 2035 entspricht dies Mehrkosten von circa 3,1 ct/kWh Erdgas.

Einen weiteren Faktor bildet die mögliche höhere Zahlungsbereitschaft von Kunden für nachhaltige Produkte. Umfragen zum Einkaufsverhalten von Endkonsumenten zeigen, dass Preisanstiege von bis zu 20 % für nachhaltige Produkte möglich sind [61]. Allerdings ermittelte eine neue Studie einen rückläufigen

Effekt hin zu einer geringeren Zahlungsbereitschaft [62]. Daher wird eine zukünftige Zahlungsbereitschaft von 110 % im Vergleich zu heute für nachhaltige Glaserzeugnisse angenommen. Im Jahr 2015 wurde mit der Herstellung von 2.143 kt Flachglas ein Umsatz von 1,1 Mrd. € erwirtschaftet. Dies entspricht circa 513 €/t Flachglas. Eine um 10 % erhöhte Zahlungsbereitschaft ermöglicht demnach Mehrkosten in Höhe von 51,3 €/t Flachglas. Pro kWh Brennstoff entspricht dies circa 2,3 ct/kWh (2.143 kt/0,987 TWh Brennstoffe) [63]. Es sei darauf hingewiesen, dass dies eine grobe Schätzung ist, die der Indikation dient.

Um zu errechnen, wann Kostenparität zwischen Erdgas und Wasserstoff erreicht wird, können die Werte der einzelnen Einflussfaktoren addiert werden. Für das Jahr 2022 ergeben sich folgende Daten: Erdgas: 7,08 ct/kWh, Energiesteuer: 0 ct/kWh, Konzessionsabgaben: 0 ct/kWh, Netzentgelte: 0,18 ct/kWh, Emissionskosten: 1,6 ct/kWh sowie höhere Zahlungsbereitschaft: 2,3 ct/kWh. Dies ergibt einen Betrag von 11,16 ct/kWh. Bei der Umrechnung dieser Kosten auf Wasserstoff ergibt sich ein Wert von 3,72 €/kg H₂ zur Erreichung der Kostenparität mit Erdgas inklusive einer erhöhten Zahlungsbereitschaft.

5.2.4.8. Folgerung 3: Ökonomische Eignung von Wasserstoff in der Glasindustrie

Damit Wasserstoff aus ökonomischer Sicht als Alternative zur herkömmlichen Versorgungsoption mit Erdgas in Frage kommt, sollte annähernd Kostenparität erreicht werden. Der Erdgaspreis, der CO₂-Preis und die erhöhte Zahlungsbereitschaft für nachhaltige Produkte stellen die drei Faktoren dar, die das paritätische H₂-Preisniveau definieren. Werden die

heutigen Produktionspreise von Wasserstoff und das Kostenparitätsniveau betrachtet, stellt der Einsatz von Wasserstoff derzeit nicht die wirtschaftlichste Option dar. Das Kostenparitätsniveau variiert mit der Zeit, da die Einflussfaktoren Trends unterliegen: Beispielsweise wird der Gaspreis über die Zeit laut den meisten Prognosen wieder auf ein vorkrisenähnliches Niveau sinken und der CO₂-Preis wird aufgrund der Systematik des Emissionshandelssystems steigen. Die Faktoren können prognostiziert werden, die Prognosen unterliegen allerdings einer gewissen Unsicherheit.

Um die noch existierenden Preisunterschiede zwischen tatsächlicher H₂-Produktion und dem Kostenparitätsniveau auszugleichen sowie der Unsicherheit der Entwicklung der einzelnen Faktoren etwas entgegenzusetzen, zeichnet sich durch CCfDs (Carbon Contracts for Difference) eine mögliche Lösung ab. Bei CCfDs, die auch als Klimaschutzverträge bezeichnet werden, handelt es sich um ein Produkt aus der Finanzbranche. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gibt folgendes Beispiel für ein besseres Verständnis an:

„Unternehmen A, das mittels herkömmlicher Technologie produziert, hat Produktionskosten von zehn Euro für ein Gut und muss zusätzlich für fünf Euro Emissionszertifikate für den CO₂-Ausstoß der Produktion kaufen. Insgesamt liegen die Produktionskosten des Gutes also bei 15 Euro. Solange der CO₂-Preis relativ niedrig

ist, ist die Produktion von Unternehmen A mit herkömmlichen Technologien günstiger als für Unternehmen B, das mithilfe einer teureren, treibhausgasneutralen Technologie produziert und Produktionskosten von 16 Euro hat. Die sogenannten CO₂-Vermeidungskosten bei Unternehmen B betragen sechs Euro. Der Staat und das Unternehmen B können nun einen CCfD abschließen, der die Differenz zwischen dem Marktpreis für Emissionszertifikate und den CO₂-Vermeidungskosten ausgleicht. In unserem Beispiel beträgt diese Differenz einen Euro (sechs Euro CO₂-Vermeidungskosten minus fünf Euro Zertifikatepreis). Ist der Marktpreis für Emissionszertifikate niedriger als die CO₂-Vermeidungskosten, zahlt der Staat den Differenzbetrag an Unternehmen B. Im umgekehrten Fall muss Unternehmen B die Differenz zahlen.“ [64]

Dieses Konzept wurde unter anderem vom Bundesverband Glasindustrie gefordert [65] und wird nun mit dem Förderprogramm „Klimaschutzverträge“ in der Industrie angewendet. Unternehmen der Glasindustrie können sich demnach bewerben [66]. Mit der Etablierung von CCfDs kann die klimafreundliche Technologie gegenüber der konventionellen Technologie auch ökonomisch interessant werden und einen Beitrag zur Defossilisierung der Glasindustrie leisten.

5.3. Gebäude

In diesem Abschnitt erfolgt die Untersuchung des H₂-Einsatzes in Gebäuden. Zunächst wird dabei aufgezeigt, welche Rolle Wasserstoff in den gängigen Szenarien zur Entwicklung der Energiewirtschaft spielt. Dabei unterscheiden sich die Szenarien in der Prognose der H₂-Bedarfe für den Gebäudesektor, weisen aber auch Gemeinsamkeiten auf. Anschließend wird die Verteilinfrastruktur als Voraussetzung für die H₂-Nutzung in Gebäuden diskutiert, bevor abschließend auf die Voraussetzungen der H₂-Nutzung hinsichtlich der unterschiedlichen Gebäude mitsamt den technischen Geräten eingegangen wird.

Hauptaussagen auf einen Blick

Umstellung in der Fläche ist aufwendig

Die heutigen Gas-Verteilnetze enthalten eine Vielzahl von Betriebsmitteln, die für eine Umstellung auf Wasserstoff ausgetauscht werden müssen. Aufgrund der erforderlichen Tiefbauarbeiten ist dies kostenintensiv. Fachkräftemangel und unsichere Lieferketten erschweren dies zusätzlich. Die Beimischung von Wasserstoff führt schon bei relativ geringen Anteilen zu ähnlichen Anforderungen.

Anforderungen an Geräte sind lösbar

Geräte für die Verwendung von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen sind bereits marktgängig. Solche für reinen Wasserstoff könnten kurzfristig verfügbar sein. Allerdings stehen diese oft in Konkurrenz zu Technologien wie Wärmepumpen, Fernwärme oder Pelletheizungen. Ein echter Technologiewettbewerb wird durch die fehlende flächige Umstellung der Versorgung nicht erzeugt.

Wasserstoff wird willkommene Sonderlösung

Für spezielle, schwierige Fälle der Gebäudewärme (z. B. schwer zu dämmen, denkmalgeschützt, keine Fernwärme) kann Wasserstoff eine willkommene Lösung darstellen. Ebenso in regional begrenzten Anwendungen, wenn er aus anderen Gründen ohnehin zur Verfügung steht. Als Basislösung für eine Mehrheit der Fälle scheint er nicht naheliegend.

Bedeutung für die Region AachenPLUS

In der Region AachenPLUS wird voraussichtlich kein flächendeckender H₂-Einsatz in Gebäuden stattfinden. Trotzdem kann die Verwendung von Wasserstoff unter bestimmten Voraussetzungen eine geeignete Lösung für die Gebäude- bzw. Quartiersversorgung darstellen. Hierfür ist eine individuelle Prüfung des Vorhabens notwendig. Auch aus der kommunalen Wärmeplanung sind konkrete Ergebnisse in Bezug auf die lokale Sinnhaftigkeit der Wasserstoffnutzung in Quartieren zu erwarten.

5.3.1. Wasserstoff in Szenarien der Energiewirtschaft

Die Frage nach der Zukunft von Wasserstoff im Gebäudesektor bzw. zur Bereitstellung von Raumwärme wird anhand von Zukunftsszenarien diskutiert und beschrieben. Heutige Klimaneutralitätsszenarien, also Szenarien, welche die Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 annehmen, lassen sich in zwei Typen unterteilen. Zum einen die „Molekül-Szenarien“, in denen ein höherer Anteil des Energietransports sowie der Endenergieverwendung in Form von gasförmigen Brennstoffen wie synthetischem Methan oder Wasserstoff erfolgt. Den zweiten Typus bilden die „Elektronen-Szenarien“, bei denen Stromtransport und Stromanwendungen eine noch größere Rolle einnehmen.

Die Gemeinsamkeiten zwischen beiden Szenario-Typen sind größer als ihre Unterschiede. Neben der bereits genannten Erreichung der Klimaziele weisen insbesondere folgende Merkmale Gemeinsamkeiten zwischen den Szenarien auf: Die gesteigerte Effizienz (Rückgang des Endenergieverbrauchs um rund ein Drittel des Wertes von 2019), die starke Elektrifizierung (auch im „Molekül-Szenario“), Steigerung des Stromverbrauchs um 70–80 % durch neue Anwendungen (beispielsweise Wärmepumpen, Elektromobilität), der starke Ausbau der EE sowie die Verwendung von Wasserstoff im Energiesystem.

In diesen Szenarien ist die Verwendung von Erdgas tendenziell stark rückläufig und wird nur zum Teil durch den Hochlauf von Wasserstoff oder gegebenenfalls synthetischem Methan kompensiert. Bezüglich dieser Kompensation

ist zu beachten, dass diese nicht flächendeckend erfolgen kann, da eine Beibehaltung der heutigen weit verteilten Gasinfrastruktur für einen deutlich geringeren Durchsatz an Gas nicht kosteneffizient ist. Eine Kompensation von zum Beispiel 20 % würde demnach nicht bedeuten, dass durch alle heutigen Verteilnetze noch 20 % der heutigen Gasenergie fließen. Vielmehr lautet die sachgerechte Interpretation, dass noch circa 20 % der Gasnetze eine Funktion haben. Es ist also mit einem deutlichen Rückgang der Gasverteilinfrastruktur zu rechnen. Aus den Szenarien lässt sich allerdings die zentrale Bedeutung des Energieträgers Wasserstoff ableiten, die auch bei beiden Szenarien-Typen sehr ähnlich ist. Die Funktion von Wasserstoff liegt darin, industrielle Prozesse zu versorgen, insbesondere solche mit hohem Temperaturniveau, sowie in der saisonalen Speicherung. Des Weiteren versorgt er Rückverstromungskraftwerke zur Überbrückung von wind- und sonnenarmen Perioden (sog. „Dunkelflauten“) und ist Importgut. Besonders diese Aufgaben werden im Energiesystem der Zukunft laut gängiger Szenarien von Wasserstoff erfüllt.

5.3.2. Verteilinfrastrukturen als Voraussetzung für Wasserstoff in Gebäuden

In Deutschland existieren circa 700 Gasverteilnetze mit einer Gesamtlänge von über 470.000 km. In den vergangenen Jahren wurde die Rolle dieser Netze im defossilisierten Energiesystem intensiv diskutiert. Insbesondere wird dabei die Option angeführt, Wasserstoff dem Erdgas für eine Übergangszeit beizumischen. Jedoch stellt sich vermehrt heraus, dass die Herkunft (Erzeugung, Import) des Wasserstoffs ein Kernproblem der Transformation darstellt. Eine Beimischung als

mögliche Verwendung löst dieses Beschaffungsproblem nicht.

Wie bereits dargelegt, ist von einem deutlichen Rückgang der Verteilinfrastrukturen für gasförmige Brennstoffe auszugehen. Eine Ursache dafür liegt darin, dass die Umstellung vorhandener Gasverteilnetze auf Wasserstoff auch für die Beimischung sehr aufwendig und kostenintensiv ist. Dabei sind weniger die Rohrleitungen das Problem, sondern die Armaturen, zum Beispiel die Absperrarmaturen wie Kugelhähne und Schieber. Oftmals wird hier Guss als Herstellungsmaterial verwendet. Dieser ist aufgrund der Diffusions- und Permeationsgefahr für den Einsatz im H₂-Umfeld nicht geeignet. Gleichwohl gibt es Armaturen, die für die Verwendung mit Wasserstoff geeignet und zugelassen sind. Es bedeutet jedoch personellen (Tiefbau) und finanziellen Aufwand, die vielen in den 700 Verteilnetzen verteilten Armaturen auszutauschen.

Bezüglich der Infrastrukturen und ihrer flächendeckenden Verwendung als „H₂-Verteilnetze“ ist darum von folgenden Eckpunkten auszugehen: Die Eignung mancher Betriebsmittel ist bereits bei H₂-Anteilen von mehr als 10 % fraglich oder nicht gegeben. Folge ist ein Austauschbedarf. Die H₂-Beimischung (außerhalb von Demonstrationsprojekten oder Erprobung) ist unwahrscheinlich, solange Wasserstoff ein knappes Gut ist. Der Austausch betroffener Armaturen erfordert neben den Materialkosten auch Aufwendungen für Tiefbauarbeiten (Zeit und Geld). Die große Anzahl der Netze und die hohe Stückzahl der auszutauschenden Betriebsmittel pro Netz machen die Umrüstungsaufgabe – wenn auch lokal unterschiedlich – sehr herausfordernd. Zusätzliche Probleme können bei der Beschaffung (Supply Chain) sowie aus dem Mangel an Fachkräften entstehen. Von einer flächendeckenden Umwidmung der Gasverteilnetze auf Wasserstoff ist daher aus

heutiger Sicht in der Region AachenPLUS nicht auszugehen. In bestimmten Teilgebieten kann diese allerdings erfolgen.

5.3.3. Gebäude und Geräte

Bezogen auf die Verwendung von Wasserstoff in Gebäuden ist zunächst ein Blick auf den zukünftigen Wärmebedarf hilfreich. Wie eingangs ausgeführt, beinhalten alle Klimaschutzszenarien intensive Bemühungen zur Effizienzsteigerung. Dies manifestiert sich auch in einem Rückgang des Wärmebedarfes um circa ein Drittel durch energetische Sanierung im Bestand und hohe Dämmstandards im Neubau.

Dabei hängt es vom Gebäudetyp und den Rahmenbedingungen ab, welche Heizungsarten zum Einsatz kommen werden. Um die Klimaziele zu erreichen, ist eine vorrangige Nutzung von nachhaltiger Fernwärme sinnvoll, sofern sie in Gebäudenähe vorhanden oder ausbaubar ist. Daneben spielen vor allem elektrisch betriebene Luft-Wasser-Wärmepumpen eine zunehmende Rolle. Diese sind insbesondere in Gebäuden mit großen Heizflächen (Fußbodenheizung) leicht einsetzbar, da die Vorlauftemperatur dieser Heizsysteme niedrig ist. Es werden zunehmend auch Wärmepumpenanlagen mit höheren Temperaturniveaus geplant und verbaut. Sole-Wasser-Wärmepumpen spielen aufgrund der höheren Investitionskosten und des größeren baulichen Aufwandes eine zahlenmäßig geringere Rolle, sind jedoch effizienter als die genannten Luft-Wasser-Systeme.

Bei niedrigem Dämmstandard und schwierigen Sanierungsbedingungen (zum Beispiel durch Denkmalschutz) in Kombination mit fehlender Nah- oder Fernwärme sind die Herausforderungen besonders hoch. Tendenziell werden in derartigen Sonderfällen konventionelle Systeme, wie bestehende Gas- oder Ölheizungen, am längsten weiterbetrieben. Je

nach Lage und Beschaffenheit des Gebäudes können Holzpellets eine Lösung darstellen, auch die punktuelle Verwendung von synthetischen, flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen ist vorstellbar. Insbesondere im Segment der Sonderfälle kann Wasserstoff eine effiziente Option darstellen.

Als weitere Herausforderung müssen ausreichend Geräte zur Gebäudeerwärmung vorhanden sein. Eine marktgängige Lösung sind sogenannte „H₂-Ready“-Geräte. Diese sind bis auf Weiteres mit Erdgas zu betreiben und vertragen auch eine anteilige Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas. Im Falle einer sukzessiven Erhöhung des beigemischten Wasserstoff-Anteils sind besagte H₂-Ready-Geräte mit geringem Aufwand auf erhöhte H₂-Anteile bzw. vollständige H₂-Bereitstellung umrüstbar. Aufgrund der bereits dargelegten Einschätzung zur Zukunft der Gasnetze wird dies jedoch voraussichtlich nicht als flächendeckendes Massenphänomen gesehen, sondern als Lösungsoption für Sonderfälle. Das Wechselspiel von fehlendem Wasserstoff in den Netzen und mangelnder Nachfrage aufgrund nicht vorhandener H₂-Geräte stellt einen infiniten Regress dar. Im Zuge der anstehenden kommunalen Wärmeplanungen können unter Beachtung der Verteilinfrastruktur lokal Gebäude oder Quartiere identifiziert werden, die sich für eine Wärmeversorgung mit Wasserstoff eignen. Auch die Umsetzung von Demonstrationsprojekten

zur Quartiersversorgung unter Einbeziehung von Wasserstoff kann sinnvoll sein. Hierfür sind allerdings Einzelfallbetrachtungen nötig, bei denen die lokalen Gegebenheiten zu analysieren sind. Solche Projekte erlauben es zudem, Betriebserfahrungen zu sammeln.

5.4. Forschung, Entwicklung und Implementierung

Ein Alleinstellungsmerkmal der Region Aachen-PLUS ist die hohe Dichte an Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen mit technisch-naturwissenschaftlichem Bezug, aber auch im Bereich des Wasserstoffs. In der Region sind zahlreiche renommierte Institute der Grundlagen- und der angewandten Forschung angesiedelt.

Dies bietet großes Potenzial zum Aufbau einer H₂-Wirtschaft sowie für die Anwendung bestehender Kompetenzen. Die in diesem Kapitel vorgestellten Ergebnisse der Analyse der Akteure und Projekte in der Region geben einen Überblick über die regionale Verteilung der H₂-Aktivitäten.

Hauptaussagen auf einen Blick

Hohe Dichte an Forschungseinrichtungen

Die RWTH Aachen University, die FH Aachen, das Forschungszentrum Jülich und das Helmholtz-Cluster sowie weitere Einrichtungen sind ein Alleinstellungsmerkmal und Standortvorteil der Region. Diese sind ein relevanter Bestandteil der sich entwickelnden H₂-Wirtschaft.

Forschung als Grundlage für funktionierende Wasserstoffwirtschaft

Die Forschung stellt eine wichtige Grundlage dar und birgt ein hohes Synergiepotenzial für umzusetzende Projekte durch vorhandene Kompetenzen und Erfahrungen dar. Dieses Synergiepotenzial sollte bei dem Aufbau der H₂-Wirtschaft maximal genutzt werden. Cluster von bestehenden Forschungseinrichtungen in direkter Nähe zu entstehenden Projekten sind bereits gut zu erkennen.

Entwicklung der regionalen Wertschöpfung

In der Region sind sowohl Forschungseinrichtungen als auch Technologieunternehmen mit Schwerpunkten entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette angesiedelt. Explizit die Bereiche H₂-Erzeugung, Infrastruktur und Mobilität sind durch lokale Technologieunternehmen besonders stark vertreten.

Bedeutung für die Region AachenPLUS

Die Region AachenPLUS bietet eine hohe Dichte an Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen im H₂-Bereich. Die in der Region entwickelten Technologien sollen möglichst auch dort gemeinsam mit Partnern aus der Wirtschaft erprobt und produziert werden. Eine verstärkte Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft kann einen wichtigen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung sowie für den Aufbau einer H₂-Wirtschaft leisten

5.4.1. Definition und Abgrenzung der Akteure von Projekten in der Region

Die Region AachenPLUS weist neben der großen Anzahl an Forschungseinrichtungen die hochschulischen Bildungseinrichtungen Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH Aachen University) und Fachhochschule Aachen – University of Applied Sciences (FH Aachen) sowie eine bedeutende Anzahl an technologieorientierten Unternehmen auf, die Technologien für unterschiedliche Wertschöpfungsstufen entwickeln. Da sowohl die RWTH Aachen University und die FH Aachen als auch das Forschungszentrum Jülich maßgeblich zur H₂-bezogenen Forschung beitragen, werden diese als eine Gesamtinstitu-

tion dem Bereich Forschungseinrichtungen zugeordnet. Sie repräsentiert die unzähligen im Bereich Wasserstoff forschenden Institute. Die Differenzierung von Technologieunternehmen und Forschungseinrichtungen wird aufgrund des Hauptziels der Akteure vorgenommen: Bei Technologieunternehmen stehen die Entwicklung, die Produktion und der wirtschaftliche Vertrieb von Technologien im Vordergrund, während Forschungseinrichtungen auf die Grundlagenforschung fokussieren. Zudem haben insbesondere Forschungseinrichtungen Zugang zur Finanzierung aus Drittmitteln und Förderprojekten.

Abbildung 28 zeigt, dass die Abgrenzung der Aktivitäten im Bereich Forschung und Wissenschaft in dieser Studie durch vier verschiedene Umsetzungsstufen charakterisiert ist. Strategische Planungen und Studien bilden die erste Stufe zur Ermittlung der Ziele und Gegebenheiten bezüglich H₂-Bedarf, -Erzeugung, -Hochlauf

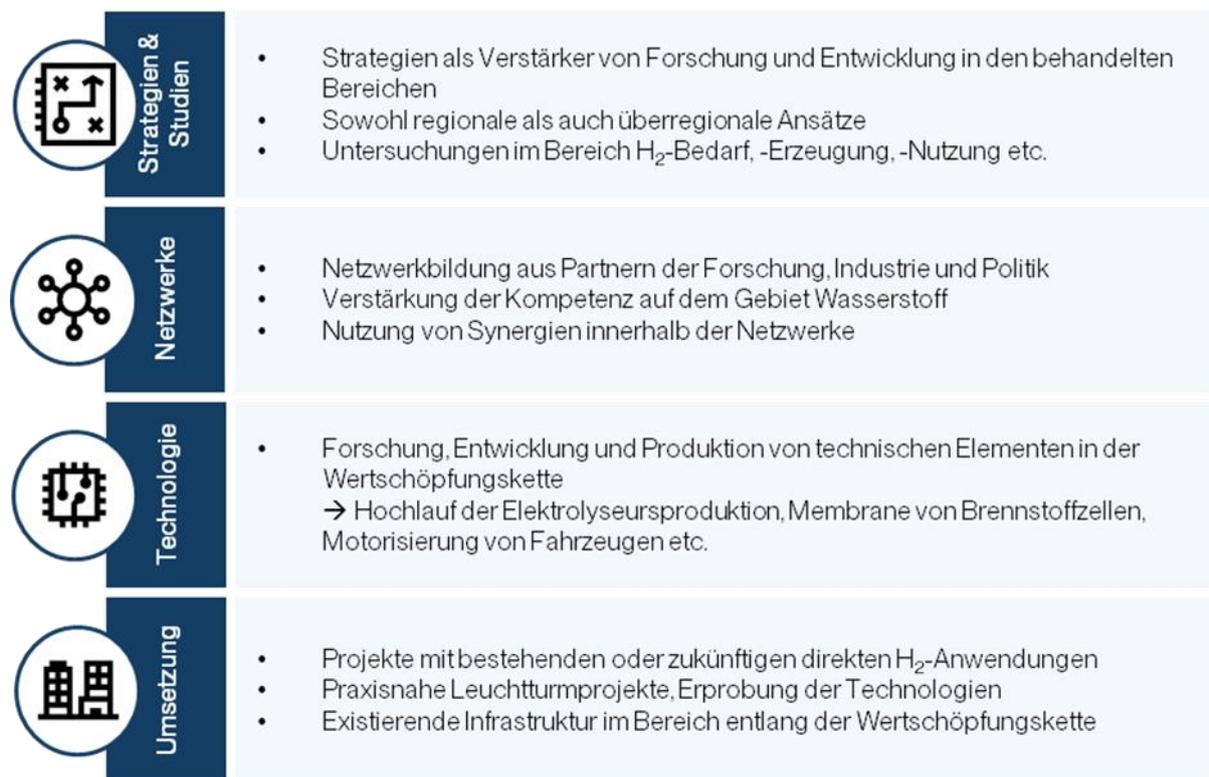


Abbildung 28: Stufen der Umsetzung von Vorhaben im H₂-Bereich

etc. Sie dienen als erste Orientierung für entstehende Projekte und Kooperationen.

Die zweite Stufe repräsentiert Netzwerke aus Partnern der Forschung, Industrie, Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Netzwerke dienen der Kompetenzverstärkung auf dem Gebiet Wasserstoff und der Nutzbarmachung vorliegender Synergien.

Die dritte Stufe beinhaltet die Technologieentwicklung, welche sich aus Erforschung, Entwicklung und Produktion von technischen Elementen in der Wertschöpfungskette zusammensetzt. Die vierte Stufe beschreibt schließlich die Umsetzung in Form von praxisnahen Demonstrationsprojekten und der Erprobung von Technologien. Charakteristisch sind bestehende oder zukünftige direkte H₂-Anwendungen und der Aufbau einer Infrastruktur entlang der H₂-Wertschöpfungskette. Die Forschung erstreckt sich somit von den Anfängen und Ideen zum Aufbau einer H₂-Wirtschaft bis hin zur Umsetzung konkreter Projekte.

5.4.2. Analyse der Akteure und Projekte in der Region

Die Identifikation von Akteuren und Projekten in der Region verläuft über eine vorgelagerte Abfrage innerhalb der Kreise und Regionen. Die Auswertung der Fragebögen bildet die Grundlage der entstandenen Datenbank, die durch

eigene Internetrecherchen und den Abgleich mit Partnern erweitert wird.

Im Folgenden werden zunächst die Akteure, also Forschungseinrichtungen und Technologieunternehmen, charakterisiert und anschließend die Projekte beschrieben. Diese bestehen aus Studien, Netzwerken sowie forschungs- und anwendungsnahen Projekten.

Forschungseinrichtungen und Technologieunternehmen in der Region AachenPLUS

Die Analyse der Forschungseinrichtungen und Technologieunternehmen zeigt eine Konzentration der Akteure in der Stadt Aachen, der StädteRegion Aachen und dem Kreis Düren. Insbesondere in direkter Umgebung der Forschungseinrichtungen RWTH Aachen University und FZ Jülich sind bedeutende Akteure angesiedelt.

Die hohe Anzahl an Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern und über 800 Mio. € Drittmittel für die RWTH Aachen University und das Forschungszentrum Jülich verdeutlichen die Relevanz der regionalen Forschung. Die RWTH Aachen University gehört zu den Hochschulen in Deutschland mit den meisten öffentlich finanzierten Forschungsgeldern [67]. Die Bedeutung der Forschungseinrichtungen in der Region für die H₂-orientierte Forschung ist enorm. Die technische sowie ingenieur- und naturwissenschaftliche Ausrichtung der RWTH Aachen

Tabelle 6: Kurzvorstellung von RWTH Aachen University [71], FZJ [72] und FH Aachen [73]

Einrichtung 	Personal 	Institute 	Finanzvolumen 
RWTH Aachen University	10.272 (Beschäftigte 2022)	260 Institute	1.108 Mio. € gesamt davon (408 Mio. € aus Drittmitteln)
Forschungszentrum Jülich	7.120 (Beschäftigte 2022)	11 Institute 88 Institutsbereiche	861 Mio. € gesamt (395 Mio. € aus Drittmitteln)
FH Aachen	1.140	17 Institute	<15 Mio. € aus Drittmitteln

University und des FZ Jülich bieten eine breite Grundlage der Forschung an H₂-relevanten Themen.

Insgesamt werden in der Region 21 Technologieunternehmen und zwölf Forschungseinrichtungen mit Bezug zur H₂-Wertschöpfungskette identifiziert. Den Forschungseinrichtungen lässt sich aufgrund ihrer Größe kein expliziter Forschungsschwerpunkt innerhalb der H₂-Wertschöpfungskette zuordnen.

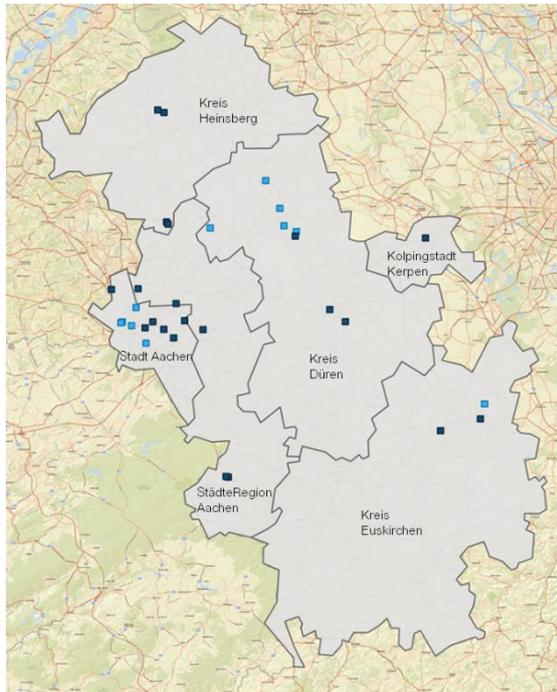
Im Gegensatz zu der themenspezifischen Anordnung der Technologieunternehmen agieren die zahlreichen verschiedenen Forschungseinrichtungen entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette. Bezüglich der Abdeckung der gesamten H₂-Wertschöpfungskette, die in Abbildung 29 dargestellt ist, wird deutlich, dass die Region in den Bereichen H₂-Erzeugung, Infrastrukturentwicklung und Komponenten für Mobilitätsanwendungen zahlreiche Institutionen beheimatet. Lediglich im Teilbereich von Unternehmen, die industrielle H₂-Anwendungen entwickeln, fehlen in der Region Technologieunternehmen. Die Forschung und Entwicklung in der Region kann durch die Abdeckung aller Wertschöpfungsstufen den

Grundstein für weitere Forschungs-, Demonstrations- oder Pilotprojekte legen, wodurch Forschungseinrichtungen wichtige Synergiepartner darstellen. Außerdem werden in anwendungsnahen Projekten durch die Beteiligung von Forschung und Entwicklung Fördergelder mobilisiert, welche ohne deren Mitwirken nicht erreichbar sind.



Abbildung 29: Einordnung der Akteure entlang der H₂-Wertschöpfungskette

Über die Einordnung der Forschungseinrichtungen und Technologieunternehmen in die H₂-Wertschöpfungskette hinaus erfolgt eine geografische Einordnung der Standorte, die Abbildung 30 zeigt.



- Technologieunternehmen
- Forschungseinrichtungen

Abbildung 30: Geografische Einordnung der Akteure aus Forschung und Wissenschaft

Die höchste Akteursdichte befindet sich in direkter Umgebung der Städte Aachen und Jülich. Weitere, weniger umfangreiche Cluster aus Technologieunternehmen und Forschungseinrichtungen gibt es bei Monschau, Heinsberg, Düren, Euskirchen, Stolberg und Übach-Palenberg. In den übrigen Kreisen und Regionen ist die Dichte an Akteuren im Vergleich zu den Clusterregionen niedriger. Dort sind Technologieunternehmen und Forschungseinrichtungen eher Einzelansiedlungen.

Projekte in der Region AachenPLUS

Die zahlreichen Technologieunternehmen, Forschungsgruppen und -institute in der Region bilden einen der Gründe für die Ansiedelung zahlreicher Projekte der Grundlagenforschung entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette. Im Fokus der Recherche stehen jedoch Projekte, die direkt zum Aufbau der H₂-Wirtschaft beitragen oder diesen vorbereiten. Diese Projekte werden gemäß Kapitel 5.4.1 in Strategien und Studien, Netzwerke und Demonstrationsprojekte eingeteilt.

Die grundlegende strategische Entwicklung der H₂-Wirtschaft in den teilnehmenden Kreisen ist größtenteils durch eigene Strategien und H₂-Studien beschrieben. So verfügen neben den kreisübergreifenden Strategien der „Wasserstoff-Roadmap für Nordrhein-Westfalen“ und „H₂R Wasserstoff Rheinland“ die Stadt und StädteRegion Aachen, der Kreis Düren, der Kreis Euskirchen sowie der Rhein-Erft-Kreis bereits über eigene Leitfäden bzw. Roadmaps oder H₂-Potenzialstudien zur Entwicklung einer H₂-Wirtschaft. Auch in den angrenzenden Regionen wurden schon Studien und Strategien erstellt. Weitere spezifische Studien ebnen den Weg für den Aufbau einer funktionierenden H₂-Wirtschaft in der Region.

Besonders ausgeprägt ist in der Region AachenPLUS die Anzahl der bestehenden Netzwerke für H₂-bezogene Themengebiete. Neben dem Aufbau von Partnernetzwerken sollen der Markthochlauf von Technologien gefördert, H₂-Anwendungen in der Region forciert, Kompetenzen aus Wirtschaft, Forschung und Öffentlichkeit gebündelt sowie die Region als H₂-Modellregion etabliert werden. Ein zentrales Netzwerk ist der Hydrogen Hub Aachen der unter anderem den Bedarf an Forschungs- und Entwicklungskompetenzen sowie Infrastrukturen ermittelt, Innovationsprozesse initiiert

und bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle unterstützt. Ein weiteres bedeutendes Netzwerk ist das Zukunftscluster Wasserstoff, welches vorhandene Kompetenzen im Bereich der H₂-Technologien in und um Aachen mit Akteuren aus Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft vereint. Dabei wird die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung über die Speicherung und Verteilung bis hin zur Nutzung betrachtet. Neben den auf H₂-Themen beschränkten Netzwerken spielen weitere Netzwerke aus dem Bereich Klimaschutz und Wirtschaftsentwicklung eine maßgebende Rolle für die Umsetzung einer funktionierenden H₂-Wirtschaft.

Anknüpfend an die oben beschriebenen Technologieunternehmen in der Region bilden die Forschungs- und Demonstrationsprojekte die letzte Stufe der Implementierung einer H₂-Wirtschaft. Neben den vorgestellten Unternehmen und Einrichtungen agieren auch Kreise, öffentliche Trägerschaften und andere Akteure in diesem Bereich. Im Folgenden wird unterschieden zwischen den forschungsnahen Projekten, die nicht direkt zum Aufbau einer H₂-Infrastruktur beitragen, sowie den anwendungsnahen Projekten, die einen Grundstein für die zukünftige H₂-Infrastruktur legen. In der Untergruppe der forschungsnahen Projekte existieren einige Projekte an den oben

genannten Forschungseinrichtungen. Diese werden aufgrund der Vielzahl vereinfacht durch die Forschungseinrichtungen auf der Karte in Abbildung 31 repräsentiert. Die anwendungsnahen Projekte werden in einer Datenbank gesammelt und ebenfalls auf der Karte in Abbildung 31 dargestellt.

Insgesamt werden für die Region 33 Projekte ermittelt, die einen Beitrag zur zukünftigen H₂-Infrastruktur leisten oder diese vorantreiben. Dabei werden auch Projekte berücksichtigt, die indirekt unterstützen, beispielsweise durch den Betrieb eines Testzentrums für H₂-betriebene Fahrzeuge. Auf der Karte in Abbildung 31 wird deutlich, dass bereits heute zahlreiche H₂-bezogene Projekte in der Region existieren. Diese decken die vollständige Wertschöpfungskette ab: von der EE-Stromerzeugung über die Erzeugung von grünem Wasserstoff, die Verteilung, Speicherung und Aufbereitung von Wasserstoff bis hin zu den verschiedenen Anwendungsbereichen in den Sektoren Industrie, Gebäude, Mobilität und mehr. Außerdem sind diese häufig in direkter räumlicher Nähe von Industrie oder Forschungseinrichtungen zu finden. Somit ergeben sich die größten Cluster in der Stadt Aachen und im Kreis Düren. Dies bestätigt die Annahme, dass die Forschung ein wichtiger Grundpfeiler der Entwicklung einer regionalen H₂-Wirtschaft ist.



Abbildung 31: Karte zu Forschungseinrichtungen und Projekten in der Region AachenPLUS

6. Well-to-Wheel-Analyse und Total Cost of Ownership

In den vorangegangenen Kapiteln wurde die Region hinsichtlich ihrer Erzeugungs- und Nutzungspotenziale bezogen auf Wasserstoff sowie in Bezug auf Möglichkeiten der Transmission und Distribution analysiert. In diesem

Kapitel wird der Fokus auf die methodische Vorgehensweise zur Untersuchung und Bewertung von ausgewählten Mobilitätstechnologiepfaden gelegt.

Hauptaussagen auf einen Blick

Batterieelektrische Fahrzeuge sind die effizienteste Technologie

Batterieelektrische Fahrzeuge sind wegen direkter Stromnutzung und Elektromotor am effizientesten.

Die Betrachtung verschiedener Technologiepfade ist notwendig

Bei der Dekarbonisierung des Verkehrs wird ein Mix aus batterieelektrischen (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) vorkommen. Aufgrund der höheren Energiedichte und des Speicherpotenzials von Wasserstoff finden auch FCEV Anwendung. Die Entscheidung für den Einsatz einer Antriebstechnologie ist immer von individuellen Faktoren, wie den Strombeschaffungsoptionen, der Nähe zu Betankungsinfrastruktur oder den Fahr- und Nutzprofilen der Fahrzeuge abhängig.

BEV und FCEV sind die saubersten Technologien

Bei EE-Stromnutzung sind batterieelektrische Fahrzeuge die THG-ärmste Technologie. Im Vergleich zum herkömmlichen Diesel überzeugen alle Technologien durch deutlich geringere THG-Emissionen. Der mittelfristige Einsatz von FT-Diesel kann eine Möglichkeit der Umstellung bei geringen Investitionskosten sein und sollte individuell geprüft werden.

Geringe Kostenunterschiede zwischen BEV- und FCEV-Bussen

Die Kostenunterschiede zwischen BEV- und FCEV-Bussen fallen gering aus. Die Entscheidung für eine Mobilitätstechnologie sollte daher anhand weiterer Rahmenbedingungen wie der Verkehrsart, der geforderten Reichweite und Tankanforderungen getroffen werden.

FCEV-Züge sind kostengünstigste Option zur Personenbeförderung

Bezogen auf die gefahrenen Personenkilometer sind FCEV-Züge unter den verglichenen Mobilitätstechnologiepfaden die kostengünstigste Option. Sie stellen gerade für nicht-elektrifizierbare Strecken eine gute Möglichkeit dar. Für den ÖPNV ist somit ein hochverknüpfter inter- und multimodaler Verkehr notwendig, der für die Stammstrecken auf den Schienenpersonennahverkehr setzt.

Bedeutung für die Region AachenPLUS

Die Umstellung von Flotten auf alternative Antriebstechnologien wird in der Region stark vorangetrieben. Aufgrund der geringen Unterschiede bei den Total Cost of Ownership und den direkten THG-Emissionen stehen bei der Beschaffung die individuellen Fahr- und Nutzungsprofile sowie ein integriertes Beschaffungs- und Versorgungskonzept im Vordergrund.

Dabei erfolgt keine Einzelfallbetrachtung konkreter Strecken in der Region, sondern die allgemeine Anwendung der Bewertungsmethoden Well-to-Wheel-Analyse (WtW-Analyse) und Total Cost-of-Ownership-Analyse (TCO-Analyse) mit aktuellen Daten und Annahmen. Die Methodik ist sowohl auf andere Regionen übertragbar als auch bei Einzelfallbetrachtungen anwendbar.

In den folgenden Kapiteln wird basierend auf den Erkenntnissen aus der Analyse der Erzeugung, Nutzung sowie Transmission und Distribution eine Strategie für die Region AachenPLUS hergeleitet. Diese mündet in der Erstellung der Roadmaps.

6.1. Vorgehen bei der Technologieauswahl

Im Zuge der Analyse werden zunächst verschiedene Antriebstechnologien sowie die möglichen vorgelagerten Schritte der Treibstoffherzeugung- und Bereitstellung aufbereitet (siehe Abbildung 32). Um für die Region spezifische Versorgungskonzepte zu beleuchten, wird eine Auswahl der für die Region relevanten Antriebstechnologien getroffen (siehe farblich hervorgehobene Technologien). Ziel der Auswahl ist es, kurzfristig verfügbare

und regional anwendbare Technologien in die Well-to-Wheel- und die TCO-Analyse zu integrieren. Kurzfristig bis mittelfristig verfügbar sind neben den herkömmlichen Verbrennern vor allem batterieelektrische Fahrzeuge (Battery Electric Vehicle (BEV)) und FCEV. Darüber hinaus ist der Antrieb durch den Einsatz synthetischer Kraftstoffe (Fischer-Tropsch-Diesel (FT-Diesel)) mit in die Well-to-Wheel-Analyse aufgenommen.

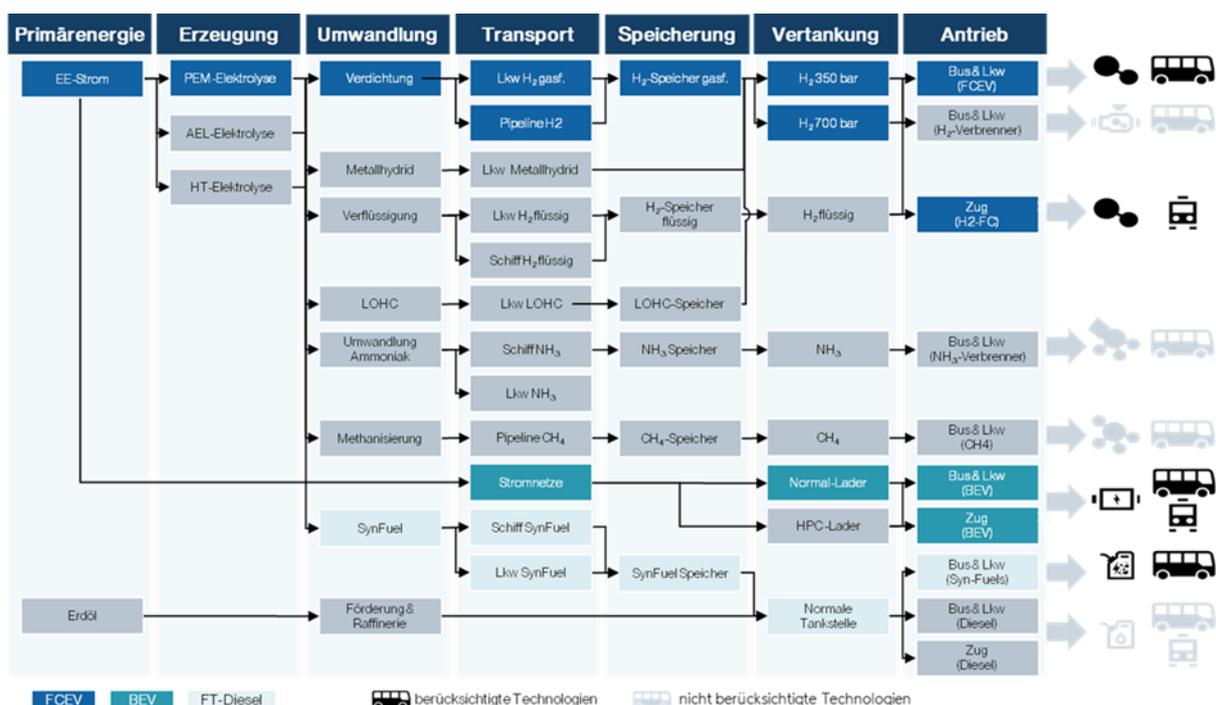


Abbildung 32: Auswahlmöglichkeiten verschiedener Antriebstechnologien

6.2. Methode der Well-to-Wheel-Analyse

Die Well-to-Wheel-Analyse („von der Energiequelle bis zum Rad“) nach DIN EN 16258 ist eine Methode zur Bewertung des Gesamtenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen eines Fahrzeugs über den gesamten Lebenszyklus hinweg. Sie reicht von der Gewinnung der Rohstoffe für den Kraftstoff des Fahrzeugs (das "Well" in "Well-to-Wheel") bis zur Energienutzung im Antrieb (das "Wheel") [68]. Dies umfasst alle Energieaufwendungen, wie die für die Produktion und den Transport des Kraftstoffs, sowie die vom Fahrzeug selbst verbrauchte Energie. Die WtW-Analyse berücksichtigt die gesamte Energiekette, einschließlich Energieerzeugung, -speicherung, -verteilung und -endverbrauch (Abbildung 33). Im Zuge der Analyse nach DIN EN 16258 erfolgt eine Aufteilung der gesamten Energiekette in die einzelnen Bereiche Well-to-Tank (WtT) und Tank-to-Wheel (TtW). WtT umfasst dabei alle vorgelagerten Prozessschritte zur Entstehung und zum Transport des Energieträgers bis in den Tank bzw. die Batterie des Fahrzeugs. TtW beschreibt die Prozessschritte der Umwandlung des Treibstoffs in Energie für die jeweilige

Antriebstechnologie. Die TtW-Betrachtung umfasst dabei den Energieverbrauch durch Umwandlung in Bewegungsenergie und mögliche Verluste bei der Energiebereitstellung innerhalb des Fahrzeugs (Wirkungsgradverluste). Die WtW-Analyse wird verwendet, um die Effizienz und die Umweltauswirkungen verschiedener Fahrzeugtypen, Kraftstoffe und Transportsysteme zu vergleichen. Sie bietet einen umfassenden Überblick über die Energie- und Emissionsauswirkungen verschiedener Mobilitätsoptionen. Die Methode kann beispielsweise verwendet werden, um die Energie- und Emissionsauswirkungen von Elektrofahrzeugen, die mit EE-Quellen betrieben werden, mit denen von mit herkömmlichen fossilen Kraftstoffen angetriebenen Fahrzeugen zu vergleichen. Nicht inkludiert in der Kalkulation nach DIN EN 16258 sind unter anderem Emissionen, die in Verbindung mit der Herstellung, dem Unterhalt und der Entsorgung von Fahrzeugen oder in Bezug auf die zugehörige Infrastruktur entstehen (siehe Abbildung 34).



Abbildung 33: Well-to-Wheel-Analyse nach DIN EN 16258 [61]

In WtW Analyse nach DIN EN 16256 enthalten	Nicht in WtW Analyse nach DIN EN 16256 enthalten
✓ Energieverbrauch TtW und WtW in MJ / Distanz	x Herstellung, Unterhalt und Entsorgung von Fahrzeugen
✓ Treibhausgasemissionen in g CO _{2-eq} / Distanz	x Verluste von Stoffen, wie etwa Kältemittelverluste
✓ Herstellung von Kraftstoffen und Strom	x Energieverbrauch und Emissionen von zugehöriger Infrastruktur (z. B. Straßen, Bahnhöfe)
✓ Fahrten inkl. Wechsel von Fahrzeugen für Teilstrecken	x Lagerung und Umschlag von Kraftstoffen, Standzeiten

Abbildung 34: Grenzen der Well-to-Wheel-Analyse nach DIN EN 16258 [68]

6.3. Annahmen der Well-to-Wheel-Analyse

Für den umfangreichen Vergleich mittels der Well-to-Wheel-Analyse wird eine Bandbreite von je vier Antriebstechnologien für Busse und Züge betrachtet. Die Wahl der Antriebstechnologien und der Verkehrsmittel erfolgt in Abstimmung mit dem Auftraggeber und spiegelt die für die Region kurz-, mittel- und langfristig technisch möglichen Technologien wider. Im Zuge der Analyse werden die Antriebstechnologien Brennstoffzelle (FCEV), Batterie (BEV), Fischer-Tropsch-Diesel (FT-Diesel) und der herkömmliche Dieselantrieb miteinander verglichen. Abbildung 35 zeigt die hierfür getroffene

Annahmen. FCEV umfassen dabei Brennstoffzellenfahrzeuge mit PEM-Brennstoffzelle und entsprechen dem derzeitigen Marktstandard, wie etwa den Brennstoffzellenbussen des Herstellers Caetano oder Zügen des Herstellers Alstom. Der Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette beträgt etwa 32 %. Die betrachteten Angaben zu BEV-Bussen und BEV-Zügen entsprechen den in der Literatur gängigen Werten zu BEV-Fahrzeugen mit erreichbaren Gesamtwirkungsgraden von etwa 73 %. Auf Seiten der Verbrenner ist neben dem herkömmlichen Dieselantrieb der sogenannte Fischer-Tropsch-Dieselantrieb mit in die Analyse aufgenommen.

	Brennstoffzelle (FCEV)		Batterieelektrisch (BEV)		Fischer-Tropsch-Diesel (FT)		Diesel	
	Bus	Zug	Bus	Zug	Bus	Zug	Bus	Zug
Energieumwandlung	PEM FC		Elektromotor		Dieselmotor		Dieselmotor	
Verbrauch	9 kg H ₂ /100 km	23 kg H ₂ /100 km	115 kWh/100 km	500 kWh/100 km	38 l/100 km	167 l/100 km	38 l/100 km	167 l/100 km
Kraftstoff	Grüner H ₂	Grüner H ₂	Grüner Strom	Grüner Strom	FT-Diesel	FT-Diesel	Diesel	Diesel
Strecke	100 km		100 km		100 km		100 km	
Energiefaktor WtW	0,24 GJ / kg _{H2}		0,0069 GJ / kWh		0,084 GJ / kg		0,051 GJ / kg	
Energiefaktor TtW	0,12 GJ / kg _{H2}		0,0036 GJ / kWh		0,044 GJ / kg		0,043 GJ / kg	
Emissionsfaktor WtW	0,83 kg _{CO2eq} / kg _{H2}		0,029 kg _{CO2eq} / kWh		2,95 - 2,43 = 0,52 kg _{CO2eq} / l		3,24 kg _{CO2eq} / l	
Emissionsfaktor TtW	0 kg _{CO2eq} / kg _{H2}		0 kg _{CO2eq} / kWh		2,43 kg _{CO2eq} / l		2,67 kg _{CO2eq} / l	

Abbildung 35: Well-to-Wheel-spezifische Annahmen verschiedener Antriebstechnologien

Synthetische Kraftstoffe, wie der Fischer-Tropsch-Diesel bilden einen Ansatz zur Reduzierung der THG-Emissionen bereits existierender konventioneller Fahrzeuge im Verkehrssektor.

Ein Vorteil von FT-Diesel liegt darin, dass dieser in herkömmlichen Dieselmotoren eingesetzt werden kann. Hierdurch entfallen die Aufwände für eine Neuanschaffung ganzer Fahrzeugflotten. Das Herstellungsverfahren des Fischer-Tropsch-Diesels basiert auf der Synthese von Wasserstoff und Kohlenmonoxid zu langkettigen Kohlenwasserstoffen, die wiederum Ausgangsstoff für die Herstellung von Diesel sind. Der Prozess bietet die Möglichkeit, CO₂ zu binden (WtT), wodurch der CO₂-Ausstoß bei der Kraftstoffverbrennung (TtW) ausgeglichen

wird. Der Anteil am gebundenen CO₂ ist in der Abbildung 35 farblich gekennzeichnet. Einen Nachteil der Technologie stellt der geringere Gesamtwirkungsgrad von circa 22 % dar. Dieser ist auf die zusätzlichen Prozessschritte sowie lokale durch den Verbrennungsprozess bedingte Emissionen zurückzuführen. Die Well-to-Wheel-Analyse wird für alle Technologien mit einer einheitlichen Fahrstrecke von 100 km durchgeführt. Die spezifischen Annahmen - wie etwa Kraftstoffbedarfe - entsprechen den branchenüblichen oder in der Literatur gängigen Aussagen. Die jeweiligen Energie- und Emissionsfaktoren entsprechen Standardwerten, welche unter anderem in der Norm DIN EN 16258 zu finden sind [68]. In Bezug auf die Strom- und H₂-Herstellung wird von einer

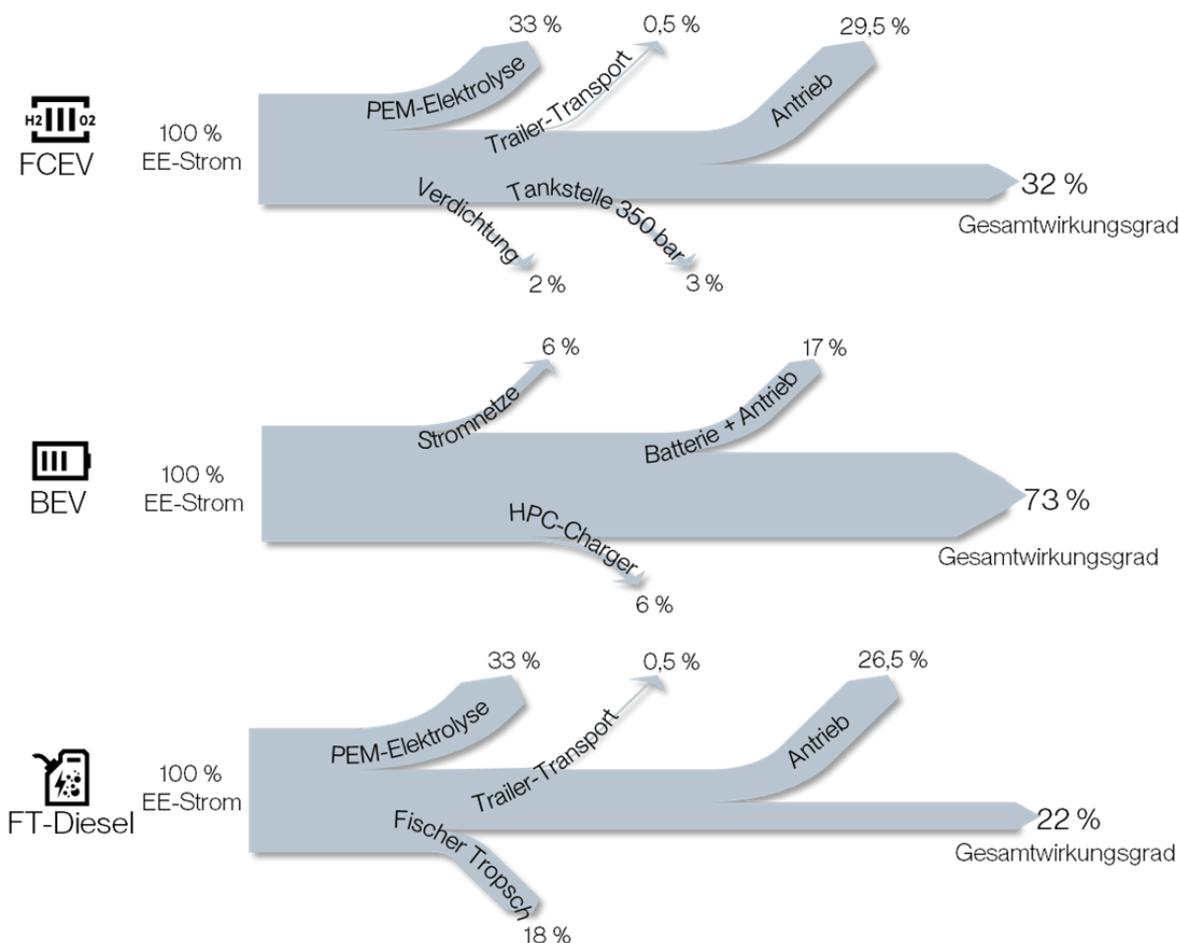


Abbildung 36: Wirkungsgradverluste der Antriebstechnologien

vollständigen Versorgung mit Grünstrom ausgegangen. Nichtsdestotrotz entstehen auch bei der Erzeugung von EE-Strom vor allem in der Vorkette relevante CO₂-Emissionen [69]. Für Grünstrom ergibt sich unter anteilmäßiger Verrechnung der individuellen Emissionsfaktoren für Wind, PV, Wasserkraft und Biomasse

ein Gesamtemissionsfaktor in Höhe von 28,5 g CO_{2-eg}/kWh. Abbildung 36 zeigt die Wirkungsgradverluste der im Rahmen der Well-to-Wheel-Analyse betrachteten Antriebstechnologien.

6.4. Ergebnisse der Well-to-Wheel-Analyse

Gemäß der Well-to-Wheel-Analyse nach DIN EN 16258 [68] wird in der Ergebnisdarstellung unterschieden zwischen dem spezifischen Energieverbrauch je Antriebstechnologie und den entsprechenden jeweiligen THG-Emissionen in den Bereichen WtT und TtW der gesamten Energiekette. Ziel dieses Kapitels ist es, die Energieverbräuche und THG-Emissionen der Antriebstechnologien miteinander zu vergleichen und Schlussfolgerungen für die zukünftige Marktentwicklung und regionalen Potenziale der Technologien abzuleiten.

6.4.1. Energieverbrauch

In Abbildung 37 sind die Energieverbräuche der Antriebstechnologien in GJ/100 km Fahrstrecke gegenübergestellt. Diese sind jeweils aufgeteilt in die Energieaufwände aller vorgelagerten Prozessschritte (WtT) und aller Energieaufwände bei der Umwandlung der Energie in Bewegungsenergie (TtW). Der Vergleich der FCEV-, BEV-, FT- und Diesel-Antriebstechnologien für den Bus in Abbildung 37 zeigt, dass der Gesamtenergieverbrauch des BEV-Busses mit 0,9 GJ/100 km am geringsten ausfällt.

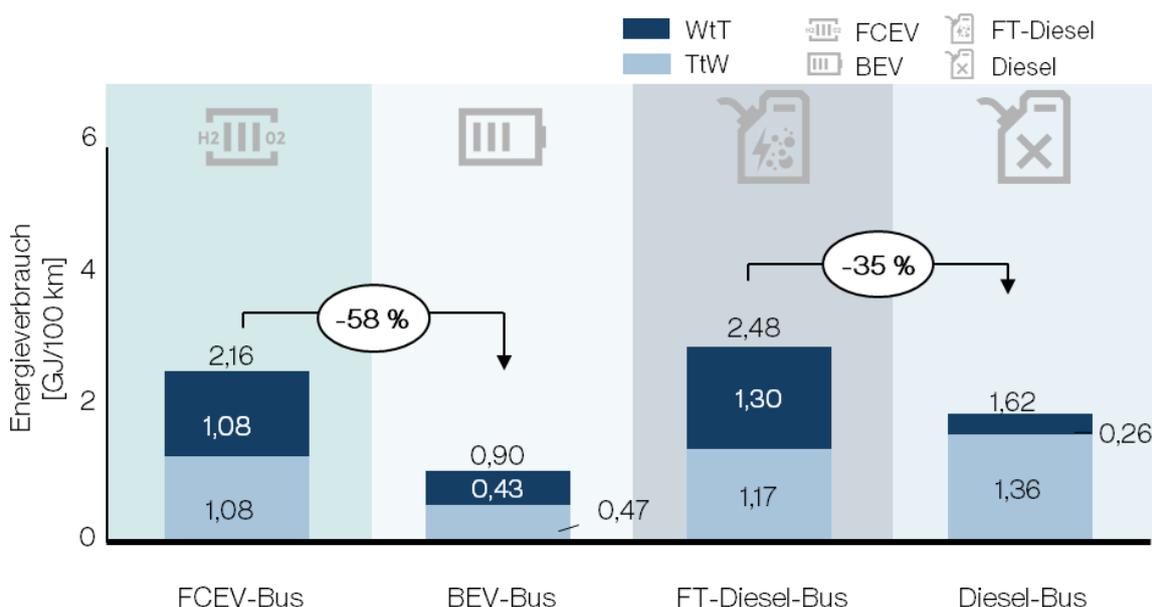


Abbildung 37: Vergleich der Energieverbräuche WtT und TtW der Bus-Antriebstechnologien

Grund für den geringeren Gesamtenergieverbrauch von BEV-Bussen ist der hohe Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette durch weniger Umwandlungsschritte sowie der hohe Wirkungsgrad des Elektromotors. Mehr als doppelt so viel Energie wird bei der Brennstoffzelle (2,16 GJ/100 km) und dem FT-Dieselbus (2,48 GJ/100 km) benötigt. Der herkömmliche Diesel hat einen Energieverbrauch in Höhe von 1,62 GJ/100 km. Trotz der gleichen Antriebstechnologie benötigt der konventionelle Diesel

35 % weniger Energie in der WtW-Betrachtung. Dies ist durch die zweifachen Energiewandlungen in der FT-Dieselbereitstellung zu erklären.

Beim Vergleich der spezifischen Gesamtenergieverbräuche für den Zug zeigt sich ein ähnliches Bild (siehe Abbildung 38). Auch hier schneidet der BEV-Zug mit 3,45 GJ/100 km Energieaufwand am besten ab, wohingegen der Diesel und der FT-Diesel den größten Energieaufwand verzeichnen.

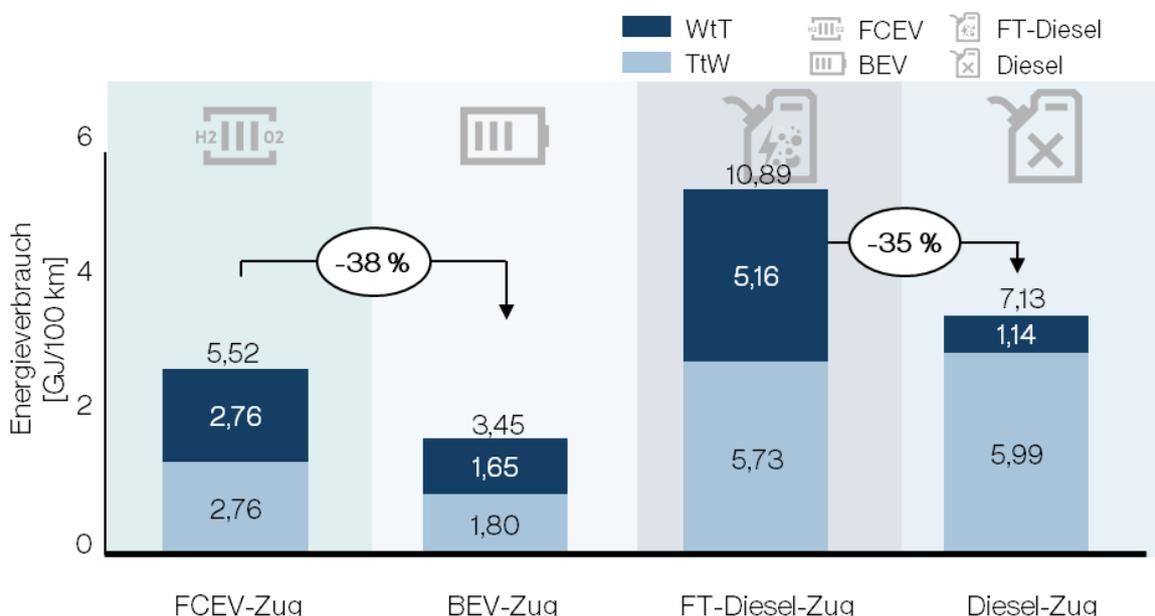


Abbildung 38: Vergleich der Energieverbräuche WtT und TtW der Zug-Antriebstechnologien

6.4.2. THG-Emissionen

Die Analyse der THG-Emissionen beinhaltet die Emissionen, welche entlang der gesamten Prozesskette (WtT und TtW) anfallen. Abbildung 39 zeigt den Vergleich der Emissionen der betrachteten Antriebstechnologien für Busse. Den geringsten THG-Ausstoß weist mit 3,3 kg_{CO2}/100 km der BEV-Bus auf. Emissionen entstehen hier lediglich entlang der Vorkette (WtT) durch die beschriebenen Emissionen aus

der Bereitstellung von EE-Strom. Auch die FCEV emittieren keine direkten THG während der Fahrt (TtW). Die WtT-Emissionen liegen hier aufgrund des erhöhten Strombedarfs für die H₂-Erzeugung mit 7,7 kg_{CO2}/100 km um den Faktor 2 über den BEV-Bussen. Der FT-

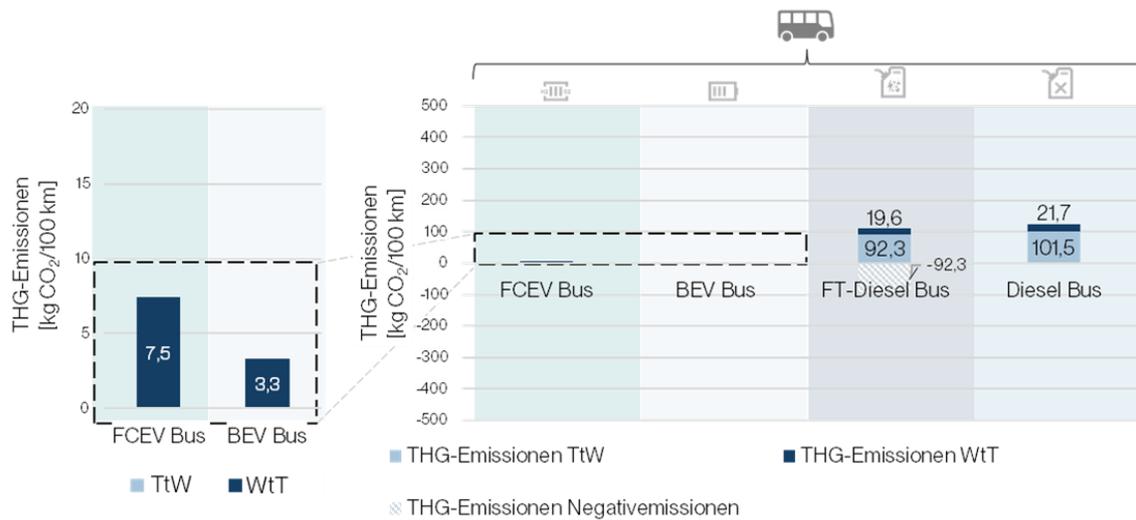


Abbildung 39: Vergleich der THG-Emissionen WtT und TtW der Busantriebstechnologien

Dieseldieselbus kommt in der Berechnung auf insgesamt 19,6 kg_{CO2}/100 km, was aus der WtW-Betrachtung folgt. Darüber hinaus ist zu beachten, dass der FT-Diesel mit 92,3 kg_{CO2}/100 km signifikante WtT-Emissionen durch die Verbrennung des FT-Diesels aufweist. Durch den Herstellungsprozess des FT-Diesels und die damit verbundene Bindung von CO₂ aus der Luft ergeben sich in der WtT-Betrachtung negative Emissionswerte.

Diese Emissionswerte entsprechen denen der Verbrennung im Dieselmotor, da hier das zuvor gebundene CO₂ wieder freigesetzt wird. In Summe liegen die Emissionen der Gesamtkette des FT-Diesel-Busses zwar über denen der FCEV- und BEV-Busse, jedoch deutlich unterhalb der Werte des herkömmlichen Diesels. Letzterer weist insgesamt WtW-Emissionen in Höhe von 123,2 kg_{CO2}/100 km auf, welche circa um den Faktor 6 über dem FT-Diesel liegen.

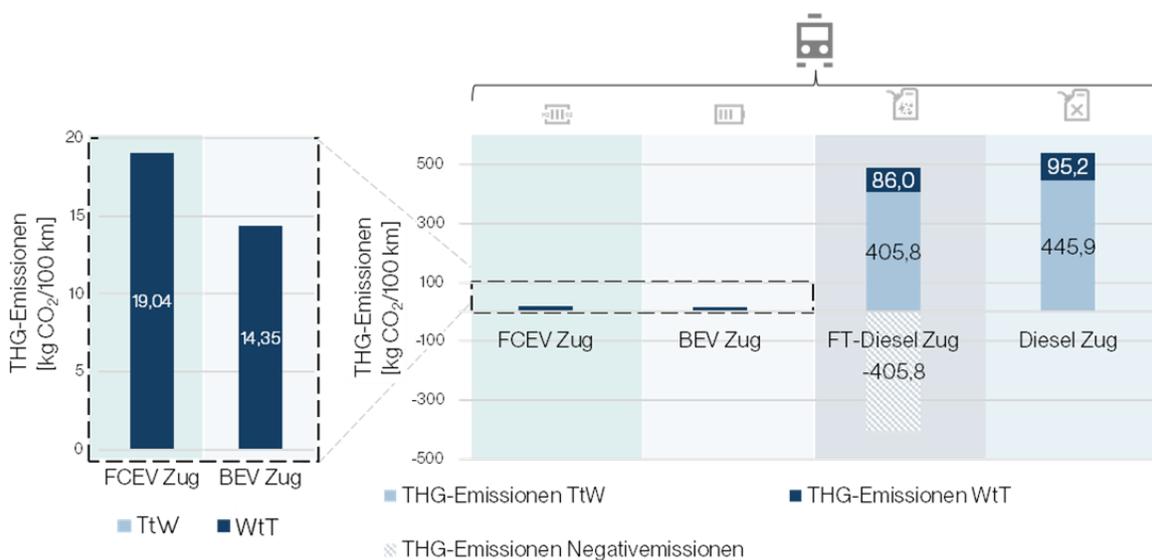


Abbildung 40: Vergleich der THG Emissionen WtT und TtW von FCEV-, BEV-, FT-Diesel-, und Diesel-Zug

Aufgrund des höheren Kraftstoffbedarfs des Zuges sind die Gesamtemissionen im Vergleich zum Bus für alle Antriebstechnologien entsprechend höher. Auch hier weist der BEV-Zug die geringsten Emissionen auf, gefolgt vom FCEV-Zug und dem FT-Diesel. Der THG-Ausstoß des FT-Diesels beträgt circa das Vierfache der Emissionen des Brennstoffzellenzuges.

Die Ergebnisse zeigen eine starke Abhängigkeit der THG-Emissionen von der Strombereitstellung. So basieren die ausgeführten Betrachtungen jeweils auf dem Einsatz von EE-Strom mit entsprechend geringen THG-Emissionen aus der Vorkette. In der Übergangsphase und beim Aufbau von CO₂-neutralen Bus- und Zugflotten kann eine reine EE-Stromversorgung jedoch nicht immer gewährleistet werden. Am Beispiel des BEV-Busses verdeutlicht Abbildung 41 den Einfluss unterschiedlichen Strombezugs auf die WtT-Emissionen.

Bei Bezug von EE-Strom ergeben sich die in Abbildung 41 bereits dargestellten 3,3 kg_{CO₂-eq.}/100 km. Bei Betrachtung des deutschen Strommixes würden die Emissionen gegenwärtig auf etwa 56 kg_{CO₂-eq.}/100 km ansteigen.

Wird der EE-Ausbau berücksichtigt, ist davon auszugehen, dass sich die THG-Emissionen von aus dem Netz bezogenem Strom deutlich reduzieren werden. Zum Vergleich: Stammt der Strom für den BEV-Bus aus der Braunkohleverstromung, liegen die Emissionen um den Faktor 40 über den Emissionen bei EE-Strombezug und damit über dem Ausstoß des konventionellen Dieselbusses.

Die Well-to-Wheel-Analyse bietet neben Aussagen zu den Unterschieden der Effizienzen der verschiedenen Antriebstechnologien die Möglichkeit zur Einordnung der Technologien in Bezug auf ihre THG-Emissionen. Dabei zeichnet die WtW-Analyse nach DIN EN 16258 ein umfassendes Bild, ihre Ergebnisse haben jedoch eine nur eingeschränkte Aussagekraft. Unter anderem berücksichtigt die Norm nicht die Energieaufwände und THG-Emissionen, die bei der Fertigung und Entsorgung der Antriebstechnologien entstehen. Insbesondere bei BEV- und FCEV-Technologien werden in der Methodik signifikante Werte vernachlässigt. Des Weiteren sind keine einheitlichen und aktuellen Vorgabenwerte festgelegt, die zu verwenden sind, zum Beispiel die Emissionsfaktoren für EE-Strom. Daher sind die Ergebnisse nicht vollständig vergleichbar (siehe auch Abbildung 34).

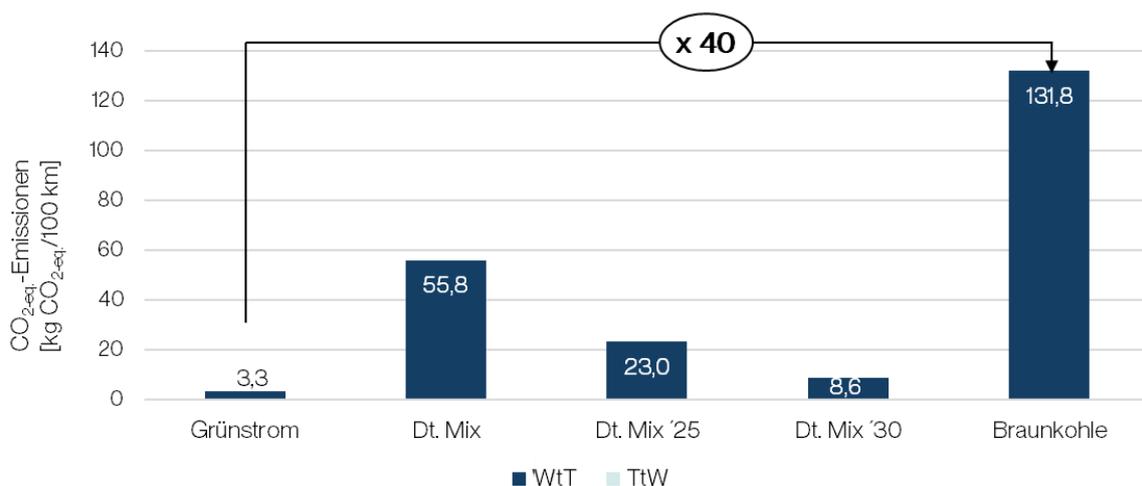


Abbildung 41: Einfluss des Strommixes auf die THG-Emissionen am Beispiel BEV-Bus

In Bezug auf den Energieverbrauch und die Effizienz der Technologien zeigt sich, dass batterieelektrische Fahrzeuge aufgrund der direkten Stromnutzung und des Elektromotors mit einem Gesamtwirkungsgrad von etwa 73 % die effizienteste Technologie darstellen. Mit einem Gesamtwirkungsgrad von etwa 32 % sind FCEV im Vergleich dazu weniger effizient. Bei der Defossilisierung des Verkehrs können neben batterieelektrischen Fahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen auch weitere erneuerbare Kraftstoffe unterstützen, zum Beispiel FT-Diesel. Insbesondere die Herstellung und Nutzung von FT-Diesel bietet den Vorteil, dass vorhandene Flotten genutzt werden können.

Hinsichtlich der THG-Emissionen ist erkennbar, dass bei EE-Stromnutzung batterieelektrische Fahrzeuge die THG-ärmste Technologie darstellen. Im Vergleich zum herkömmlichen Diesel überzeugen alle Technologien durch deutlich geringere THG-Emissionen. Die Eignung der verschiedenen Technologien hängt dabei stark von regionalen Gegebenheiten ab, beispielsweise den lokalen Strombeschaffungsoptionen, der Nähe zu relevanter Betankungsinfrastruktur oder den Fahr- und Nutzprofilen der Fahrzeuge. Abbildung 42 zeigt zum Abschluss einen Vergleich der WtW-Energieverbräuche und THG-Emissionen der betrachteten Technologien für Bus und Zug.

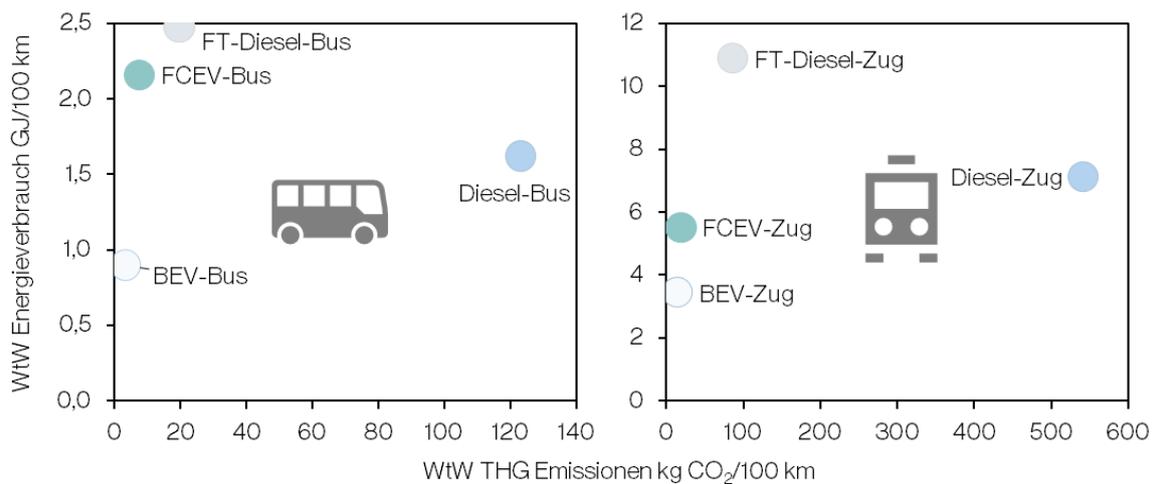


Abbildung 42: Vergleich: WtW-Energieverbräuche und THG-Emissionen der Antriebstechnologien

6.5. Methode der TCO-Analyse

Die Total Cost of Ownership ist ein Investitionsrechnungsverfahren, das neben den Anschaffungskosten auch die im weiteren Verlauf anfallenden Betriebskosten berücksichtigt. Die Gesamtbetrachtung aller über den Lebenszyklus anfallenden Kosten ermöglicht bei unterschiedlichen Technologien mit divergierenden Kostencharakteristiken einen objektiven Vergleich der anfallenden Gesamtkosten. Auf diese Weise wird die über den gesamten Nutzungszeitraum kostenoptimale Lösung ausgewählt und nicht die Variante mit den niedrigsten Investitionskosten. Diese ist jedoch wegen höherer Betriebskosten über den Nutzungszeitraum weniger rentabel. Bei Mobilitätslösungen bietet sich außerdem an, die Kosten auf die Fahrleistung zu skalieren. Gängig sind hierbei die Angaben pro gefahrenen Kilometer bzw. Personenkilometer.

Die vorliegende TCO-Analyse berücksichtigt neben den Beschaffungskosten, in die potenzielle Förderungen eingerechnet werden, auch

Wartungs-, Betriebs-, Kredit-, Infrastruktur- und Personalkosten. Abbildung 43 schlüsselt die Strukturen genauer auf, die unter den einzelnen Kostenpunkten betrachtet werden. Nicht einbezogen werden Gebühren für die Schienen- und Straßennutzung, wie etwa Mautgebühren, Stations- und auch Trassengebühren. Auch Steuern und Abgaben sowie mögliche Versicherungsprämien werden exkludiert, ebenso mögliche Erlöse aus dem THG-Quotenhandel.

Im Rahmen des HyExperts AachenPLUS werden drei Mobilitätslösungen miteinander verglichen: Ein Bus mit Brennstoffzellenantrieb (FCEV-Bus) hauptsächlich für den Überlandverkehr im ländlich geprägten Raum, ein batterieelektrischer Bus (BEV-Bus) für den ÖPNV in städtischen Ballungsgebieten und Personenzüge mit Brennstoffzellenantrieb (FCEV-Zug) für Bahnstrecken, die derzeit noch mit Dieselezügen bedient werden und perspektivisch nicht zu elektrifizieren sind.

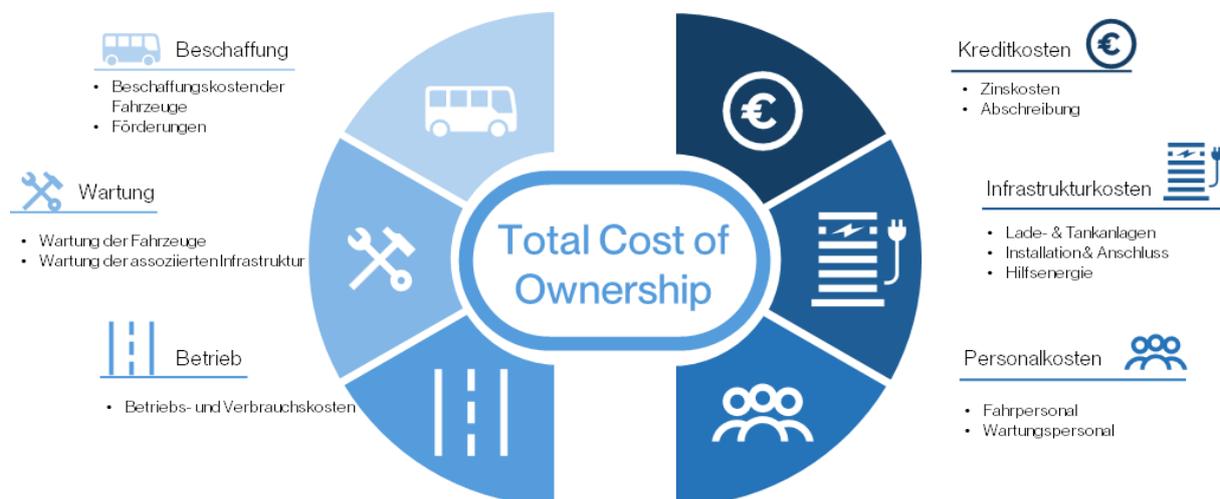


Abbildung 43: Übersicht der betrachteten Kostenstrukturen bei der TCO-Analyse

6.5.1. Technologiefad „FCEV-Bus ländlicher Raum“

Im ländlich geprägten Raum kommt die Stärke von FCEV-Bussen gegenüber BEV-Bussen, nämlich die erhöhte Reichweite, besonders zur Geltung. Zudem begünstigen längere Distanzen zwischen zwei Haltepunkten und der fließende Verkehr den Einsatz von H₂-Fahrzeugen. Deshalb wird nachfolgend der Anwendungsfall des FCEV-Busses im ländlichen Raum, angelegt an die Situation im Kreis Heinsberg, einer wirtschaftlichen TCO-Analyse unterzogen. Bei beiden alternativen Antriebstechnologien, dem Brennstoffzellen- und dem Batteriebus, ist derzeit jedoch mit relativ langen Lieferzeiten von zumeist über einem Jahr zu rechnen.







Verbrauch:
9 kg_{H2}/100 km

Jahresumlauf:
70.000 km

Nutzungsdauer:
12 Jahre

Investitionskosten:	550.000 €
Lernrate:	20 % bei Verdopplung der Produktion
Förderung:	60 % der Mehrkosten
Flottenentwicklung:	2025:35 2030:75 2035:135
Kalk. Zins:	7 %
H ₂ -Preis [€/kg _{H2}]:	2025:12,85 2030:8 2035:6
Fahrerkosten:	35 €/h
Wartungskosten:	2,5 % der Investitionskosten

Abbildung 44: Annahmen der FCEV-Fahrzeuge für die TCO-Betrachtung

© Foto: Caetano Bus | Toyota

Für die FCEV-Busse werden die in Abbildung 44 dargelegten Annahmen zugrunde gelegt. Der H₂-Verbrauch ist dabei mit 9 kg/100 km konservativ geschätzt, wohingegen die Jahresfahrleistung und die Nutzungsdauer mit 70.000 km respektive zwölf Jahren branchenüblichen Erfahrungswerten entsprechen. In der TCO-Betrachtung wird von Beschaffungskosten von

etwa 550.000 € pro FCEV-Bus ausgegangen, wobei nach der Erfahrungskurve eine Kostenreduktion von jeweils 20 % bei Verdopplung der Produktion über die Jahre vorausgesetzt wird. Bei den Investitionskosten wird außerdem eine Förderung von 60 % der Investitionsmehrausgaben gegenüber einem konventionellen Dieselbus eingerechnet, wie sie derzeit vom Land NRW gewährt wird [70]. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Förderquote bis zum Jahr 2035 auf ein Drittel reduziert. Bei der Flottenentwicklung wird angenommen, dass die entsprechenden Fahrzeuge immer im jeweiligen Stützjahr 2025, 2030 und 2035 angeschafft werden, wobei die Flottengröße in etwa die Situation im Kreis Heinsberg widerspiegelt. Die Betriebskosten sind beim FCEV-Bus im Hinblick auf Vergleichsprojekte mit Fahrerkosten von 35 €/h (inkl. Lohnnebenkosten und Ausbildungskosten) und jährlichen Wartungskosten von 2,5 % der Investitionskosten berücksichtigt. Hinzu kommen die H₂-Kosten. Diese starten im Jahr 2025 mit 12,85 €/kg_{H2}, dem derzeitigen Preis, welchen die H2Mobility für Wasserstoff bei 350 bar aufruft. In den Folgejahren wird aufgrund der wachsenden Anzahl an H₂-Bezugsoptionen, auch durch H₂-Importe aus Südeuropa und der Region Mittlerer Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa (MENA)), eine deutliche Kostenreduktion auf 8 €/kg_{H2} im Jahr 2030 und 6 €/kg_{H2} im Jahr 2035 vorausgesetzt.

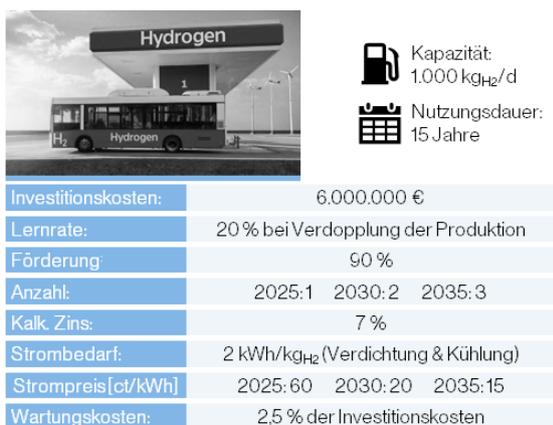


Abbildung 45: Kostenannahmen der Tankinfrastruktur für die TCO-Betrachtung

Die notwendigen Kosten für die Betankungsinfrastruktur werden ebenso inkludiert. Für die initiale Flotte wird eine Tankstelle mit einer täglichen H₂-Abgabekapazität von 1.000 kg/d angenommen, die bei der schrittweisen Erweiterung der Busflotte ebenso aufgestockt wird. Für die initiale H₂-Tankstelle ist insgesamt mit Investitionskosten von mindestens 6 Mio. € zu rechnen. Auch bei den H₂-Tankstellen werden fallende Kosten bei der Ausweitung der Produktion vorausgesetzt. Die Investitionskosten für die Tankinfrastruktur werden derzeit vom Land NRW sogar mit 90 % gefördert, wie hier für die initiale H₂-Tankstelle angenommen [2]. Neben dem Bedarf an Wasserstoff besteht für die Betankung ein gewisser Strombedarf für die H₂-Verdichtung und -Kühlung sowie für die Beleuchtung, Anlagensteuerung und Überwachung. Dieser Bedarf wird mit 2 kWh pro getanktem Kilogramm Wasserstoff veranschlagt. Die Strombezugspreise für die nächsten 15 Jahre sind in der derzeit volatilen Situation lediglich unter Unsicherheiten abzuschätzen. Auf Grundlage einer Untersuchung des Wirtschaftsforschungsunternehmens Prognos wird die in Abbildung 45 dargelegte Strompreisprognose verwendet [58]. Die Stromkosten für die Betankung stellen jedoch keinen signifikanten Kostentreiber dar, wie im weiteren Verlauf noch dargelegt wird, sodass die Auswirkungen

unsicherer Strompreise als unmaßgeblich eingestuft werden. Wie auch bei den FCEV-Bussen ist für eine hohe Verfügbarkeit der H₂-Tankinfrastruktur mit jährlichen Wartungskosten in Höhe von 2,5 % der Beschaffungskosten zu rechnen.

Die TCO pro Kilometer für den FCEV-Bus im ländlichen Raum liegen - unter den getroffenen Annahmen - im Jahr 2025 zunächst bei etwa 3,60 €/km (siehe Abbildung 46). Wegen sinkender Kraftstoff- (Wasserstoff) und Strombezugspreisen kommt es über die Zeit bis zum Jahr 2035 zu einer Reduktion der TCO um 20 % auf 2,93 €/km. Die günstigeren Verbrauchskosten gleichen sogar steigende Investitionskosten für die FCEV-Busse aus. Diese werden trotz sinkender Beschaffungspreise aufgrund der langsam auslaufenden staatlichen Förderungen für die Anwender real teurer. Hinzu kommt die bessere Auslastung der Tankinfrastruktur, welche die Beschaffungskosten der Tankstellen auf mehr Fahrzeuge und gefahrene Kilometer verteilt.

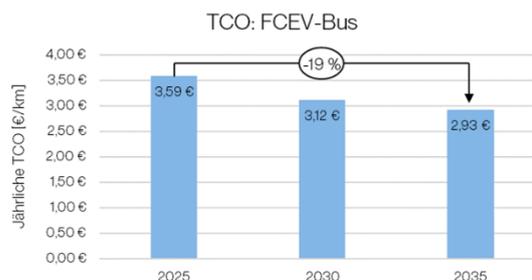


Abbildung 46: Entwicklung der TCO von FCEV-Bussen im ländlichen Raum

Abbildung 47 zeigt die unterschiedlichen Kostenbestandteile der TCO des FCEV-Busses im Jahr 2025. Es wird deutlich, dass die Fahrerkosten mit knapp 40 % mit Abstand den größten Einfluss auf die Gesamtkosten haben. Den zweitgrößten Posten bilden die Kraftstoffkosten für Wasserstoff. Insgesamt belaufen sich die variablen Kostenanteile für den Betrieb

mit den Fahrer-, Kraftstoff- und Wartungskosten der Fahrzeuge zuzüglich der Betriebskosten (Operational Expenditure (OPEX)) auf ungefähr 80 %. Den geringsten Anteil stellen aufgrund der hohen Förderung die Investitionskosten (Capital Expenditure (CAPEX)) der Tankstelle. Insgesamt ist der Einfluss der Betankungsinfrastruktur auf die Gesamt-TCO mit gut 5 % (CAPEX + OPEX Tankstelle) marginal.

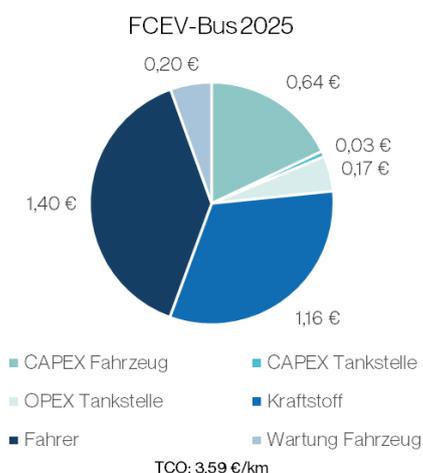


Abbildung 47: Aufschlüsselung der TCO für den FCEV-Bus im ländlichen Raum im Jahr 2025

Um den möglichen Einfluss veränderter Rahmenbedingungen zu untersuchen, werden zwei Sensitivitätsszenarien „optimistisch“ und „konservativ“ aufgespannt. Im optimistischen

Szenario liegen die Fahrerkosten im Jahr 2020 bei 25 €/h und steigen anschließend um 1,5 % pro Jahr [71]. Außerdem sind die H₂-Bezugskosten mit 8 bis 5 €/kg_{H2} deutlich günstiger und die jährliche Laufleistung um 20 % erhöht [72]. Zusätzlich sind die Investitionskosten der Fahrzeuge gesunken, was einer Förderung von 80 % der Investitionsmehrkosten gegenüber einem konventionellen Dieselbus entspricht. Des Weiteren wird mit niedrigeren Zins- und Wartungskosten kalkuliert. Die Investitionskosten für eine H₂-Tankstelle liegen im Jahr 2025 bei lediglich 3,5 statt 6 Mio. €.

Im konservativen Szenario hingegen sind die Fahrerkosten um 20 % erhöht. Auch die H₂-Kosten liegen mit 15 bis 10 €/kg_{H2} oberhalb der Kosten im Basisszenario, wodurch ein unzureichendes H₂-Angebot widerspiegelt wird. Die Laufleistung der FCEV-Busse ist um 20 % reduziert und die Fahrzeuge sind teurer, was hauptsächlich auf eine niedrigere Lernrate zurückgeht. Ebenso sind die Zinskosten, angelehnt an [73], deutlich höher und die notwendigen Ausgaben für die Wartung der Fahrzeuge und Tankinfrastruktur doppelt so hoch.

Tabelle 7: Rahmenbedingungen des Basisszenarios und der beiden Sensitivitätsszenarien „Optimistisch“ und „Konservativ“ für FCEV-Busse im ländlichen Raum (reale Preise)

		Basiswerte			Optimistisch			Konservativ		
		2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Fahrerkosten	[€/h]	35	35	35	26,9	29	31,3	42	42	42
Kraftstoffpreis	[€/kWh]	12,85	8	6	8	5	5	15	12,5	10
Jahreskilometer	[1.000 km/a]	70	70	70	84	84	84	56	56	56
Investition Fahrzeug	[1.000 €]	550	495	440	330	323	317	650	617	586
Kalkulatorischer Zins	[%]	7	7	7	3	3	3	10	10	10
Wartung Fahrzeug	[%]	2,5	2,5	2,5	2	2	2	5	5	5
Investition Tankstelle	[1.000 €]	6.000	5.400	4.800	3.500	2.800	2.240	6.500	5.200	4.160
Wartung Tankstelle	[%]	2,5	2,5	2,5	2	2	2	5	5	5

Abbildung 48 zeigt die Auswirkungen der geänderten Rahmenbedingungen in einem Tornadodiagramm. Dabei sind stets die neuen TCO bei Veränderung nur eines Parameters gegenüber dem Durchschnittswert der TCO aus dem Basisszenario der Stützjahre 2025, 2030 und 2035 aufgetragen (siehe Abbildung 46). Die Parameter sind nach der Größe ihres Einflusses

auf die TCO angeordnet. Demnach wirken sich die Kraftstoffpreise am meisten und die Investitionskosten der Tankstelle am wenigsten aus. Im optimistischen Szenario sinken die TCO allein durch geringere Kraftstoffpreise um knapp 10 %, während die geringe H₂-Verfügbarkeit im konservativen Szenario zu gut einem Zehntel teureren TCO führt. Auch drücken die

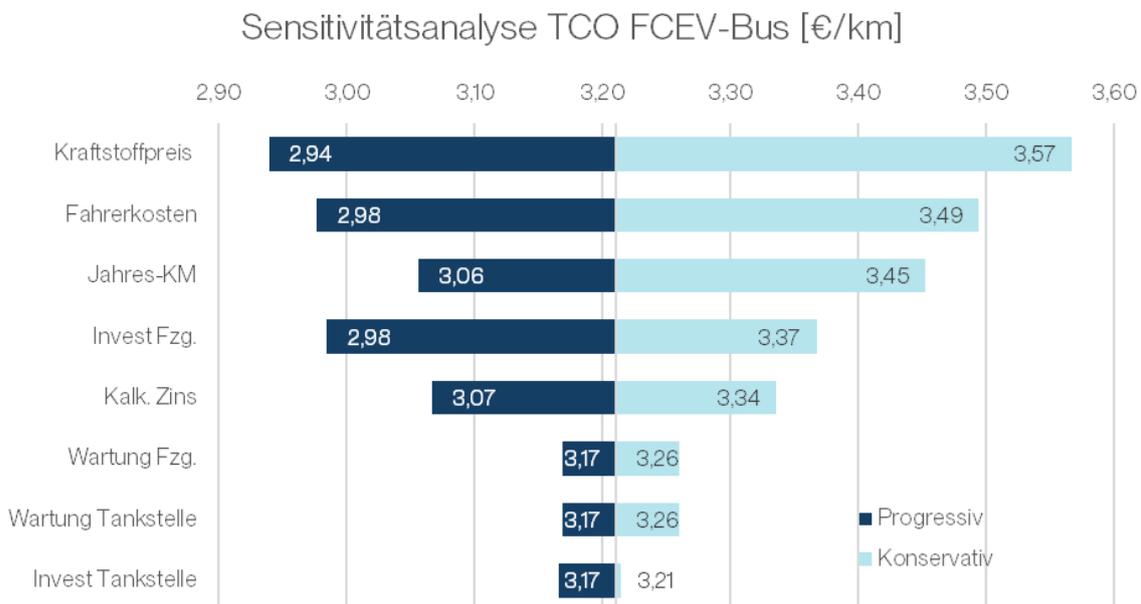


Abbildung 48: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung zum Basisfall mit TCO von 3,21 €/km für FCEV-Busse im ländlichen Raum

deutlich günstigeren Fahrzeugkosten im optimistischen Szenario die TCO auf unter 3 €/km. Auf der anderen Seite beeinflussen die Wartungskosten sowohl für die Fahrzeuge und die Tankstelle als auch die Investitionskosten der

Tankstelle mit weniger als $\pm 2\%$ die Gesamtkosten so gut wie gar nicht.

6.5.2. Technologiepfad „BEV-Bus städtischer Raum“

Batterieelektrische Busse sind im städtischen Stop-and-Go-Verkehr durch Energierückgewinnung und den über den gesamten Drehzahlbereich effizienteren Elektromotor konventionellen Verbrennerbussen deutlich überlegen. Die Bedeutung der Fahrzeugreichweite ist durch niedrige Tagesumläufe weniger entscheidend und zumeist liegt in den Städten eine hohe elektrische Anschlussleistung vor. Daher eignen sich BEV-Busse für die Bedienung des ÖPNV in urbanen Zentren, beispielsweise der Stadt Aachen, besonders gut. Nachfolgend wird deswegen der Anwendungsfall des BEV-Busses im städtischen Raum wirtschaftlich analysiert. Wie auch die FCEV-Busse weisen die BEV-Busse derzeit Lieferzeiten von über einem Jahr auf.

Analog zu den FCEV-Bussen werden zu Beginn Annahmen für die BEV-Busse und deren assoziierte Ladeinfrastruktur getroffen. Diese sind in Abbildung 50 und Abbildung 49 zu finden. Für den Stadtverkehr wird mit Rekuperation von Bremsenergie ein Verbrauch von 115 kWh/100 km angenommen. Aufgrund der niedrigeren Durchschnittsgeschwindigkeit und kürzerer Fahrstrecken in der Stadt sind die BEV-Busse im Jahr nur etwa 50.000 km unterwegs. Trotzdem wird die Lebensdauer wegen der höheren Belastung im Vergleich zum Überlandverkehr ebenfalls mit zwölf Jahren angenommen. Mit rund 520.000 € sind die BEV-Busse in

der Anschaffung geringfügig günstiger als die FCEV-Busse. Auch für diese wird eine Preisreduktion um 20 % bei Verdopplung der Produktion postuliert. Analog zu den FCEV-Bussen greift auch für BEV-Busse die Förderung des Landes NRW über 60 % des Differenzbetrages zwischen einem batterieelektrisch- bzw. H₂-betriebenen Bus gegenüber einem vergleichbaren Dieselfahrzeug [70]. Für die Berechnung wird angenommen, dass die Busse jeweils in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 angeschafft werden. Die 275 Busse im Jahr 2035 entsprechen der derzeitigen Anzahl eigener Busse im Linienverkehr der Aachener Straßenbahn und Energieversorgungs-AG (ASEAG). Der Ladestrom wird nach getroffenen Annahmen zu den gleichen Konditionen wie bei der H₂-Tankstelle bezogen [58]. Auch die Fahrerkosten und die prozentualen jährlichen Wartungskosten unterscheiden sich nicht von denen beim FCEV-Bus.



 Leistung:	150 kW
 Nutzungsdauer:	20 Jahre
Investitionskosten:	35.000 € Ladepunkt
Investitionskosten:	Baukostenzuschlag + Transformator 20 k€
Anschlusskosten:	5.000 €
Förderung	90 %
Lernrate:	10 % bei Verdopplung der Produktion
Anzahl:	2025:42 2030:102 2035:193
Kalk. Zins:	7 %
Wartungskosten:	1 % der Investitionskosten

Abbildung 49: Kostenannahmen der Ladeinfrastruktur für die TCO-Betrachtung von BEV-Bussen

Für die Ladeinfrastruktur werden die in Abbildung 49 abgebildeten Annahmen für 150 kW Ladesäulen zugrunde gelegt, mit denen die BEV-Busse über Nacht geladen werden können. Für einen Ladepunkt wird mit Kosten von rund 60.000 € kalkuliert. Darin enthalten sind die Beschaffungskosten zuzüglich der Transformatorkosten, der Anschlusskosten und des Baukostenzuschlags für die Netzertüchtigung im vorgelagerten Netz. Wie auch für die H₂-Tankstellen können Ladepunkte für den ÖPNV in NRW derzeit mit bis zu 90 % gefördert werden. Bei allen Förderungen wird im Rahmen der TCO-Berechnung davon ausgegangen, dass sich die Förderungen bis zum Jahr 2035 auf ein Drittel reduzieren. Da es sich bei Ladepunkten im Vergleich zu H₂-Tankstellen bereits um eine etablierte Technologie handelt, wird von einer Lernrate von 10 % bei einer Verdoppelung der zukünftigen Produktion ausgegangen. Bei der angegebenen Größe der BEV-Flotte werden pro BEV-Bus lediglich 0,7 Ladepunkte benötigt. Aufgrund dessen reduziert sich die Anzahl der installierten Ladepunkte auf lediglich 193 Ladepunkte im Jahr 2035 für 275 BEV-Busse. Die prozentuellen Wartungskosten der Ladeinfrastruktur sind mit 1 % der Investitionskosten geringer als bei den H₂-Tankstellen, da die verwendete Technik robuster ist und keine bewegten Teile beinhaltet.



- Verbrauch: 115 kWh/100 km
- Jahresumlauf: 50.000 km
- Nutzungsdauer: 12 Jahre

Investitionskosten:	520.000 €		
Lernrate:	20 % bei Verdopplung der Produktion		
Förderung:	60 % der Mehrkosten		
Flottenentwicklung:	2025: 60	2030: 145	2035: 275
Kalk. Zins:	7 %		
Strompreis [ct/kWh]	2025: 60	2030: 20	2035: 15
Fahrerkosten:	35 €/h		
Wartungskosten:	2,5 % der Investitionskosten		

Abbildung 50: Annahmen der BEV-Busse für die TCO-Betrachtung © Foto: Daimler Truck

Die TCO für BEV-Busse sind im ersten Stützjahr mit 3,59 €/km genauso hoch wie bei den FCEV-Bussen (siehe Kapitel 6.5.1) Über die Jahre kommt es vor allem wegen der sinkenden Strombezugspreise zu einer Kostenreduktion von rund 14 % auf 3,10 €/km. Diese niedrigeren Verbrauchskosten gleichen sogar steigende Investitionskosten aus, die trotz sinkender Stückpreise aufgrund auslaufender Förderung für den Beschaffer real teurer werden. Die Anwendung des BEV-Busses im städtischen Raum ist damit 0,03 bis 0,17 €/km teurer als FCEV-Busse im ländlichen Raum. Allerdings sei bei diesem Vergleich darauf verwiesen, dass die Jahreslaufleistung im ländlichen Raum mit 70.000 km pro Jahr höher liegt als in der städtischen Anwendung, was große Auswirkung auf die kilometer-spezifischen TCO hat.

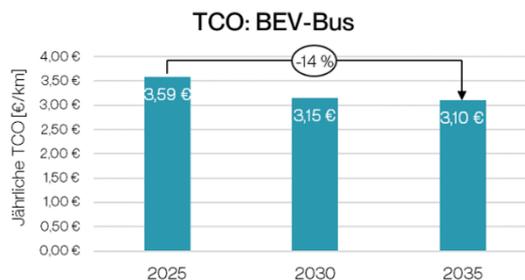


Abbildung 51: Entwicklung der TCO von BEV-Bussen im städtischen Raum

Folgende Abbildung 52 gibt einen Überblick über die Kostenaufteilung von BEV-Bussen im Jahr 2025. Aufgrund der niedrigeren Durchschnittsgeschwindigkeit und der geringeren jährlichen Fahrleistung machen die Fahrerkosten mit rund 45 % einen größeren Anteil der gesamten TCO als bei den FCEV-Bussen aus. Wegen des effizienteren Antriebs fallen die Kraftstoffkosten (Strom) nicht mehr so stark ins Gewicht wie bei den FCEV-Bussen und sind selbst bei den teuren Strombezugspreisen im Jahr 2025 nur noch für rund ein Viertel verantwortlich. Die geringeren Jahreskilometer vergrößern den Einfluss der einmaligen Investitionskosten auf die Kostenzusammensetzung. So sind die CAPEX für das Fahrzeug nun neben den Fahrerkosten die zweitgrößte Kostenstelle mit rund 25 %. Da die deutlich günstigere Tankinfrastruktur bei den hohen Förderquoten so gut wie keinen Einfluss auf die TCO haben, verlieren die variablen Kostenanteile an Bedeutung, die gemeinsam gut drei Viertel der Gesamtkosten ausmachen.

Für die Sensitivitätsuntersuchung werden abermals zwei Vergleichsszenarien „Optimistisch“ und „Konservativ“ aufgespannt, deren Rahmenbedingungen in Tabelle 8 vorgestellt werden. Im Folgenden werden lediglich die Parameter erläutert, die sich von der Sensitivitätsuntersuchung für die FCEV-Busse unterscheiden (siehe Abbildung 49). Der hohe

Strompreis wird im optimistischen Szenario im Stützjahr auf 40 ct/kWh gesenkt, während der erhöhte Strompreis im konservativen Szenario die weiterhin angespannte Lage am Strommarkt repräsentiert.

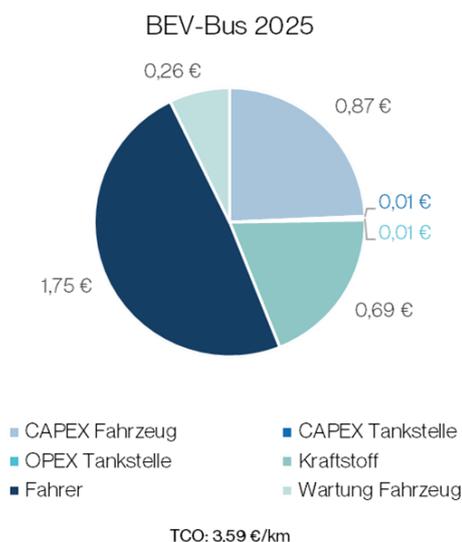


Abbildung 52: Aufschlüsselung der TCO für den BEV-Bus im städtischen Raum im Jahr 2025

Die Jahresfahrleistung wie auch die Investitionskosten für die Ladeinfrastruktur werden im optimistischen bzw. konservativen Fall um 20 % erhöht respektive gemindert.

Tabelle 8: Rahmenbedingungen des Basisszenarios und der beiden Sensitivitätsszenarien „Optimistisch“ und „Konservativ“ für BEV-Busse im städtischen Raum (reale Preise)

	Basiswerte			Optimistisch			Konservativ		
	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Fahrerkosten [€/h]	35,0	35,0	35,0	26,9	29,0	31,3	42,0	42,0	42,0
Kraftstoffpreis [€/kWh]	0,6	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,6	0,5	0,4
Jahreskilometer [1.000 km/a]	50	50	50	60	60	60	40	40	40
Investition Fahrzeug [1.000 €]	520	468	416	480	384	307	600	570	541
Kalkulatorischer Zins [-]	0,07	0,07	0,07	0,03	0,03	0,03	0,10	0,10	0,10
Wartung Fahrzeug [-]	0,025	0,025	0,025	0,02	0,02	0,02	0,05	0,05	0,05
Investition Tankstelle [1.000 €]	60	57	54	48	45	43,2	72	68,4	64,8
Wartung Tankstelle [-]	0,010	0,010	0,010	0,005	0,005	0,005	0,02	0,02	0,02

Die Auswirkungen der Veränderung der Rahmenbedingungen sind nachfolgender Abbildung 53 zu entnehmen, in der die durchschnittlichen TCO über den Betrachtungszeitraum angegeben sind. Die Parameter sind in der gleichen Reihenfolge wie bei den FCEV-Bussen dargestellt. Dadurch fällt auf, dass die BEV-Busse robust gegenüber Veränderungen der Stromkosten sind. Die Abweichung liegt lediglich zwischen - 2 % und + 6 %. Da, wie zuvor festgestellt (siehe Kapitel 6.5.2), unter den getroffenen Annahmen die Fahrerkosten bei den BEV-Bussen

einen entscheidenden Beitrag zu den TCO beisteuern, führen deren Sensitivitäten zu den größten Veränderungen der TCO.

Auch die zugrunde gelegte Jahresfahrleistung beeinflusst die kilometerspezifischen TCO weiterhin stark (siehe dazu auch Kapitel 6.6). Hervorzuheben ist, dass sich veränderte Investitionskosten der Ladeinfrastruktur nur sehr gering auf die Gesamtkosten auswirken. Diese liegen sowohl im optimistischen als auch im konservativen Szenario bei unter 0,01 €/km.

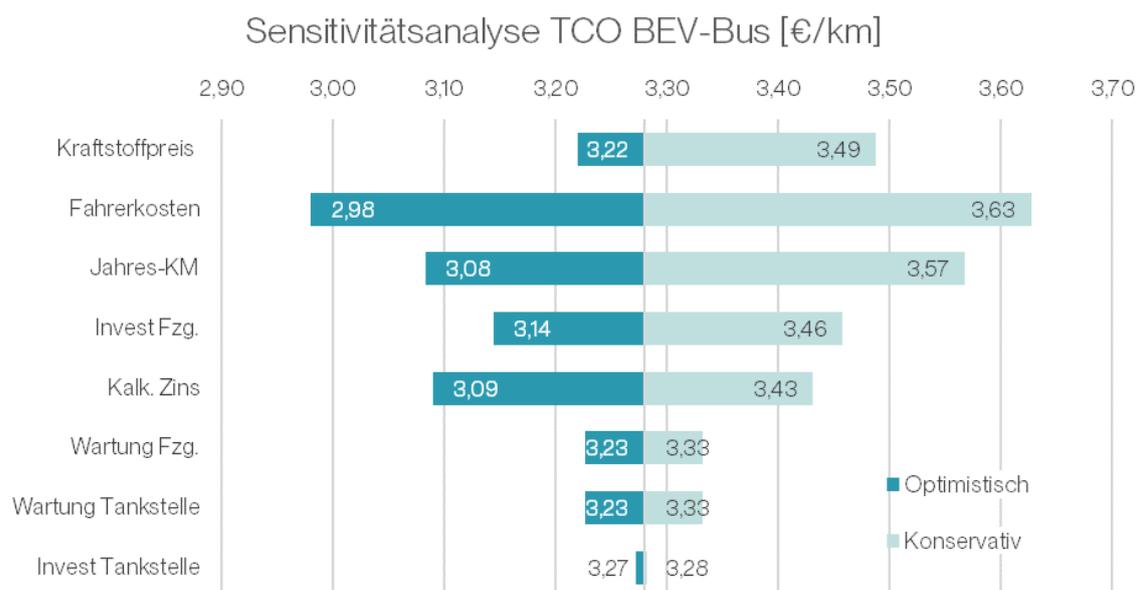


Abbildung 53: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung zum Basisfall mit TCO von 3,28 €/–km für BEV-Busse im städtischen Raum

6.5.3. Technologiepfad „FCEV-Zug“

FCEV-Züge (Hydrogen Electric Multiple Unit (HEMU)) stellen neben batterieelektrischen Zügen (Battery Electric Multiple Unit (BEMU)) auf nicht elektrifizierten Bahntrassen eine gute Möglichkeit zur Defossilisierung des Schienenverkehrs dar. Daher sollen im anschließenden Abschnitt die TCO für FCEV-Züge dargelegt werden. Für eine genauere Analyse sei auf die Studie des VDE verwiesen, der im Jahr 2020 bereits eine ausführliche Studie zu klimaneutralen Alternativen von Dieselmotoren im Vergleichsnetz Düren durchgeführt hat [74].

Die Annahmen für den Anwendungsfall des FCEV-Zuges (siehe Abbildung 54) beruhen zum Großteil auf [74], werden jedoch durch eigene erweitert. Ein FCEV-Zug verbraucht auf dem zugrunde gelegten Abschnitt 23 kg_{H₂}/100 km bei einer Jahresfahrleistung von 150.000 km pro Zug. Dabei werden die FCEV-Züge 30 Jahre genutzt und ihre Investitionskosten belaufen sich auf etwa 6,9 Mio. €. Es wird davon ausgegangen, dass die Beschaffungskosten bei Verdopplung der Produktion um 20 % fallen. Auch für FCEV-Züge können öffentliche Förderungen beantragt werden. In diesem Fall wird mit einer Förderung von 40 % der Investitionsmehrausgaben im Vergleich zu einem konventionellen Dieselmotoren gerechnet. Die untersuchte Flotte orientiert sich an der Planung des Kreises Düren und der Rurtalbahn für die Beschaffung von FCEV-Zügen, die bereits vor dem Jahr 2030 zwölf FCEV-Züge angeschafft haben wollen. Die H₂-Bezugskosten liegen, genau wie die Fahrerkosten, auf gleichem Niveau wie bei den FCEV-Bussen. Zu Beginn belaufen sich die H₂-Kosten auf 12,85 €/kg_{H₂}, sinken jedoch im Zeitverlauf auf 6 €/kg_{H₂} ab. Die Fahrerkosten bzw. prozentualen Wartungskosten werden mit 35 €/h bzw. 2,5 % der Investitionskosten gleich hoch

wie bei den untersuchten Bussen angenommen.



	Verbrauch: 23 kg _{H₂} /100km
	Jahresumlauf: 150.000 km
	Nutzungsdauer: 30 Jahre

Investitionskosten:	6.900.000 €		
Lernrate:	20 % bei Verdopplung der Produktion		
Förderung:	40 %		
Flottenentwicklung:	2025: 2	2030: 12	2035: 12
Kalk. Zins:	7 %		
H ₂ -Preis [€/kg _{H₂}]	2025: 12,85	2030: 8	2035: 6
Fahrerkosten:	35 €/h		
Wartungskosten:	2,5 % der Investitionskosten		

Abbildung 54: Annahmen der FCEV-Züge für die TCO-Betrachtung © Foto: ALSTOM

In der TCO-Berechnung wird mit einer zentralen Zugtankstelle mit einer Kapazität von 1.500 kg_{H₂}/d gerechnet. Diese reicht aus, um die finale FCEV-Zugflotte von zwölf FCEV-Zügen mit Wasserstoff zu versorgen. Als Nutzungsdauer werden wie bei den Bustankstellen 15 Jahre angenommen. Trotz der größeren Kapazität wird wegen geringeren Anforderungen auf Tankseite (weniger Dispenser, weniger unmittelbar aufeinander folgende Betankungen (Back-to-back-Betankungen)) mit dem gleichen Preis wie bei Bustankstellen von 6 Mio. € gerechnet. Für diese steht die gleiche Förderung zur Verfügung. Die restlichen Annahmen sind identisch mit denen zum Anwendungsfall der FCEV-Busse im ländlichen Raum und in nachfolgender Abbildung aufgeführt.



Abbildung 57: Kostenannahmen der Tankstelleninfrastruktur für die TCO-Betrachtung von FCEV-Zügen

Die kilometerspezifischen TCO sind mit fast 9,50 €/km aufgrund der deutlich höheren Investitionskosten mit Abstand die höchsten der untersuchten Technologien. Dennoch kommt es mit knapp 30 % zu der größten prozentualen wie auch absoluten Kostenabnahme, was hauptsächlich an den sinkenden Verbrauchskosten von Wasserstoff und Strom liegt. Außerdem wird die H₂-Tankstelle in späteren Jahren besser ausgelastet. In den ersten Jahren tanken dort nur zwei FCEV-Züge, obwohl sie für mindestens zwölf Züge ausgelegt ist.

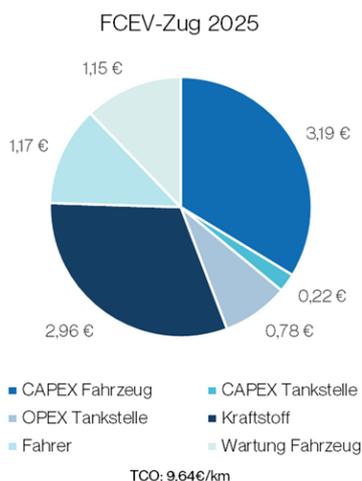


Abbildung 56: Aufschlüsselung der TCO für den FCEV-Zug im Jahr 2025

In der Abbildung 57 sind die einzelnen Kostenbestandteile der TCO von FCEV-Zügen aufgeschlüsselt. Aufgrund der hohen Investitionskosten und der deutlich höheren Fahrleistung fallen die Fahrerkosten mit knapp über 10 % weniger ins Gewicht als bei den beiden zuvor betrachteten Anwendungsfällen. Insgesamt fällt auf, dass die Investitionskosten für die Fahrzeuge mit 34 % eine bedeutendere Rolle einnehmen, wodurch die gesamten variablen Kosten (OPEX Tankstelle, Wartung Fahrzeuge, Fahrerkosten, Kraftstoffkosten) nur noch für gut 60 % der Gesamtkosten verantwortlich sind. Die Kraftstoffkosten tragen mit 32 % genauso viel wie bei den FCEV-Bussen zu den gesamten Kosten bei.

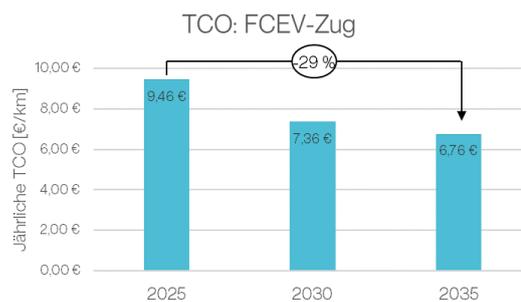


Abbildung 55: Entwicklung der TCO von FCEV-Zügen

Abermals werden zwei Alternativszenarien „Optimistisch“ und „Konservativ“ zur Untersuchung der Sensitivitäten einzelner Rahmenbedingungen gebildet (siehe Tabelle 9). Im optimistischen Szenario wird die Jahresfahrleistung auf 233.000 km erhöht und die Beschaffungskosten werden deutlich auf 4,5 Mio. € gesenkt [75]. Demgegenüber reduziert sich die Fahrleistung im konservativen Szenario um 20 %. Die restlichen Parameter werden wie in Tabelle 9 bei den FCEV-Zügen variiert.

Tabelle 9: Rahmenbedingungen des Basisszenarios und der beiden Sensitivitätsszenarios „Optimistisch“ und „Konservativ“ für FCEV-Züge (reale Preise)

Icon	Parameter	Einheit	Basiswerte			Optimistisch			Konservativ		
			2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
	Fahrerkosten	[€/h]	35	35	35	26,9	29	31,3	42	42	42
	Kraftstoffpreis	[€/kWh]	12,9	8	6	8	5	5	15	12,5	10
	Jahreskilometer	[1.000 km/a]	150	150	150	233	233	233	120	120	120
	Investition Fahrzeug	[1.000 €]	6.900	6.210	5.520	4.500	3.600	2.880	6.900	6.555	6.227
	Kalkulatorischer Zins	[%]	7	7	7	3	3	3	10	10	10
	Wartung Fahrzeug	[%]	2,5	2,5	2,5	2	2	2	5	5	5
	Investition Tankstelle	[1.000 €]	6.000	5.400	4.800	3.500	2.800	2.240	6.500	5.200	4.160
	Wartung Tankstelle	[%]	2,5	2,5	2,5	2	2	2	5	5	5

Wieder werden für die durchschnittlichen TCO des Betrachtungszeitraums die Auswirkungen der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 58 in der gleichen Reihenfolge wie bei den FCEV- und BEV-Bussen dargestellt. Die FCEV-Züge reagieren weniger sensibel auf Variationen der Personalkosten als die Busse, da diese bei den höheren Investitionskosten nicht maßgeblich für die TCO sind. Größter Einflussfaktor sind in diesem Fall die gefahrenen Jahreskilometer, die

im optimistischen Szenario um 55 % erhöht werden und dadurch die kilometerspezifischen TCO um rund ein Fünftel auf durchschnittlich 6,26 €/km absenken. Außerdem reagieren die TCO auf Veränderungen der Investitionskosten sehr sensibel, die für mehr als ein Drittel der TCO im Jahr 2025 verantwortlich sind (siehe Abbildung 58). Aufgrund der hohen Investitionskosten zur Beschaffung ist ebenfalls der Einfluss des kalkulatorischen Zinssatzes erhöht.

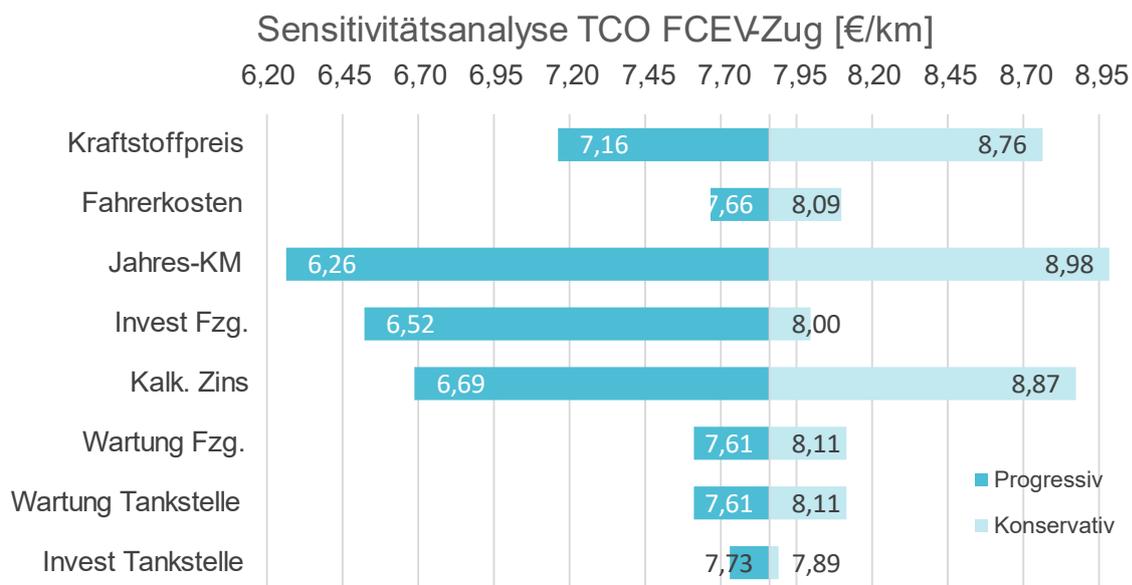


Abbildung 58: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung zum Basisfall mit TCO von 7,86 €/km für FCEV-Züge

6.6. Vergleich der Mobilitätstechnologiepfade

Bei allen Flotten reduzieren sich die TCO über den betrachteten Zeitraum aufgrund der angenommenen Kostendegression der Verbrauchskosten sowie der stärkeren Ausnutzung der Tankinfrastruktur (siehe nachfolgende Abbildung). Dabei liegen die TCO der BEV- und FCEV-Busse in allen Stützjahren auf einem ähnlichen Niveau. Die größte Abweichung tritt unter den

getroffenen Annahmen im Jahr 2035 auf und beträgt weniger als 10 %. FCEV-Züge zeichnen sich durch deutlich höhere Passagierkapazitäten aus, was sich in höheren Investitionskosten pro Fahrzeug niederschlägt. Daher ist eine reine Betrachtung der kilometerspezifischen Kosten nicht aussagekräftig, die aufgrund der aufwendigeren Investitionen höher ausfallen.

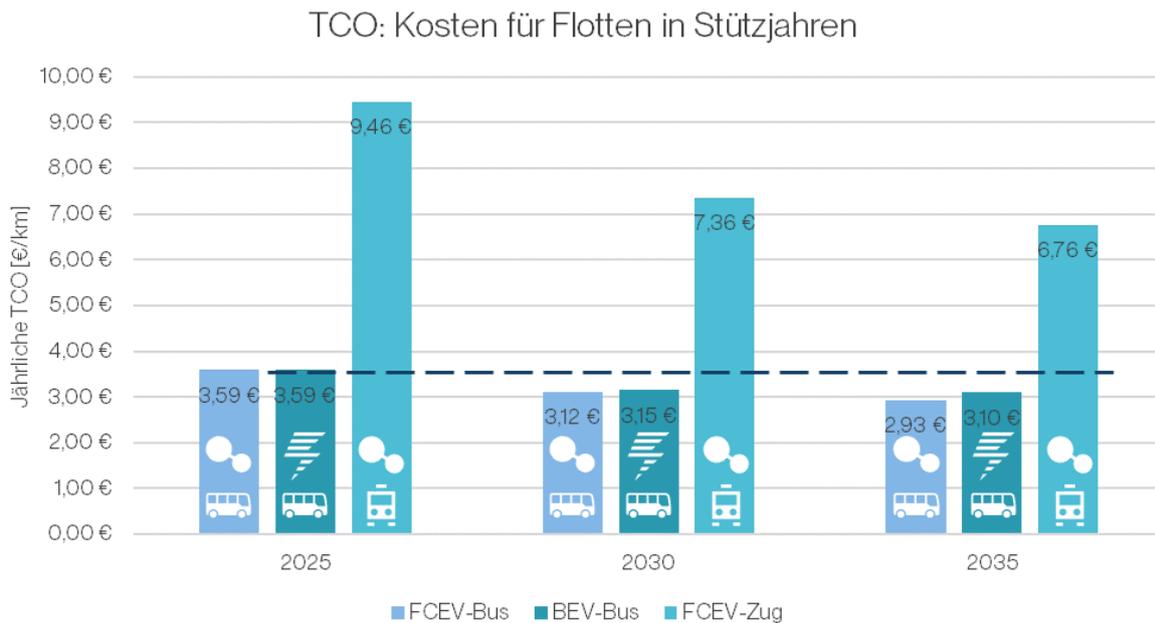
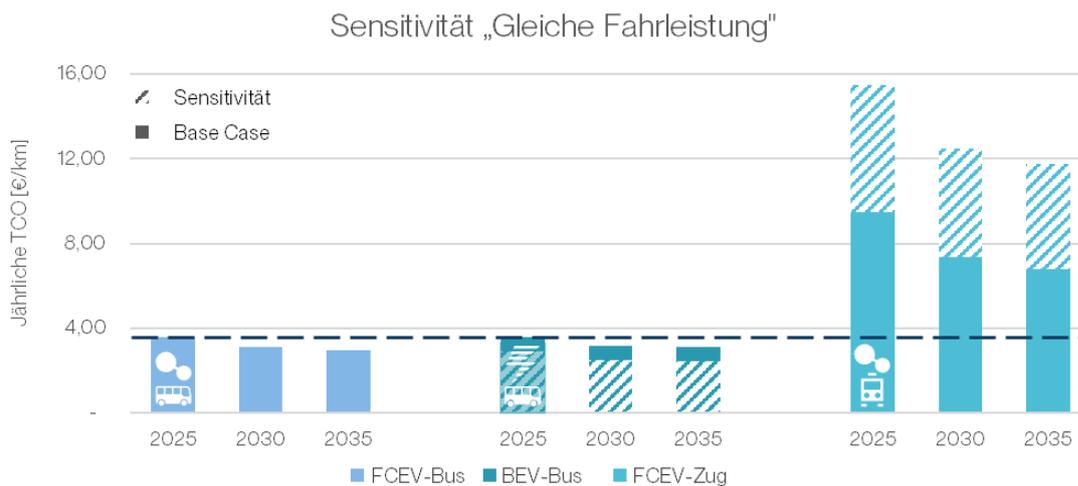


Abbildung 59: Vergleich der kilometerspezifischen TCO von FCEV-Bussen, BEV-Bussen und FCEV-Zügen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035. Die gestrichelte Linie markiert die TCO der günstigsten Mobilitätstechnologie (FCEV-Bus) im ersten Stützjahr 2025

Werden für eine Sensitivitätsrechnung die unterschiedlichen Fahrleistungen angeglichen, sodass alle Technologien mit 70.000 km pro Jahr die postulierte Jahresfahrleistung der FCEV-Busse aufweisen (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), zeigt sich, dass sich die

vertauscht. Bei gleicher angenommener Fahrleistung sind die BEV-Busse stets geringfügig günstiger als ihre Brennstoffzellenalternativen. Bei den FCEV-Zügen führt die ungefähre Halbierung der Jahreskilometer zu einem weiteren Anstieg der TCO.



Kostenreihenfolge der beiden Busalternativen
Wird neben der Fahrleistung zusätzlich die Passagierkapazität berücksichtigt, ergibt sich eine andere Konstellation, wie in

Abbildung 60: TCO bezogen auf die Personenkilometer zu sehen ist. Dafür werden die durchschnittliche Auslastung der unterschiedlichen Transportmodi in Deutschland und deren Fahrgastkapazität miteinbezogen [76]. Durch die personenspezifische Betrachtung fallen die Unterschiede zwischen den Verkehrsträgern deutlich geringer aus. Die TCO der Busse bleiben weiterhin gering und bewegen sich zwischen 0,20 und

Abbildung 60: Ergebnisse der Sensitivität „Gleiche Fahrleistung“. Die gestrichelte Linie markiert die TCO der günstigsten Mobilitätstechnologie (BEV-Bus) im ersten Stützjahr 2025

0,24 €/Personenkilometer. FCEV-Züge sind mit 0,09 bis 0,12 €/Personenkilometer wegen ihrer deutlich größeren Fahrgastkapazität und im Durchschnitt höheren Auslastung nur etwa halb so teuer wie die Busalternativen.

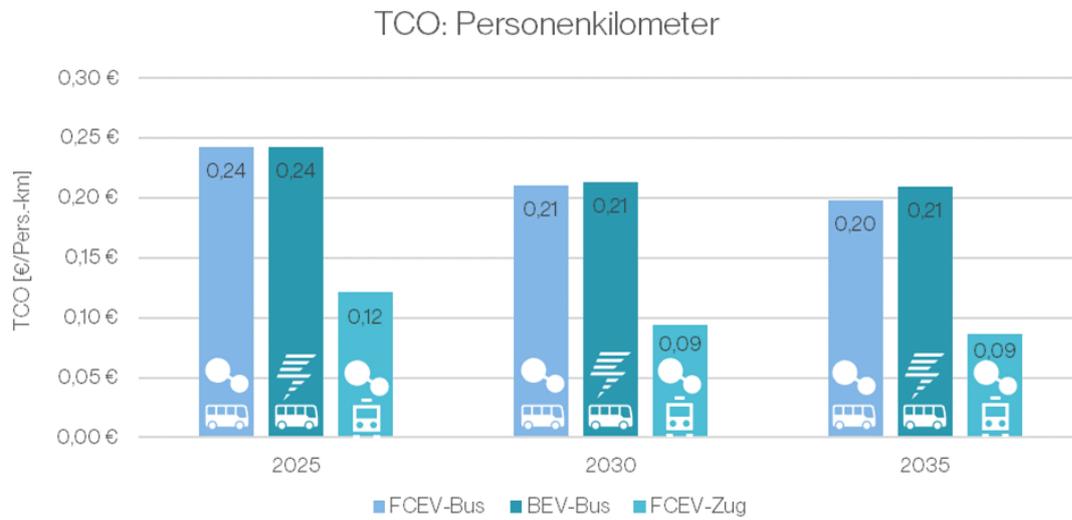


Abbildung 60: TCO bezogen auf die Personenkilometer

7. Strategie mit Roadmap

Die H₂-Strategie für die Region AachenPLUS basiert auf den in den vorherigen Kapiteln erarbeiteten Analyse-Ergebnissen und wurde gemeinsam mit den Akteurinnen und Akteuren der Region erarbeitet. Zur Umsetzung der Strategie wurden Roadmaps für die unterschiedlichen Bereiche der H₂-Wertschöpfungskette entwickelt. Zunächst wird in diesem Kapitel die

Vision der Region AachenPLUS vorgestellt. Anschließend wird die zukünftige Zusammenarbeit mit einer exemplarischen Governance-Struktur zur Umsetzung der Strategie präsentiert und auf grenzüberschreitende Aktivitäten eingegangen. Abschließend werden die Strategien mit den Roadmaps für die unterschiedlichen Wertschöpfungsbereiche thematisiert.

7.1. Unsere Vision

Motiviert durch die Intention, den Hochlauf der H₂-Wirtschaft in der Region AachenPLUS sicherzustellen, verständigten sich beteiligte Akteurinnen und Akteure aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft im Rahmen des Projektes HyExperts AachenPLUS auf eine gemeinsame Mission: Zusammen mit den beteiligten Gebietskörperschaften den Strukturwandel stemmen und die Wertschöpfung durch den Auf- und Ausbau der Standortfaktoren Wasserstoff und erneuerbare Energien in der Region erhalten und weiter ausbauen. Dies erfordert, die Energieversorgung sektorübergreifend neu zu denken und umzusetzen.

Unser Slogan: Die Vision auf den Punkt gebracht

Überregional und europäisch stehen wir vor der Herausforderung, den Strukturwandel nachhaltig zu gestalten. Das Zielbild des Hochlaufs und der Etablierung einer H₂-Wirtschaft in der Region AachenPLUS steht unter folgenden Prämissen: Versorgungssicherheit schaffen, die

Standortattraktivität erhalten, die Verkehrswege umsetzen und dabei Arbeitsplätze sichern und neue schaffen.

Ein Standortvorteil der Region AachenPLUS liegt darin, dass diese eine Wissenschaftsregion in Grenzlage zu Belgien und den Niederlanden ist. Dies bietet die einzigartige Chance, die Region zu einer grenzüberwindenden Modellregion für Wasserstoff zu entwickeln, sodass ein attraktiver Raum für Technologieunternehmen und Forschungseinrichtungen entsteht.

Der Hydrogen Hub Aachen unterstützt dieses Zielbild, indem er unter anderem Forschung und Industrie zusammenbringt, den Austausch fördert und eine gemeinsame Position aller Akteurinnen und Akteure vertritt. Dabei gilt es, die verschiedenen Beteiligten aus Industrie, Forschung und Politik mit ihren unterschiedlichen Interessen und Handlungskompetenzen auf das gemeinsame Zielbild hin zu koordinieren. Um eben dieses für die heterogene Akteurslandschaft zu formulieren, fanden vier

Workshops zur gemeinsamen Zielfindung und -priorisierung sowie Ableitung und Formulierung von Strategien und Roadmaps statt. Zusätzlich diente eine Fishbowl-Diskussion dazu,

die Vision in einem Slogan zu konkretisieren. Somit werden die Mission und Vision durch folgenden Slogan auf den Punkt gebracht:

H₂-Region AachenPLUS.
Gemeinsam:
Grenzen überwinden - Strukturen wandeln - Wissen schaffen

7.2. Zukünftige Zusammenarbeit

In den folgenden Abschnitten werden Strategien mit Roadmaps für die unterschiedlichen Wertschöpfungsbereiche vorgestellt. Diese dienen dazu, die Vision für die Region AachenPLUS zu realisieren. Damit diese auch umgesetzt werden, empfiehlt sich die Festlegung einer Governance-Struktur. Eine solche ist exemplarisch in Abbildung 61 dargestellt. Darin werden Strukturen und Prozesse zur Erreichung der übergeordneten Ziele definiert, Verantwortlichkeiten für diese festgelegt sowie zur Zielerreichung notwendige Meilensteine und Maßnahmen konkret Personen oder Institutionen zugewiesen.

In der dargestellten exemplarischen Governance-Struktur liegt die Gesamtkoordination beim Hydrogen Hub Aachen. Dieser hält Kontakt zu relevanten Institutionen wie zur Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) oder zu Ministerien. Außerdem steht der Hydrogen Hub Aachen in Kontakt mit den nationalen und europäischen Nachbarregionen. Des Weiteren informiert er die (Fach-)Öffentlichkeit über H₂-Aktivitäten in der Region. Hierzu kann unter anderem das im Rahmen von HyExperts entworfene Konzept zur Entwicklung einer digitalen Plattform umgesetzt werden. Diese enthält bereits erarbeitetes Know-how, zum Beispiel in

Form von Studien oder Projektergebnissen. Das Konzept „Wissensplattform und Kompetenzatlas“ sowie dessen Genese sind ausführlich im Anhang beschrieben.

Derzeit ist der Hydrogen Hub Aachen in die Struktur der Industrie- und Handelskammer Aachen integriert. Die Schaffung eines eigenen rechtlichen Rahmens ist zu empfehlen. Hierbei ist im Detail zu klären, welche Rechtsform am besten zu den Bedürfnissen des Hubs passt. Beispiele für einen eigenständigen Rechtsrahmen bieten der Wasserstoffverein Hy.Region.Rhein.Ruhr e. V. und der benachbarte HyCologne – Wasserstoff Region Rheinland e. V. Eine eigenständige Struktur ermöglicht schnelle Entscheidungswege, zum Beispiel als Reaktion auf zeitlich begrenzte Fördermöglichkeiten. In der Vereinssatzung oder einem Gesellschaftervertrag sind auch die bereits skizzierten und in der Abbildung weitergehend dargestellten Aufgaben zu präzisieren. Des Weiteren muss eine (Beitrags-)struktur entwickelt werden, welche die finanziellen Aufwände des Hydrogen Hubs deckt. Möglichst sollte diese über die derzeit den Hydrogen Hub finanzierenden Gebietskörperschaften hinaus alle Akteurinnen und Akteure der Region AachenPLUS mit einbeziehen. Der Hydrogen

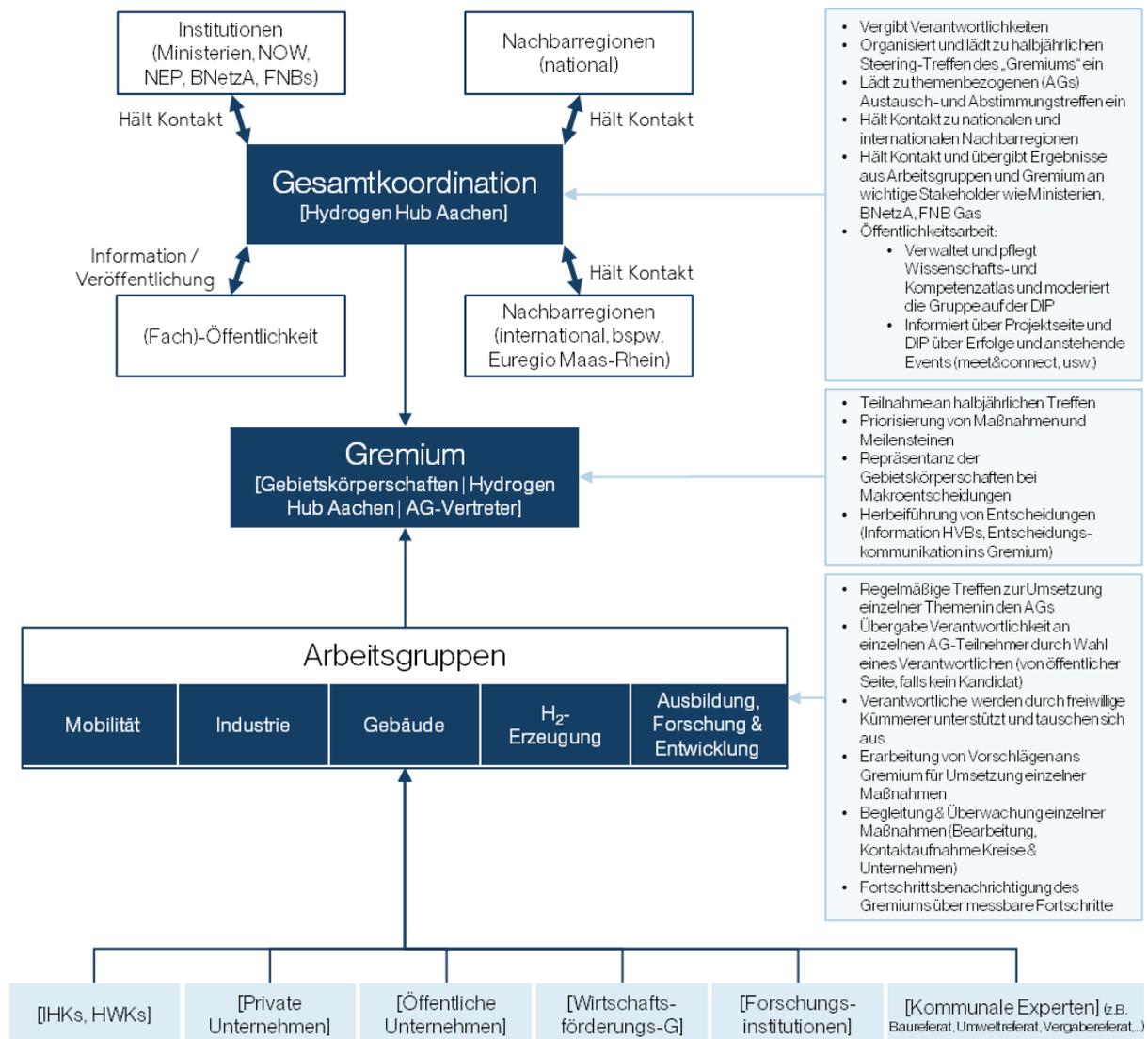
Hub Aachen ist zudem seinen Aufgaben entsprechend mit erforderlichem Personal auszustatten.

In einem zu schaffenden Gremium sind die Gebietskörperschaften der Region AachenPLUS, der Hydrogen Hub sowie Vertreter aus Arbeitsgruppen vertreten. In halbjährlich stattfindenden Treffen informieren die Arbeitsgruppen-Repräsentanten über Fortschritte in ihren Bereichen und es können Entscheidungen getroffen werden. Das Gremium benennt für die Region eine H₂-Botschafterin oder einen H₂-Botschafter mit einem starken Netzwerk, sodass er oder sie die Belange der Region in Industrie und Politik entsprechend vertreten kann. Um der regionalen Perspektive auf Bundesebene noch mehr Gehör zu verschaffen, stellt der Beitritt in den in diesem Jahr gegründeten Bund der H₂-Regionen (BdWR) eine sinnvolle Möglichkeit dar. Mit einem solchen Einfluss können Hemmnisse für die Umsetzung einer H₂-Wirtschaft auch in der Region AachenPLUS beseitigt werden.

Die bereits während des Projektes etablierten Arbeitsgruppen können bestehen bleiben bzw. wie dargestellt thematisch zugeschnitten werden. In ihnen muss die Repräsentanz relevanter Akteurinnen und Akteure gewährleistet sein. Hierzu sind die entsprechenden Personen gegebenenfalls nochmal anzusprechen. Insbesondere ausgewählte Industriepartner sollten verstärkt eingebunden werden. In den Arbeitsgruppen wird je ein Verantwortlicher für die

Umsetzung der Roadmap gewählt. Dieser erstattet dem Gremium Bericht. Sollte sich keine Kandidatin oder kein Kandidat für die Wahl eines Verantwortlichen finden lassen, wird das Gremium einen Kandidaten stellen. In den Arbeitsgruppen können Kümmerer gewählt werden, welche die Verantwortlichen bei der Umsetzung konkret zugewiesener Maßnahmen zur Meilenstein- und Zielerreichung unterstützen.

Zur Umsetzung und Beschleunigung der Strategie ist die Teilnahme an einem weiteren Programm zu empfehlen. Zwar ist derzeit kein weiterer Förderaufruf für ein HyPerformer bekannt, jedoch bilden Hydrogen Valleys eine weitere Möglichkeit. Hierbei handelt es sich typischerweise um eine Bündelung von Investitionen, die den Großteil der H₂-Wertschöpfungskette umfassen und auf eine Region fokussiert sind. Der Aufbau von Hydrogen Valleys wird durch das Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) in Zusammenarbeit mit europäischen Gebietskörperschaften unterstützt. Hydrogen Valleys sollen die regionale wirtschaftliche Entwicklung vorantreiben, dabei Arbeitsplätze schaffen und auf andere Regionen übertragbar sein. Gerade vor dem Hintergrund der grenzüberwindenden Vision der Region AachenPLUS und der damit verbundenen besonderen Fördermöglichkeiten sollen die europäischen Nachbarregionen zukünftig noch stärker mit in die Planung sowie die Umsetzung einbezogen werden. Daher sollte auch die grenzüberwindende Zusammenarbeit stark in den Fokus genommen werden.

Abbildung 61: Beispielhafte Governance-Struktur zur Umsetzung der H₂-Strategie

7.3. Grenzüberwindende Aktivitäten

Eine grenzüberwindende Betrachtung ist für die Region AachenPLUS von entscheidender Bedeutung, um die künftige H₂-Versorgung zu sichern und gemeinsam internationale H₂-Projekte zu entwickeln. In unmittelbarer Grenznähe sind in den Regionen belgisch- und niederländisch Limburg sowie der Provinz Lüttich viele potenzielle Partner aus dem Bereich der H₂-Wirtschaft angesiedelt. Aus vorherigen Analysen ist ersichtlich, dass es keine Fokussierung

auf einen Sektor der H₂-Wertschöpfungskette gibt. Die Unternehmen der grenzübergreifenden Region sind entlang der verschiedenen Bereiche wie etwa Erzeugung, Nutzung oder Forschung verteilt, woraus sich das Potenzial ergibt, grenzübergreifend die gesamte H₂-Wertschöpfungskette gemeinsam mit internationalen Partnern abzudecken [77]. Dafür ist es notwendig, im Zuge der transnationalen Zu-

sammenarbeit in der Euregio Maas-Rhein Partner für gemeinsame Projekte zu identifizieren und zu vernetzen. Konkret sollte hierfür die Zusammenarbeit mit den euregionalen Netzwerken, wie etwa Wasserstofnet, LIOF, POM Limburg oder dem Cluster TWEED und dem H2hub Wallonia verstärkt werden. Dies kann beispielsweise auch durch die Gründung einer übergeordneten Struktur für die Koordination der transnationalen Aktivitäten erfolgen. Hier könnte der europäische Ansatz des Hydrogen Valley Konzepts genutzt werden.

Das H₂-Erzeugungspotenzial zur Deckung der zukünftigen regionalen H₂-Bedarfe in den Grenzregionen ist limitiert und bedarf einer grenzübergreifenden Betrachtung. Regionen wie die Region AachenPLUS werden zukünftig als H₂-Senke gelten und auf Importe angewiesen sein. In den Niederlanden und in Belgien existieren jeweils Pläne für eine nationale H₂-Pipelineinfrastruktur. Die nationalen Infrastrukturunternehmen sehen den Anschluss der industriereichen Regionen im Rheinland und Ruhrgebiet als einen strategisch wichtigen Baustein für die Erschließung künftiger Marktanteile an [26], [78]. Der circa 30 km von der nie-

derländisch-deutschen Grenze entfernt gelegene Chemiepark Chemelot spielt dabei in den Infrastrukturplänen als signifikante H₂-Senke eine Rolle und wird in das zukünftige H₂-Netz in den Niederlanden integriert werden. Eine Pipelineanbindung der Region AachenPLUS über den Chemiepark Chemelot ermöglicht eine direkte Verbindung der H₂-Quellen in den Niederlanden mit den regionalen Bedarfsregionen sowie dem Ruhrgebiet und dem Rheinland. Die Lage der Region AachenPlus ist dabei von strategischer Bedeutung, da die bereits geplanten Pipeline-Vorhaben für eine Verbindung der entstehenden H₂-Netze in Belgien, den Niederlanden und Deutschland unter anderem durch die Region laufen werden (vergleiche Abbildung 62). Im Zuge des Pipelineneubaus Eynatten-Porz (H2ercules Projekt) entsteht eine solche grenzüberschreitende Verbindung. Das Ziel der Region AachenPLUS muss es daher sein, als Ermöglicher und Partner für grenzüberschreitende Pipeline-Vorhaben zu agieren und diese Projekte zu nutzen, um den dauerhaften Zugang zum entstehenden übergreifenden Marktgebiet für Wasserstoff zu ermöglichen (beispielsweise durch frühzeitige Planung von Verteilnetzstichleitungen in die Region).

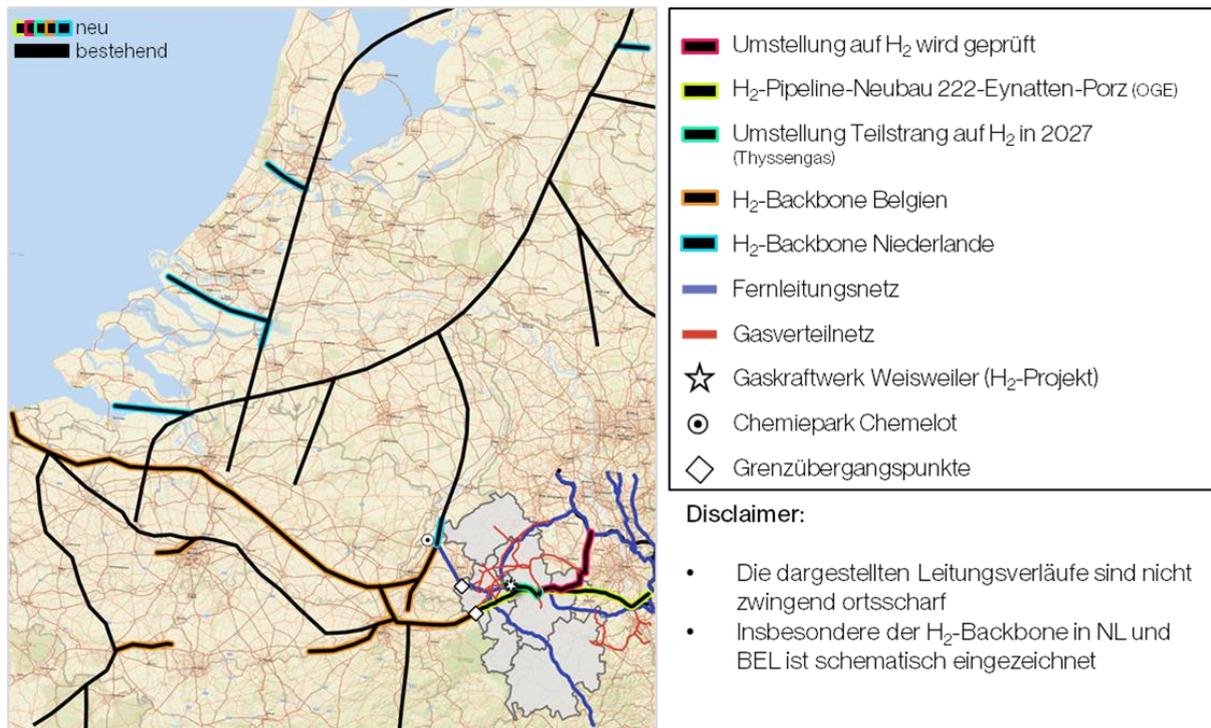


Abbildung 62: Mögliche Anbindungen an das belgische und niederländische H₂-Netz, eigene Abbildung

7.4. Erzeugungspfade und -strukturen

Die Strategie im Bereich Erzeugungspfade und -strukturen dient, wie die in anderen Bereichen, der Verwirklichung der gemeinsamen Vision. Hierzu sind bestimmte nachfolgend beschriebene Ziele anzustreben.

Zunächst soll der Fokus auf die Erzeugungsseite gelenkt werden. Basis der Erzeugung von grünem Wasserstoff ist die Bereitstellung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen. Das Ziel, den „Ausbau regionaler EE“ voranzutreiben und zu forcieren, wo immer es geht, kann als „No-Regret-Option“ angesehen werden. Die in Kapitel 3 beschriebenen Untersuchungen haben gezeigt, dass in der Region erhebliche Potenziale zum Ausbau von EE existieren. Gleichwohl wird es nicht zu einem bilanziellen Überschuss an EE-Strom kommen, da auch große Verbraucher in der Region ansässig

sind und der Verbrauch an elektrischer Energie zunehmen wird. Der EE-Strom wird also bilanziell nicht „im Überfluss“ vorhanden sein. Angesichts dieser absehbaren Knappheit an EE-Strom ist der Ausbau der EE eine sichere Strategiekomponente. Die detaillierten Schritte zur Erreichung dieses allgemeingültigen Ziels wurden im Rahmen dieser H₂-Studie nicht weiter untersucht. Sie unterliegen maßgeblich der Planungshoheit der Kommunen.

Die Verwendung des regionalen EE-Stroms kann auf verschiedene sinnvolle Arten Baustein der Strategie sein. Die direkte Verwendung ist zwar ohne Bezug zum Wasserstoff, dennoch aufgrund der hohen Effizienz durch ausbleibende Verluste in Elektrolyse, Transport, Speicherung und gegebenenfalls Rückverstromung

eine gesamtsystemisch begrüßenswerte Nutzungsvariante.

Bezüglich der Wasserstoffstrategie sollte es ein Ziel sein, in sinnvollen Anwendungsfällen den regionalen EE-Strom zur H₂-Produktion zu verwenden („Verwendung von regionalem EE-Strom zur Elektrolyse“). Diese Fälle sind wichtig für die Hochlaufphase, da Erfahrungen gesammelt und erste Infrastrukturinseln geschaffen werden können. Das Verhältnis zu einem später folgenden Backbone (Anschluss oder Konkurrenz) muss direkt mit bedacht werden. Soll der regionale EE-Strom einer H₂-Erzeugung zugeführt werden, sind hierbei verschiedene Aspekte zu bedenken. Zum einen müssen die Anforderungen der EU-Gesetzgebung berücksichtigt werden. Dies kann beispielsweise durch die zeitgleiche Nutzung und/oder räumliche Verbindung von EE-Anlage und Elektrolyseur erfolgen. Außerdem muss für die Erzeugung von Wasserstoff aus regionalem EE-Strom ein positiver Business Case gegeben sein, das heißt, ein Investor muss die Aktivität als rentabel erkennen. Für diese Überlegung sind insbesondere eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl des Elektrolyseurs sowie eine rasche Refinanzierung der Investition ausschlaggebend. Letzteres wird dadurch erforderlich, dass in den 2030er Jahren für den regional erzeugten Wasserstoff mit Konkurrenz aus einem weiträumigen H₂-Pipeline-Backbone zu rechnen ist. Damit Elektrolyse sich als Business Case lohnt, sind also hohe Vollbenutzungsstunden und eine zeitnahe Amortisation Voraussetzung. Insgesamt bildet die Verwendung des regionalen EE-Stroms ein Strategieelement, welches im Einzelfall sorgfältig abgewogen werden muss. Daher sollten Anwendungsbeispiele auf- und vorhandene ausgebaut werden. In günstigen Konstellationen, zum Beispiel aus lokalem Zusammentreffen von EE-Erzeugung, Standortvorteilen für die Elektrolyse und H₂-Bedarf, können systemisch sinnvolle und wirtschaftlich

lukrative Inseln der H₂-Produktion aus regionalem Grünstrom entstehen. Hierbei ist es Aufgabe des Hydrogen Hub Aachen, ebensolche lukrativen Inseln zu identifizieren, H₂-Bedarfe zu poolen und die Vernetzung und den Wissensaustausch zwischen den Projekten zu schaffen und sicherzustellen.

Ein zweiter Aspekt desselben Ziels besteht darin, sich auf die Verwendung von importiertem EE-Strom für Elektrolyse vorzubereiten. Hierbei weicht die Betrachtung als Strategieelement etwas ab. Die Erzeugung von Wasserstoff aus importiertem EE-Strom unterliegt bezüglich der Rentabilität denselben Anforderungen eines Investors wie zuvor ausgeführt. Die Randbedingungen sind dabei aber komplexer, denn einerseits ist zu beachten, was die EU-Gesetzgebung für räumlich nicht zusammenliegende Kombinationen von EE-Erzeugung und Elektrolyse vorschreibt. Dies betrifft die Anforderungen an Gleichzeitigkeit der Erzeugung und an die ausschließliche Verwendung von EE-Strom. Ein Power Purchase Agreement (PPA, deutsch: Stromkaufvereinbarung) ist eine Voraussetzung zur Nutzung dieses Strategieelements. Andererseits ist die wirtschaftliche Situation schwieriger als bei Standortgleichheit von Elektrolyse und EE-Erzeugung, da Netzentgelte und staatlich induzierte Preiskomponenten (SIP), also Steuern, Gebühren, Umlagen etc., den Strom im Business Case eines Investors verteuern. Außerdem ist zu bedenken, dass diese Art der H₂-Erzeugung keinerlei regionale Vorteile aufweist. Sie kann grundsätzlich an jedem Ort in Deutschland stattfinden.

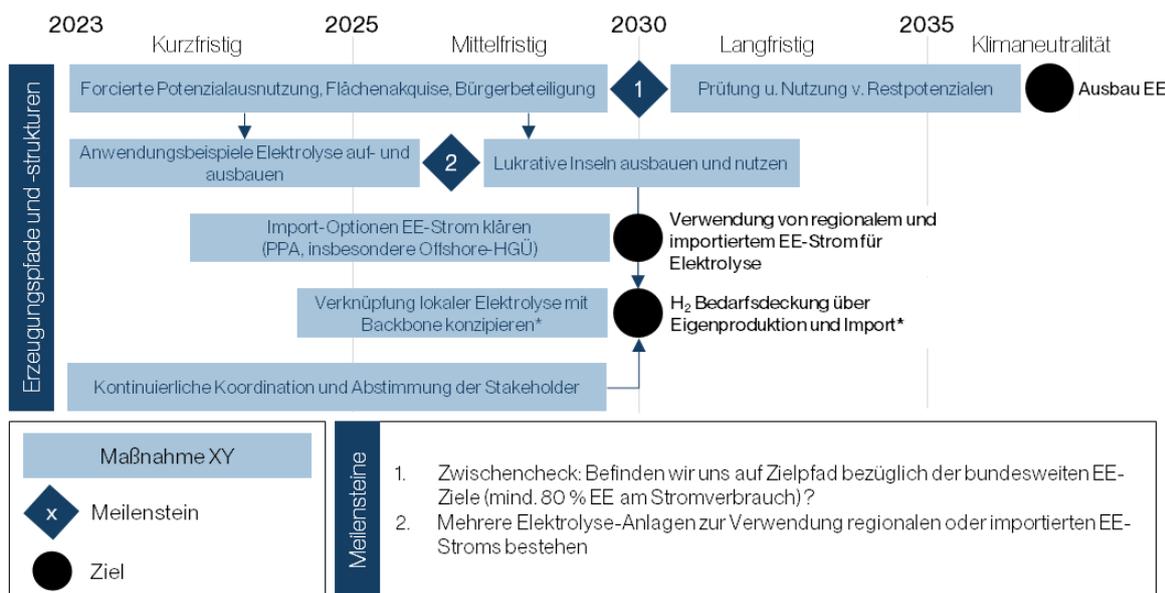
Eine Sonderform dieses Strategieansatzes besteht in der möglichen Nutzung direkt importierten Windstroms aus den HGÜ-Trassen, welche die Offshore-Windparks anbinden und von denen eine in die Region führen soll. Falls es gelingen sollte, diese EE-Mengen mit einem PPA zu kontrahieren, könnten hier die Vorteile der

Standortgleichheit (je nach finaler Auslegung der EU durch eine Direktleitung gegeben) mit den hohen Vollbenutzungsstunden des Offshore-Windes kombiniert werden. Zwar ist die Konkurrenz um diese EE-Kontingente voraussichtlich groß, doch stellt die skizzierte Kombination ein interessantes Element der Strategie dar.

Um das zusammenfassende Ziel der H₂-Bedarfsdeckung durch Eigenproduktion und Import zu erreichen, ist zudem die kontinuierliche Koordination und Abstimmung zwischen den Stakeholdern erforderlich.

Zusammenfassend lässt sich die Strategie und Roadmap im Bereich „Erzeugungspfade und -strukturen“ aus den Ziel-Bausteinen

- „Ausbau regionaler EE“ (gemäß den geltenden Plänen der Bundesregierung, auch zur Verwendung in der Elektrolyse),
 - „Verwendung von regionalem EE-Strom für Elektrolyse und von importiertem EE-Strom für Elektrolyse“ (insbesondere „Lukrative Inseln“)
 - „H₂-Bedarfsdeckung durch Eigenproduktion und Import“ (Aktivitäten starten / weiterführen)
- zusammensetzen.



* Synergien mit Roadmap Transmission und Distribution

Abbildung 63: Sektoren-Roadmap Erzeugungspfade und -strukturen

7.5. Transmission und Distribution

Für die sektorübergreifende Nutzung von Wasserstoff stellt die nachhaltige und kostengünstige Versorgung der Region eine grundlegende Voraussetzung dar. Um dies zu erreichen, wurden drei grundlegende Ziele in Bezug auf den Aufbau von Transmissions- und Distributionspfaden in der Region AachenPLUS definiert. Die mittelfristige Anbindung an das internationale H₂-Netz bis 2030 ist das entscheidende Element bei der langfristigen Sicherstellung der H₂-Verfügbarkeit in der Region. Um den Wasserstoff in der Fläche der Region zu verteilen, liegt das zweite wesentliche Ziel darin, die Verfügbarkeit von Wasserstoff über Trailer, Verteilhubs und Netz sicherzustellen. Der mittelfristige Aufbau bilateraler Versorgungspfade sowie der Ausbau des Verteilnetzes wird langfristig dafür sorgen, dass die Region Aachen-Plus Teil eines übergreifenden Marktgebietes für Wasserstoff wird, in dem Wasserstoff als handelbares Gut flächendeckend verfügbar ist.

Die Analyse aus Kapitel 4 zeigt, dass mittel- und langfristig der H₂-Bezug über umgerüstete und neugebaute H₂-Pipelines die kostengünstigste Beschaffungsoption darstellt. Eine Anbindung der Region AachenPLUS an den europäischen H₂-Backbone ist ab dem Jahr 2030 zu erwarten. Sowohl westlich der Region AachenPLUS in Belgien und den Niederlanden (Anschlusspunkt Chemiapark Chemelot), als auch östlich und nördlich im Rheinland und Ruhrgebiet wird der Ausbau und Anschluss an das europäische H₂-Netz vorangetrieben. Die Region Aachen-PLUS wird durch die geografische Lage zwischen den H₂-Hotspots in westlicher (zum Beispiel ZARA-Häfen) und nordöstlicher Lage (zum Beispiel Ruhrgebiet) künftig ein wichtiger Standort für den zusammenwachsenden

H₂-Backbone sein. Der Import von Wasserstoff wird laut Veröffentlichung der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. über den Grenzübergangspunkt in Eynatten laufen [19]. Für diesen wird eine Importkapazität von bis zu 3,8 GW Wasserstoff auf Basis der verfügbaren Leitungskapazitäten angegeben. Innerhalb der Region sind zudem die ersten Projekte für H₂-Pipelines konzipiert. Konkrete Planungen bestehen seitens OGE und RWE im Rahmen des H2ercules Projektes mit dem Bau einer neuen Pipeline zwischen dem Importpunkt Eynatten und Porz (Umsetzung im Jahr 2030) und Planung eines 750 MW Elektrolyseurs in Weisweiler bis 2032. Thyssengas plant die Umstellung der Leitung Weisweiler – Düren (Umsetzung ab dem Jahr 2027) sowie eine Anbindungsleitung von Düren an das Netz der Nordrheinischen Erdgastransportleitungsgesellschaft (NETG) (in Prüfung). Durch die Lage der Region Aachen-PLUS zwischen den Bedarfs-Hotspots im Rheinland sowie am Chemiapark Chemelot in den Niederlanden und den Erzeugungs- und Importkapazitäten an der Nordseeküste ist die Eintrittswahrscheinlichkeit der Umsetzung der genannten Transportnetzprojekte in der Region als hoch einzustufen. Um den Aufbau des internationalen H₂-Backbones aktiv zu stützen und zu ermöglichen, muss sich die Region als Akteur der Vernetzung zwischen den Europäischen Nachbarn darstellen und ihre Kontakte in die Niederlande und nach Belgien aktiv nutzen, um den Netzausbau zu begleiten. Die Kommunen sollten Planungsverfahren rechtssicher und leicht umsetzbar ausgestalten, um Pipeline-Vorhaben schnell und effizient zu gestalten. Damit unterstützen sie den Ausbau des H₂-Transportnetzes. Für die entsprechenden Herausforderungen, die bei den Kommunen

entstehen können, soll ein H₂-Pipeline-Leitfaden entwickelt werden. Dieser sollte regulatorische sowie planungs- und genehmigungsrechtliche Herausforderungen für die Kommunen bei der Umsetzung von Pipelineprojekten auf Transport- und Verteilnetzebene identifizieren. Der Leitfaden sollte kurzfristig entwickelt werden und kommunen-übergreifend bei der Planung und Genehmigung von Pipeline-Projekten wirken. Neben den bereits in Planung befindlichen Transportpipeline-Projekten sollten weitere Schnittstellen mit dem Transportnetz, etwa durch eine Anbindung an das Netz der NETG geprüft werden. Hieraus ergibt sich die Aufgabe, eine Evaluation der Transportnetzplanung und potenzieller Anbindungsmöglichkeiten in die Region durchzuführen. Bis spätestens 2027 sollen so die Voraussetzungen für den Anschluss von Verteilnetzsträngen an das entstehende Transportnetz geschaffen werden.

Es ist zu erwarten, dass ausgehend von den H₂-Transportpipelines einzelne Verteilnetzstränge schrittweise auf Wasserstoff umgestellt werden. Solange nur einsträngige Pipelines vorhanden sind, müssen dafür folgende Voraussetzungen erfüllt sein: Neben der ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff braucht es die Bereitschaft der Netzbetreiber und aller Erdgasabnehmer entlang eines Pipelinestranges, zum gleichen Zeitpunkt auf Wasserstoff umzustellen. Mit dem Projekt H₂-Linnich ist in der Region bereits ein erstes Inselnetz entstanden. Im Zuge des Projektes „Pipeline Hellenthal-Mechernich“ wird eine Anbindung der Industrien in Hellenthal und Kall bis nach Mechernich (Zülpich) initiiert. Eine Investitionsentscheidung soll bis 2028 im Zuge des Projektes erfolgen. Bei der Planung und Umsetzung von Verteilnetzprojekten ist insbesondere die Abstimmung mit den angeschlossenen Unternehmen wichtig. Diese müssen ihre Planun-

gen hinsichtlich der H₂-Tauglichkeit der Standorte auf einen möglichen Pipelineanschluss abstimmen (siehe Roadmap Industrie in Kapitel 7.7). Zur Aktivierung der gemeinschaftlichen Planung der Verteilnetzmaßnahmen in der Region soll kurzfristig, gemeinsam mit allen Verteilnetzbetreibern der Region, mit der Entwicklung eines Fahrplans für die Verteilnetzumstellung begonnen werden. Dieser dient der Bestimmung von konkreten Verteilnetzmaßnahmen und ist eng an die Entwicklungen im Transportnetz sowie der regionalen Elektrolysekapazitäten (vergleiche 7.4) geknüpft. Teil des Fahrplans ist es, initial eine Verteilnetz-Bedarfsanalyse durchzuführen, welche als Grundlage für die Identifizierung von Pipelinesträngen für die Umstellung oder etwa den Neubau von Leitungen auf Verteilnetzebene dient (Verteilnetzmaßnahmen). Die Erstellung des Fahrplans erfolgt parallel zu bereits in Planung oder Umsetzung befindlichen Verteilnetzprojekten und integriert diese in den Verteilnetz-H₂-Fahrplan.

Weiterhin ist der Aufbau multilateraler Versorgungspfade weiter zu priorisieren. Für die Verteilung des Wasserstoffs abseits des Netzes in der Region AachenPLUS werden sich kurz- und mittelfristig verschiedene Infrastrukturfade entwickeln. Die Analyse in Kapitel 4 zeigt – über die Relevanz der pipelinegebundenen Transporte bei hoher Auslastung hinaus – die Bedeutung des Transportes von gasförmigem Wasserstoff via Trailer, vor allem während des Markthochlaufs. Gängige Transportoptionen, wie der Trailer-Transport von gasförmigem Wasserstoff, werden zunehmend die lokalen Elektrolyseurprojekte mit Abnehmern aus den Bereichen Mobilität und mittelfristig auch Industrie verbinden, auch wenn die Versorgungskapazitäten limitiert sind. Das Entstehen von bilateralen Versorgungspfaden wird dabei zunächst im Vordergrund stehen, bis sich die Zahl der Abnehmer und die Erzeugungskapazitäten

erhöhen. Aufgrund der geografischen Nähe zu den großen Binnenhäfen (Neuss, Duisburg, Köln, Antwerpen) stellt langfristig auch der Import von Flüssigwasserstoff via Binnenschiff und anschließendem Trailer-Transport eine zusätzliche Bezugsoption dar. Dieser Import würde den H₂-Bezug diversifizieren. Jedoch ist aufgrund der mangelnden technischen Reife erst langfristig mit einer kommerziellen Verfügbarkeit zu rechnen.

Mögliche Infrastrukturmaßnahmen auf Verteilnetzebene werden im Rahmen der integrierten Netzplanung des Landes Nordrhein-Westfalen stattfinden. In diesem Zusammenhang muss es ein Ziel sein, die Region AachenPLUS mit den Erzeugungskapazitäten und den spezifischen H₂-Bedarfen insbesondere in den Sektoren Mobilität und Industrie so zu positionieren, dass die Region bei der Planung der zukünftigen Infrastruktur priorisiert berücksichtigt wird. Hierfür ist es notwendig, proaktiv an der integrierten Netzplanung NRW zu partizipieren **und Maßnahmen für die regionale Verteilnetzplanung abzuleiten**. Die übergreifende integrierte Netzplanung NRW verfolgt das Ziel, Energieinfrastrukturen systemübergreifend zu betrachten und unter anderem Maßnahmen für die H₂-Netzplanung sowie die netzdienliche Nutzung lokaler Elektrolyseure zu erarbeiten. Basierend auf der gemeinsamen Entwicklung des beschriebenen Fahrplans zur Verteilnetzumstellung mit den Verteilnetzbetreibern sind im Zuge der integrierten Netzplanung NRW konkrete Maßnahmen für die Verteilnetzumstellung und den Betrieb von Elektrolyseuren in der Region AachenPLUS abzuleiten. Um die Region im Rahmen der integrierten Netzplanung NRW richtig zu positionieren und um passende Maßnahmen abzuleiten, liegt eine wichtige Aufgabe darin, die künftigen H₂-Bedarfe zu bündeln. Im Zuge der Energiebedarfsabfrage der IHK Aachen mit Stichtag Ende 2022 konnten bereits regionale Energiebedarfe ermittelt

werden. Die IHK Aachen steht im Austausch mit der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., um die Bedarfsmeldungen der Region in künftigen Netzentwicklungsplänen zu berücksichtigen. Für die weiteren Aktivitäten innerhalb der Region AachenPLUS ist es ratsam, auf die weiteren Arbeiten im NEP-Gas sowie der integrierten Netzplanung NRW verstärkt einzuwirken. Dafür sollen die Ergebnisse des mit den Netzbetreibern geplanten Fahrplans kommuniziert und bis 2025 die Ergebnisse der getätigten Energiebedarfsabfrage verdichtet und validiert werden.

Das effektive Zusammenspiel von Ausbau langfristiger Pipelineinfrastrukturen und Absicherung mit regionalen Erzeugungskapazitäten für die künftige Versorgungssicherheit mit Wasserstoff und Netzstabilisierung ist unabdingbar. Im Zuge des Hochlaufs der regionalen H₂-Wirtschaft und der erwartbaren gesteigerten Verfügbarkeit von Wasserstoff werden regionale Elektrolyseure zunehmend auch Netzstabilisierungsfunktionen übernehmen. Dies gilt für bestehende und in Planung befindliche Elektrolyseure, aber insbesondere auch für günstige Standorte, an denen zukünftig Elektrolyseure eine netzdienliche Rolle übernehmen. Im Zuge dessen müssen künftige Elektrolyseur-Projekte in Bezug auf ihre Systemdienlichkeit geprüft und in das Gesamtsystem integriert werden. Durch die Anbindung an das europäische Transportnetz wird für die regionalen Geschäftsmodelle mit Elektrolyse stellenweise eine Wachstumschance, an anderen Orten aber auch eine Konkurrenzsituation, entstehen. Dieses Zusammenspiel gilt es insbesondere im Markthochlauf in der Region zu berücksichtigen (vergleiche Meilensteine 4 und 5 sowie Roadmap Er-

zeugungspfade und -strukturen). Eine übergreifende Rolle nimmt die Positionierung der Region in der Öffentlichkeit sowie in Politik und Verwaltung ein. Die Bündelung der Bedürfnisse und Forderungen der H₂-Akteure in einer

Governance-Struktur wie in Kapitel 7.2 beschrieben, bildet ein wesentliches Element bei der Integration der Region in ein künftiges übergreifendes Marktgebiet für Wasserstoff.

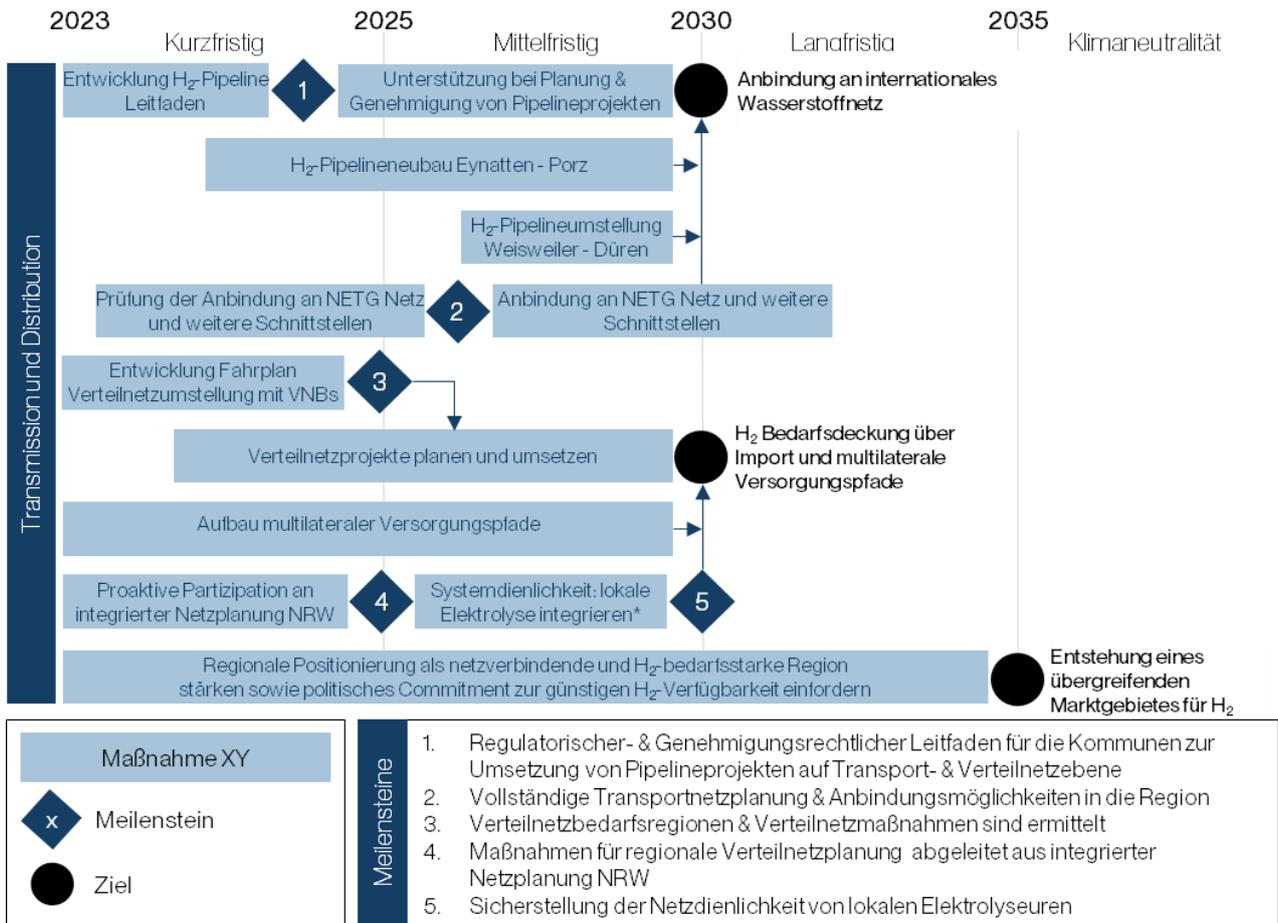


Abbildung 64: Sektoren-Roadmap Transmission und Distribution

7.6. Mobilität und Verkehr

Der Verkehrssektor produziert mit circa 150 Mio. t CO₂-eq knapp ein Fünftel der Treibhausgasemissionen in Deutschland [80]. Wasserstoff ist neben der direkten Stromnutzung der vielversprechendste Energieträger für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors. In der Region AachenPLUS gibt es bereits unterschiedliche Projektansätze, die sich auf die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff fokussieren. Anhand der Aktivitäten lassen sich drei wesentliche Ziele für die Region im Sektor Mobilität und Verkehr formulieren. Wichtigstes Ziel ist die Umstellung der Flotten, um emissionsfreie Antriebe auf die Straße/Schiene zu bringen. Das **erste Ziel** ist daher die Umstellung der 12 geplanten BZ-Züge bis 2026. Die Umstellung aller geplanten BZ-Busse sowie der von den Logistikern geplanten BZ-Lkw bis 2035 ist das **zweite wesentliche Ziel**. Pkw sind kein dezidiertes Gegenstand der Strategie, da die H₂-Bedarfe in diesem Sektor gering sind und die Technologieentscheidung eher zu Batteriefahrzeugen tendiert. Parallel zur Beschaffung der Fahrzeuge muss die entsprechende Wartungs- und Betankungsinfrastruktur für die Fahrzeuge errichtet werden. Dementsprechend ist das **dritte Ziel**, bis 2035 mindestens die geplanten 13 H₂-Tankstellen in der Region installiert zu haben.

Die im Projekt HyExperts AachenPLUS etablierte Arbeitsgruppe Mobilität sollte über die Projektlaufzeit hinaus weitergeführt werden. Sie sollte sich zum Ziel setzen, die regionalen Akteure aus dem ÖPNV und der Logistik und die entsprechenden Aktivitäten übergeordnet zu vernetzen, beispielsweise für die koordinierte Planung der Betankungsinfrastruktur. Durch die zentrale Vernetzung kennen die

Akteurinnen und Akteure die H₂-Aktivitäten im Mobilitätsbereich über ihre Branche hinaus und können die eigenen Pläne daran ausrichten. Zudem hat die Arbeitsgruppe die Funktion, bei der Initiierung von Projekten zu unterstützen. Weitere Aufgaben sind die gemeinsame Einwerbung von Fördermitteln für Fahrzeuge/Tankstellen oder der überregionale Austausch von Flottenbetreibern oder Gebietskörperschaften.

Im ÖPNV ist die Verfügbarkeit von Fahrzeugen in begrenztem Maße bereits heute gegeben. Daher wird empfohlen, dass die regionalen Akteure WestVerkehr, Rurtalbus / VIAS Bus, Rurtalbahn, ASEAG, REVG und RVK eruieren, inwieweit die Einrichtung eines Netzwerks in 2023/2024 für die ÖPNV-spezifischen H₂-Aktivitäten förderlich ist. Dabei sollte geprüft werden, ob die bestehenden Netzwerke der ÖPNV-Betreiber geeignet sind, die Aufgaben zu übernehmen. Die Einrichtung eines zusätzlichen Netzwerks ist immer mit erheblichem organisatorischem und zeitlichem Aufwand aller Beteiligten verbunden. Wie in Kapitel 5.1 beschrieben, kann das Netzwerk gemeinsame Fahrzeugbeschaffungen anstoßen, Konzepte für eine gemeinsame Wartungs- und Werkstattinfrastruktur entwickeln, Planungen für die H₂-Betankungsinfrastruktur auf den Betriebshöfen vornehmen oder die Beschaffung des Wasserstoffs für die Tankstellen organisieren. Wichtig sind zudem Erfahrungsaustausch und Wissenstransfer. Die Erfahrungen im Umgang mit den Fahrzeugen, Vor- und Nachteile der einzelnen Modelle und weitere Erkenntnisse können im Regionen- bzw. Akteursverbund zwischen den relevanten Organisationseinheiten (wie den Fahrerinnen und

Fahrern) ausgetauscht werden. Diese Synergieeffekte kommen allen Akteuren zugute und verstärken die Vernetzung. Weitere Aufgaben des Netzwerks können die koordinierte Organisation von Schulungen sein sowie die gemeinsame Einführung des Fahrpersonals bzw. der Mechanikerinnen und Mechaniker in die Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellentechnologien in den Fahrzeugen. Im weiteren Zeitverlauf kann das Spektrum je nach Bedarf des Netzwerks erweitert oder zurückgefahren werden. Analog zum ÖPNV sollte die Etablierung eines Netzwerks der Logistiker angedacht werden. Auch hier ist vorher zu prüfen, wie hoch die Eigenmotivation der Akteure ist und ob bestehende Netzwerke oder Verbände der Logistikunternehmen genutzt werden können.

Die Rurtalbahn plant die Inbetriebnahme von bis zu 17 Brennstoffzellen-Personenzügen bis 2026, die einen H₂-Bedarf von circa 500 t/a aufweisen. Die ersten beiden Züge sollen als Pilotprojekt bereits 2024 zum Einsatz kommen. Dieser Umstand sollte strategisch dazu genutzt werden, eine erste Keimzelle der H₂-Infrastruktur rund um den Einsatzort der Brennstoffzellen-Rurtalbahn aufzubauen. So liefert beispielsweise die H₂-Infrastruktur zur Betankung von Zügen einen Standortvorteil für die Errichtung einer H₂-Tankstelle für Busse. Bis 2035 ist die Anschaffung von insgesamt 344 Bussen durch die ASEAG (49 Busse), die WestVerkehr (125 Busse) und Rurtalbus/VIAS Bus (170 Busse) geplant. Dadurch entsteht in den „Endausbaustufen“ ein Bedarf von über 1.600 t Wasserstoff pro Jahr. Um Synergieeffekte bei der Beschaffung der Busse bis 2035 und insbesondere der Entwicklung der notwendigen Infrastruktur in der Region zu heben, sollte jeder Akteur eine individuelle Flottenanalyse vornehmen (zum Teil ist dies bereits erfolgt). Im Jahr 2024 sollte ein Konzept dazu vorliegen, welche Akteurinnen und Akteure zu welcher Zeit welche Anzahl an Brennstoffzellenbussen

beschaffen. Für die Fahrzeugklasse der schweren Nutzfahrzeuge (Zugmaschinen und Lkw) ergibt sich aus der unter den Unternehmen der Region durchgeführten Umfrage und der szenario-basierten Hochrechnung der künftigen Marktdurchdringung eine H₂-Nachfrage zwischen 800 t/a und 2.500 t/a. Das spiegelt sowohl das Potenzial dieser Fahrzeugklassen als auch das Interesse der regionalen Logistikunternehmen an der Brennstoffzelle wider. Die Brennstoffzelle verspricht hohe Reichweiten bei wenig Zusatzgewicht. Herausfordernd für die interessierten Unternehmen sind gegenwärtig insbesondere die fehlende Marktverfügbarkeit der Fahrzeuge und die fehlende Betankungsinfrastruktur. Die Durchdringung von H₂-Fahrzeugen in den schweren Lkw-Klassen der regionalen Logistikunternehmen wird erst Richtung 2027 bzw. 2028 an Fahrt aufnehmen. Dennoch sollten die Akteure schon frühzeitig Maßnahmen und Prozesse anstoßen. Mit den konkreten Fahrzeugbedarfen kann das Netzwerk der Logistiker früh und gebündelt an die Fahrzeughersteller herantreten, um Interesse und Ernsthaftigkeit der Anschaffungsabsicht zu signalisieren. Das Beispiel der Markteinführung der ersten Hyundai Xcient Fuel Cell in der Schweiz im Jahr 2020 hat den Erfolg dieser Strategie gezeigt. In der Logistik ist jedoch ausdrücklich die Konkurrenzsituation zu berücksichtigen und es sind entsprechende Geheimhaltungsbedingungen bei der Organisation der Beschaffungsvorhaben einzuhalten.

Der adäquate Betrieb der BZ-Fahrzeuge ist nur dann möglich, wenn parallel zur Fahrzeugbeschaffung eine geeignete Tankstelleninfrastruktur errichtet wird. Die Region will bis 2035 ein Netzwerk aus 13 H₂-Tankstellen installieren. Für einige Tankstellen sind die Standorte bereits ausgewählt, teilweise sind sie noch offen. Idealerweise werden die Tankstellenstandorte strategisch so ausgewählt, dass möglichst viele Unternehmen bzw. Fahrzeuge effizienten

Zugriff haben. Dadurch sind die Tankstellen von Beginn an möglichst stark ausgelastet, was ihren Betrieb wirtschaftlicher macht. Dazu ist einerseits wichtig, dass die Akteurinnen und Akteure gemeinsam strategisch günstige Standorte in den Arbeitsgruppen oder dem übergeordneten Netzwerk identifizieren. Im Rahmen vom HyExperts wurde zum Beispiel von den beteiligten Akteuren das Autobahnkreuz Aachen genannt. Dort läuft unter anderem der Durchgangsverkehr Richtung Belgien und die Niederlande, welcher durch die Tankstelle bedient werden könnte. Bei der Entwicklung eines Konzepts für die Betankungsinfrastruktur ist zudem die AFIR-Richtlinie der Europäischen Kommission zu berücksichtigen, die für die europäischen Mitgliedsstaaten Vorgaben für den Aufbau der H₂-Tankstelleninfrastruktur enthält [81]. So sollen in vorgegebenen Abständen im TEN-Verkehrsnetz sowie in allen städtischen Knoten öffentlich zugängliche H₂-Tankstellen errichtet werden. Andererseits sollte das Netzwerk frühzeitig die wirtschaftliche Auslastung der Tankstelle(n) durch Sicherstellung ausreichender Wasserstoffnachfragemengen gewährleisten. Die individuellen Fahrzeugbedarfsanalysen sollten dafür zusammengeführt und für eine lokalisierte Erhebung der Wasserstoffbedarfe genutzt werden. Zusätzlich könnte die Verbindlichkeit der Wasserstoffabnahme zum Beispiel durch Absichtserklärungen (LoIs) interessierter Akteure verankert werden. Diese Aufgaben könnte ebenfalls das Netzwerk übernehmen. Bei dieser Planung ist außerdem das Routenprofil der Fahrzeuge herausfordernd. H₂-betriebene Lkw beispielsweise

werden insbesondere auf langen Routen eingesetzt werden, die über die Region AachenPLUS hinausreichen. Daher ist die Planung der notwendigen Betankungsinfrastruktur komplex und ist auf die Entwicklungen auf europäischer und nationaler Ebene (beispielsweise über die AFIR-Verordnung) angewiesen. Akteure, deren Aktivitäten bereits sehr konkret sind, sollten unter anderem bei der Planung der Betankungsinfrastruktur oder der Wartungs- und Werkstattinfrastruktur eingebunden werden, um Synergieeffekte zu nutzen bzw. doppelte Infrastrukturplanungen zu vermeiden. Für die Errichtung der Betankungsinfrastruktur sollten das Netzwerk bzw. die Arbeitsgruppen auf die Unternehmen zugehen, die sich für den Aufbau der nationalen HRS-Infrastruktur in Position bringen (HRS steht für Hydrogen Refueling Station), beispielsweise H2Mobility, JET H2 Energy oder Total Energies. Diese Unternehmen unterstützen bei der Planung bzw. dem Aufbau der H₂-Tankstellen und können bzw. wollen die Tankstellen später auch betreiben. Unter ihre Dienstleistungen fällt auch die Beschaffung des Wasserstoffs, sodass die regionalen Akteure die Versorgung der Tankstellen nicht organisieren müssen. Im Gegenzug müssen die Tankstellennutzer im Rahmen der Tankstellenplanungen eine ausreichende und kontinuierliche Abnahme garantieren, welche durch die Bündelung der Aktivitäten gewährleistet werden kann. Bei der Ansprache potenzieller Tankstellenbetreiber sowie bei der Etablierung des Netzwerks können die Gebietskörperschaften eingebunden werden.

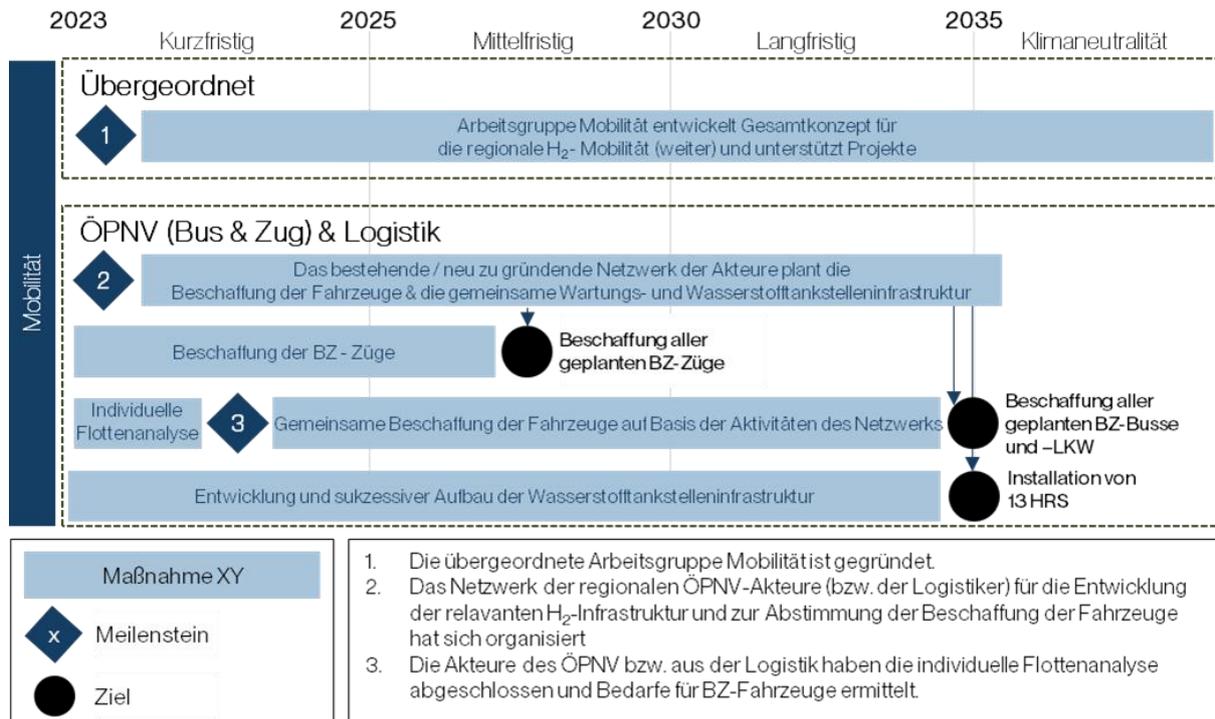


Abbildung 65: Sektoren-Roadmap Mobilität und Verkehr

7.7. Industrie

Industrielle Produktionsprozesse in der Region AachenPLUS erfordern Wasserstoff zur Defossilisierung, um den zukünftigen Anforderungen an Emissionsminderung bzw. Treibhausgasneutralität gerecht zu werden. Die Verbesserung der Rahmenbedingungen ist äußerst relevant: Ohne genügend EE-Stromproduktion bzw. ausreichende Anschlussleistung an das Übertragungsnetz sowie den Auf- und Ausbau der H₂-Infrastruktur in der Region für die ausreichende H₂-Versorgung zu kompetitiven Preisen drohen Standortabwanderungen in Gebiete mit besserer Anbindung und günstigeren Energieversorgungskosten.

Dabei ist es zunächst notwendig, die H₂-Bedarfe der Industriebetriebe in einer Granularität zu quantifizieren, die über den Auftrag der vorliegenden Studie hinausgeht. Auf

diese Weise kann aufbauend auf der bereits kurzfristigen Bedarfsanalyse die Distribution zu den H₂-Senken in Absprache mit den lokalen Verteilnetzbetreibern koordiniert werden (siehe Roadmap Transmission und Distribution 7.5.).

Die Unternehmen – mit Fokus auf der Papier- und Glasindustrie sowie der Metallverarbeitung – benötigen bereits in den nächsten Jahren Unterstützung in Form von Infoveranstaltungen, Leitfäden und Entscheidungshilfen, um nachhaltige Energieversorgungskonzepte für die Zukunft aufstellen zu können. Wie bereits erwähnt, bedeutet Wasserstoff dabei eine Option zur Defossilisierung, wo dies darstellbar und wirtschaftlich sinnvoll ist. Eine grobe Weichenstellung über das zukünftige Energiever-

sorgungskonzept sollte von jedem Unternehmen schnellstmöglich, spätestens nach Veröffentlichung der kommunalen Wärmeplanung, gefällt werden.

Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung ist trotz Effizienzgewinnen mit einem steigenden Strombedarf und einer höheren Nachfrage nach elektrischer Leistung zu rechnen. Daher sind bei der Entscheidung über die zukünftige Energieversorgung auch die derzeitige Netzanschlussituation, die Verstärkung des Transportnetzes durch die geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen nach Rommerskirchen und Oberzier (siehe Kapitel 3) sowie eine intelligente Verstärkung des Verteilnetzes zu prüfen.

Als Meilenstein treffen die Unternehmen auf Grundlage dieser Überlegungen schnellstmöglich, optimal bis zum Jahr 2025, Entscheidungen über die zukünftige Energieversorgung und den zugrundeliegenden Energieträger. Falls Wasserstoff auf diesen individuellen Dekarbonisierungspfaden der Unternehmen einen relevanten Beitrag leistet, wird dies an die zentrale Gesamtkoordinationsstelle gemeldet (siehe Governance-Struktur 7.2), welche die einzelnen Meldungen sammelt und aggregiert.

Im Nachgang werden - aufbauend auf den Vorüberlegungen - die genauen industriellen H₂-Bedarfe in einer Energiebedarfsprognose unternehmensscharf kalkuliert. Dies geschieht entweder firmenintern, wobei die Wirtschaftsförderungsgesellschaften der öffentlichen Hand bei Bedarf Hilfeleistungen anbieten. Eine andere Möglichkeit stellt die programmgestützte Analyse dar, bei der gesamte Regionen mit Hilfe eines Layertools auf ihre zukünftigen H₂-Bedarfe hin untersucht werden. Entsprechende modellgestützte Analysen können sehr granular auf einzelne Regionen angewandt werden und in Kooperation mit bspw.

regionalen Forschungsinstituten oder spezialisierten externen Dienstleistern durchgeführt werden. Unabhängig vom Zustandekommen der Ergebnisse ist es auch hier immens wichtig, H₂-Bedarfe gesammelt an die Verteil- und Transportnetzbetreiber zu melden. So können H₂-Senken beim Netzplanungsprozess berücksichtigt werden und der Netzaus- und -umbau schnellstmöglich starten. Aufgrund der aktuellen noch hohen Unschärfe bei H₂-bezogenen Themen und der dynamischen Entwicklung empfiehlt es sich, die H₂-Bedarfsprognose regelmäßig in Abständen von fünf Jahren zu wiederholen. Entscheidungen in der Versorgungsplanung lassen sich dann auf Grundlage möglichst aktueller Daten treffen.

Sobald die Entscheidung über die individuelle zukünftige Energieversorgung gefällt ist, müssen die Unternehmen Energieversorgungskonzepte erarbeiten. Die Gebietskörperschaften begleiten die Betriebe bei der anstehenden Elektrifizierung, Umstellung auf Wasserstoff oder anderen Dekarbonisierungsmaßnahmen, etwa durch Informationsangebote über bestehende Landes-, Bundes- und EU-Förderprogramme, aber auch durch die Initiierung und Schaffung von Austauschrunden industrieller H₂-Nutzer. Die betroffenen Unternehmen benötigen Formate, in denen sich H₂-Anwender über die Unsicherheiten und Schwierigkeiten, die eine neue Technologie mit sich bringt, aber auch über Erfolge und Fortschritte, austauschen können. Eine solche Möglichkeit wurde vom Hydrogen Hub Aachen mit der „Hydrogen meet&connect“-Gesprächsreihe bereits initiiert und sollte zukünftig ausgebaut werden, bis Wasserstoff in der Industrie das Stadium der Marktaktivierung überwunden hat.

Sobald die H₂-Bedarfe in den einzelnen Städten und Kreisen des Regionenverbands bekannt

sind, ist es das oberste Ziel, die H₂-Versorgung der industriellen Verbraucher sicherzustellen.

Wegen der zunehmenden Elektrifizierung und weiterer Energieeffizienzmaßnahmen wird zukünftig die Gasnachfrage insgesamt zurückgehen. Dadurch wird es herausfordernd, die verbleibenden H₂-Ankerkunden kostendeckend in tendenziell unterausgelasteten, privatbetriebenen Gasnetzen zu versorgen. Kommunale Entscheidungsträger können dem entgegenwirken, indem sie H₂-gestützte Wärmenetze in Nähe der industriellen Großabnehmer unterstützen, um die H₂-Nachfrage zusätzlich zu steigern und damit den Netzbetrieb ökonomischer zu gestalten. Wichtig in diesem Zusammenhang ist außerdem die Tätigkeit der Arbeitsgruppe „Industrie“ (siehe Governance-Struktur 7.2), die kurzfristig synergetische Geschäftsmodelle für die H₂-Erzeugung und -Nutzung in Gewerbegebieten entwickelt. Durch die gesamtheitliche Verwertung aller Elektrolyseprodukte (Wasserstoff, Sauerstoff und Wärme) wird ein hoher Ausnutzungsgrad des zu Beginn noch teuren Energieträgers erreicht und vielversprechende Anwendungsfälle ermöglicht. Gebietskörperschaften und regionale Genehmigungsstellen können auf diesem Feld unterstützen, indem beispielsweise Bebauungspläne aktualisiert bzw. ausgewiesen werden oder genehmigungsrechtliche Anfragen, die die H₂-Wertschöpfungskette betreffen, priorisiert bearbeitet werden. Die gestarteten Referenzprojekte wie „H2HS“, „EnergieArbeit Türnich“ und „COSiMa“ verfolgen bereits ganzheitliche Konzepte, bei denen mehrere H₂-Verbraucher in einem Gewerbegebiet die anfallenden Nebenprodukte synergetisch ausnutzen.

Die Arbeiten der Arbeitsgruppe führen zum Erreichen des nächsten Meilensteins, sodass bis zum Jahr 2025 alle Gewerbe- und Industriegebiete bekannt sind, in denen die H₂-Versorgung als gesichert anzusehen ist. Dies

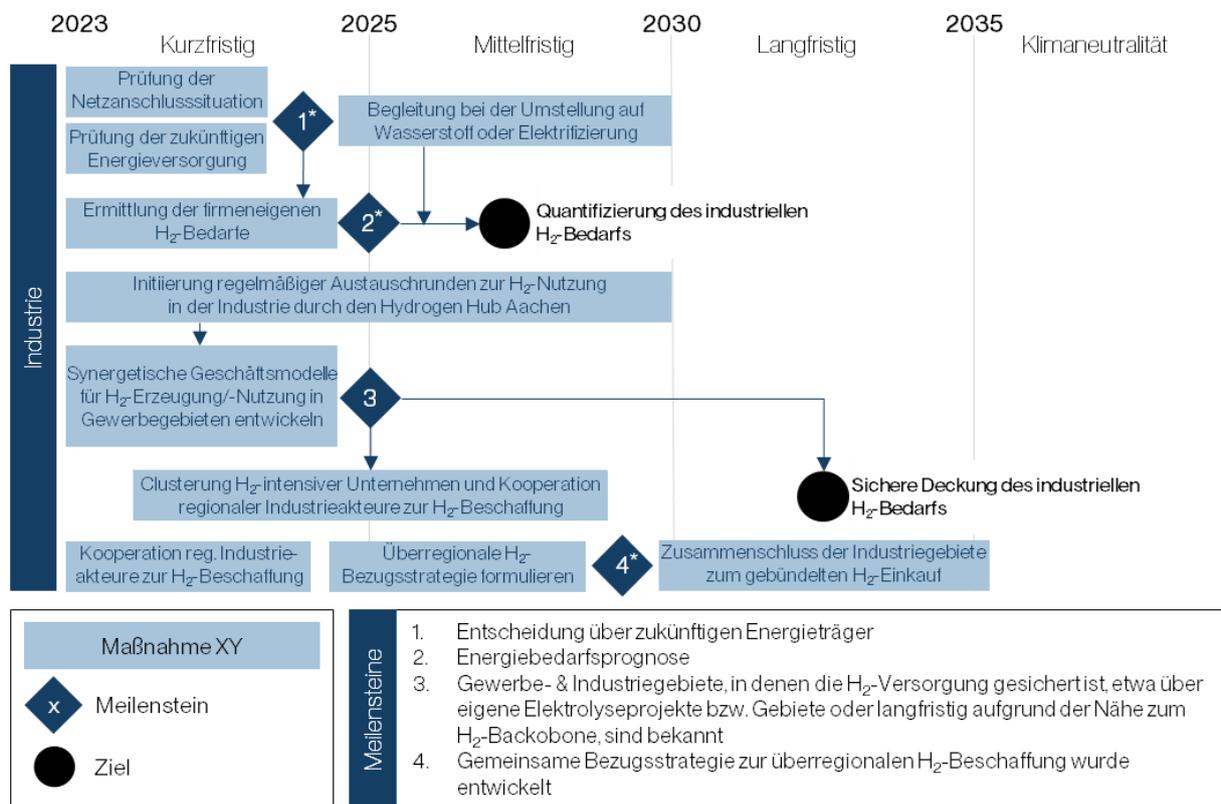
ist darauf zurückzuführen, dass sie etwa wegen zuverlässiger H₂-Abnahmesituationen eigene dezentrale Elektrolyseprojekte starten oder aufgrund der Nähe zum geplanten H₂-Backbone mittel- bis langfristig vom leitungsgebundenem H₂-Import profitieren. Diese gesicherte H₂-Versorgung bildet einen Standortvorteil, der über die Region hinaus Strahlkraft erzeugt.

Aufgrund des zukünftig zu beobachtenden Rückgangs der Gesamtgasnachfrage wird Wasserstoff nicht in der Breite verfügbar sein wie derzeit Erdgas. Durch Clusterung von H₂-Bedarfen sind eigene dezentrale Elektrolyseprojekte ökonomisch tragfähiger. Auch eine trailerbasierte H₂-Versorgung lässt sich einfacher realisieren und der wirtschaftliche Anreiz für Gasnetzbetreiber zur Erschließung des Gebiets – entweder durch Neubau oder Umwidmung bestehender Pipelines – fällt größer aus. Dies alles zahlt auf die sichere Versorgung mit Wasserstoff ein.

Bei der industriellen H₂-Versorgung wird im Laufe der Zeit eine Verschiebung zu beobachten sein. Zu Beginn wird es zuvorderst um bi- oder multilaterale Kooperationen unter Industrieakteuren kommen, die bereits frühzeitig auf eine H₂-Versorgung angewiesen sind. Beispielsweise beliefert dann ein Elektrolysebetreiber ein Nachbarunternehmen per Trailer mit Wasserstoff und lastet so seinen Elektrolyseur besser aus, respektive macht damit den Business Case Elektrolyseur profitabler. Mittelfristig muss jedoch die Arbeitsgruppe „Industrie“ gemeinsam mit der Arbeitsgruppe „H₂-Erzeugung“ unter Mitwirkung des „Gremiums“ (siehe Governance-Struktur 7.2) eine überregionale H₂-Bezugsstrategie formulieren, sodass noch vor dem Anschluss an den H₂-Backbone eine gemeinsame Bezugsstrategie zur überregionalen H₂-Beschaffung als Meilenstein entwickelt wird. Ein Teil der Strategie

wird der langfristige Zusammenschluss der H₂-Industriegebiete in der Region AachenPLUS sein, um gemeinsam als ein Großakteur auf dem europäischen H₂-Markt aufzutreten. Durch den H₂-Backbone wird Wasserstoff zum ersten Mal in größeren Mengen verfügbar. Das

gemeinsame Auftreten ermöglicht den H₂-Import zu einem früheren Zeitpunkt und zu attraktiveren Konditionen, als es mittelständischen Einzelakteuren möglich ist.



* Synergien mit Roadmap Transmission und Distribution

Abbildung 66: Sektoren-Roadmap Industrie

7.8. Gebäude

Die Ausgangslage für Wasserstoff in der Gebäudebeheizung gestaltet sich in vielerlei Hinsicht schwierig, wie in Kapitel 5.3 erarbeitet wurde. Eine Herausforderung besteht in der Geräteumstellung, die auch aufgrund der Verteilinfrastruktur möglicherweise nur langsam umsetzbar ist. Dies liegt an der großen Konkurrenz durch Wärmepumpen und, so lokal vorhanden, Fernwärme. Zweitens wird die Umstellung der Verteilinfrastruktur aufgrund hoher Kosten und knapper Ressourcen voraussichtlich nicht flächendeckend erfolgen. Als drittes Argument lässt sich anführen, dass Wasserstoff absehbar ein knappes Gut bleiben wird und andere Anwendungen (vor allem Langzeitspeicher und Rückverstromung sowie Industrieprozesse) aus systemischer Sicht von höherer Priorität sind. Vor diesem Hintergrund ist das Strategieelement „Wasserstoff im Gebäude“ auf synergetische Sonderfälle und einzelne, besondere Konstellationen begrenzt.

Um das Ziel der Wärmeversorgung durch „Wasserstoff in Gebäuden in sinnvollen Fällen“ zu erreichen, ist es zunächst erforderlich, auf externe Maßnahmen aufzusetzen. Dies betrifft zum einen die kommunale Wärmeplanung, aus der Vorzugsgebiete für bestimmte Formen der Wärmebereitstellung hervorgehen werden. Ein koordiniertes Vorgehen innerhalb der Region AachenPLUS ist erstrebenswert. Außerdem spielt die Maßnahme „Klärung Zielnetze H₂“ aus dem Themengebiet „Erzeugungspfade und -strukturen“ eine ergänzende Rolle.

Beide flankieren den Prozess der Identifikation von H₂-Versorgungsfällen im Gebäudebereich. Zu diesem Prozess gehört, individuelle Besonderheiten der jeweiligen Versorgungsaufgabe

im Gebäude zu identifizieren und Synergien zu erkennen. Zur Orientierung können Projekte wie das Quartier „Alter Schlachthof“ der EUGEBAU in Euskirchen oder auch andere Quartierslösungen dienen, aus denen Erfahrungswerte abgeleitet werden können.

Die konkrete Organisation der Versorgung mit Wasserstoff erfolgt in einer weiteren Phase abhängig von den bestehenden Möglichkeiten (zum Beispiel Verteilnetzanbindung) und muss individuell umgesetzt werden. Um dies zu ermöglichen, empfiehlt sich auch im Bereich „Gebäude“ die Organisation eines strukturierten Austauschs zwischen den Stakeholdern. Dabei soll die Region den Austausch und den Wissenstransfer zwischen den einzelnen Projekten sicherstellen. In der breiten Masse der Anwendungen wird Wasserstoff im Sektor der Gebäudewärme voraussichtlich nicht von strategischer Bedeutung sein, in einzelnen Liegenschaften oder Quartieren kann er aber gegebenenfalls problematische Konstellationen wirksam entschärfen, sofern günstige Voraussetzungen vorliegen.

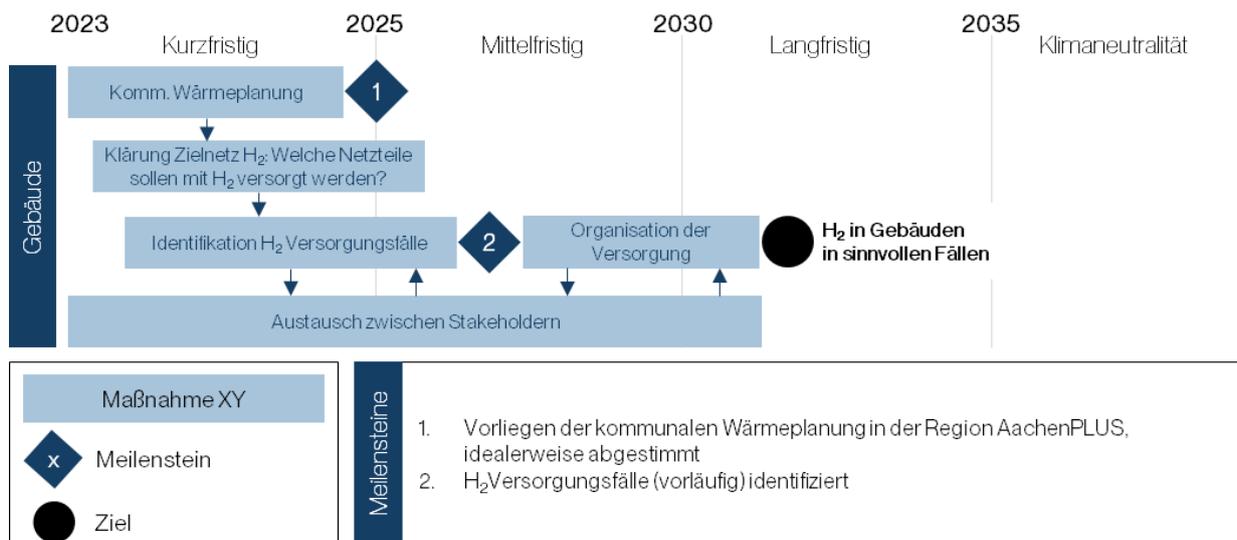


Abbildung 67: Sektoren-Roadmap Gebäude

7.9. Forschung, Entwicklung und Implementierung

Die Maßnahmen und Meilensteine innerhalb der Sektoren-Roadmap zu Forschung, Entwicklung und Implementierung lassen sich grob den Zielen „Berufliche Aus- und Weiterbildung sowie (hoch-)schulische Bildung“, „Wissenstransfer – F&E als Technologiepartner für den Industriemittelstand“ und „Wissensstandort als Wirtschaftsstandortvorteil“ zuordnen.

Die flächendeckende Aus- und Weiterbildung auf dem Gebiet Wasserstoff beginnt mit der schulischen Bildung. Das Interesse an Wasserstoff und seinen Einsatzmöglichkeiten kann dabei weiter durch öffentliche Informationsveranstaltungen und Besuche an Schulen und Universitäten gestärkt werden, in denen aktuelle Forschung und ihre Anwendung in der Praxis vermittelt werden.

Die berufliche Aus- und Weiterbildung ist ebenso wichtig, um ausreichend Fachkräfte für die sich im Rahmen der Energiewende ändernden technischen Anforderungen und Technologien zu qualifizieren. Aufgrund der Komplexität

der Lehrinhalte werden Kooperationen mit Hochschulen bei der Gestaltung von entsprechenden Lehr- und Anschauungsmaterialien sowie bei der Vermittlung einzelner Ausbildungsinhalte notwendig. Bis zum Jahr 2025 werden Anschauungsmaterialien erstellt und (berufs)schulische Besuche an Infozentren stattfinden.

Für die Umsetzung der Energiewende sind exzellent ausgebildete und qualifizierte Fachkräfte erforderlich. Daher müssen bei der beruflichen Ausbildung besondere Anstrengungen unternommen werden. Hierfür müssen kurzfristig neue spezialisierte Berufsbildungszentren und Berufsschullehrgänge initiiert werden, unter anderem für den sicheren Umgang mit Wasserstoff, H₂-Heizungen, H₂-Transport, Brennstoffzellen und H₂-Mobilität. Als Meilenstein soll bereits kurzfristig mindestens ein neues Aus- und Weiterbildungszentrum auf den Weg gebracht sowie ein Berufsschullehrgang entwickelt werden. Die Ausbildung neuer Fachkräfte kann den Fachkräftebedarf allein

nicht bedienen, daher sollten zusätzlich umfangreiche Weiterbildungsmaßnahmen, beispielsweise über die Handwerks- oder Industrie- und Handelskammern, koordiniert und angeboten werden. Sollte der Bedarf trotz verstärkter Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen die verfügbaren Fachkräfte signifikant übertreffen, stellt darüber hinaus die gezielte Anwerbung ausländischer Spezialistinnen und Spezialisten eine Möglichkeit dar.

Eine besondere Bedeutung hat der Transfer von der Wissenschaft in die Wirtschaft. Erst durch die praktische Anwendung von Erkenntnissen in Produkten und Services entsteht tatsächliche, skalierbare Wertschöpfung. So verhelfen beispielsweise Ausgründungen aus Forschungsinstituten der lokalen Wirtschaft zu einem innovativen Technologieeintrag und bergen das Potenzial vieler hochqualifizierter Arbeitsplätze. Deswegen empfiehlt es sich, Technologiestartups und Ausgründungen aus dem Themengebiet Wasserstoff gezielt zu fördern. Wege hierzu bieten Beratungsleistungen wie Business Coachings, aber auch das Bereitstellen von Büroflächen und Tagungsräumen oder die anteilige Übernahme von Mietkosten. Neben der direkten Förderung ist die Unterstützung beim Aufbau eines eigenen Netzwerks wertvoll. Dafür können beispielsweise Ansprechpersonen potenzieller Kooperationspartner aus der Wirtschaft vermittelt werden, um auf diese Weise innovative Ideen und arrivierte Mittelständler zusammenzubringen. Bereits im Jahr 2024 soll mit der gestarteten Zusammenarbeit zwischen der Koordinierungsstelle (siehe Governance-Struktur 7.2) und dem etablierten H2ub, der Startups mit Unternehmen, Hochschulen, Forschungseinrichtungen und Investoren vernetzt, der nächste Meilenstein erreicht sein.

Um den Wissenstransfer von der Forschung und Entwicklung in die Wirtschaft zur Implementierung der gewonnenen Erkenntnisse zu stärken, sollen zusätzliche Kooperationen von Projektpartnern aus Forschung und Mittelstand bei anwendungsnahen Umsetzungsprojekten begünstigt werden. Bei diesen profitieren beide Seiten voneinander und bringen einzelne Entwicklungen vor der Marktreife zur Anwendung. Solche frühen Anwendungsprojekte eignen sich hervorragend als Keimzelle lokaler H₂-Ökosysteme, da neben der Gerätetechnik über die Projektlaufzeit hinaus in der Region verbleibendes Know-how aufgebaut wird. Dazu ist zunächst die Vernetzung regionaler Akteurinnen und Akteure aus Wirtschaft sowie Forschung und Entwicklung notwendig. Neben digitalen Netzwerkmöglichkeiten zur Kooperationsanbahnung (siehe Kapitel I - Anhang), unterstützen vor allem auch analoge Austauschformate den Kontaktaufbau und Wissenstransfer. Der Hydrogen Hub Aachen wie auch das Zukunftscluster Wasserstoff sowie das Helmholtz-Cluster HC-H₂ am Forschungszentrum Jülich leisten auf diesem Gebiet bereits umfangreiche Arbeit, unter anderem durch regelmäßige Austauschtreffen und Informationsveranstaltungen zu ausgewählten Themen. Kooperationen können unter anderem bei der Unterstützung von Entwicklungsaktivitäten, der Nutzung von Laboratorien, Testständen und Demonstratoren oder dem Anbieten von Zertifizierungslehrgängen bestehen. Ebenso begünstigt eine verstärkte Förderung anwendungsorientierter Forschung den positiven Einfluss der Wissenschaft auf die Industrie. Dies zeigt beispielsweise das Projekt HyGlass, in dem die Auswirkungen von Wasserstoff im Schmelzprozess auf die Glasproduktqualität erforscht werden. Als Meilenstein sind bis zum Jahr 2025 mehrere neue anwendungsorientierte Umsetzungsprojekte unter Beteiligung von Forschung und regionalen Unternehmen gestartet.

Die Region AachenPLUS ist international anerkannt für ihre Spitzenforschung an Forschungseinrichtungen der Hochschulen, an außeruniversitären Forschungseinrichtungen der Grundlagen- und angewandten Forschung sowie in der industriellen Forschung, unter anderem im Themenbereich Wasserstoff. Dabei zeigt diese Untersuchung, dass sich H₂-Technologieunternehmen und deren Projekte häufig in direkter räumlicher Nähe zu den Forschungsstandorten befinden (siehe Kapitel 5.4). Eine innovative und gut vernetzte Forschungslandschaft ist damit ein immens wertvoller Standortvorteil der Region. Um gut ausgebildete Fachkräfte und damit Wertschöpfung im Regionenverbund zu halten, ist es unerlässlich, die Aufmerksamkeit attraktiver, technologieaffiner Arbeitgeber auf die Region AachenPLUS zu lenken. Diese können hier Dependancen mit Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkt eröffnen und gut ausgebildete Absolventinnen und Absolventen für Jobs innerhalb der Region gewinnen. Um dies zu erreichen, sollen im Zeitraum der H₂-Marktaktivierung geführte Reisen von in- und ausländischen Wirtschaftsdelegationen zu H₂-Referenzprojekten, Unternehmen und Forschungseinrichtungen durch die Industrie- und Handelskammern der Region angeboten werden. Bei diesen wird der Mehrwert der exzellenten Forschungslandschaft verdeutlicht. Als Meilenstein soll bereits im Jahr 2024 die erste Wirtschaftsdelegation durch die Region geführt und der Besuch einer Wirtschaftsdelegation aus der südkoreanischen Partnerstadt Ansan vorbereitet worden sein.

Zur Ausstellung des im Regionenverbund vorhandenen H₂-Know-hows wird die bereits existierende H₂-Messe weiter ausgebaut und über das Regionalmarketing offensiv beworben. Als Meilenstein wird bis zum Jahr 2025 mindestens

eine Verdopplung der Aussteller- und Besucherzahl im Vergleich zur vorherigen Messe erreicht.

Damit auch ansässige Mittelständler vom Forschungs- und Ausbildungsstandort profitieren, empfiehlt sich die Einführung von regionalen Unternehmensstipendien zur Bindung wissenschaftlicher Nachwuchskräfte an Unternehmen aus der Region unter Schirmherrschaft des Hydrogen Hub Aachen. Durch monatliche Zuwendungen der Unternehmen während Ausbildung und Studium und die Möglichkeit, dort Praktika zu absolvieren, binden Unternehmen motivierte Studierende an sich. Hierdurch steigt die Wahrscheinlichkeit auf den direkten Berufseinstieg dieser Gruppe und deren Verbleib in der Region signifikant.

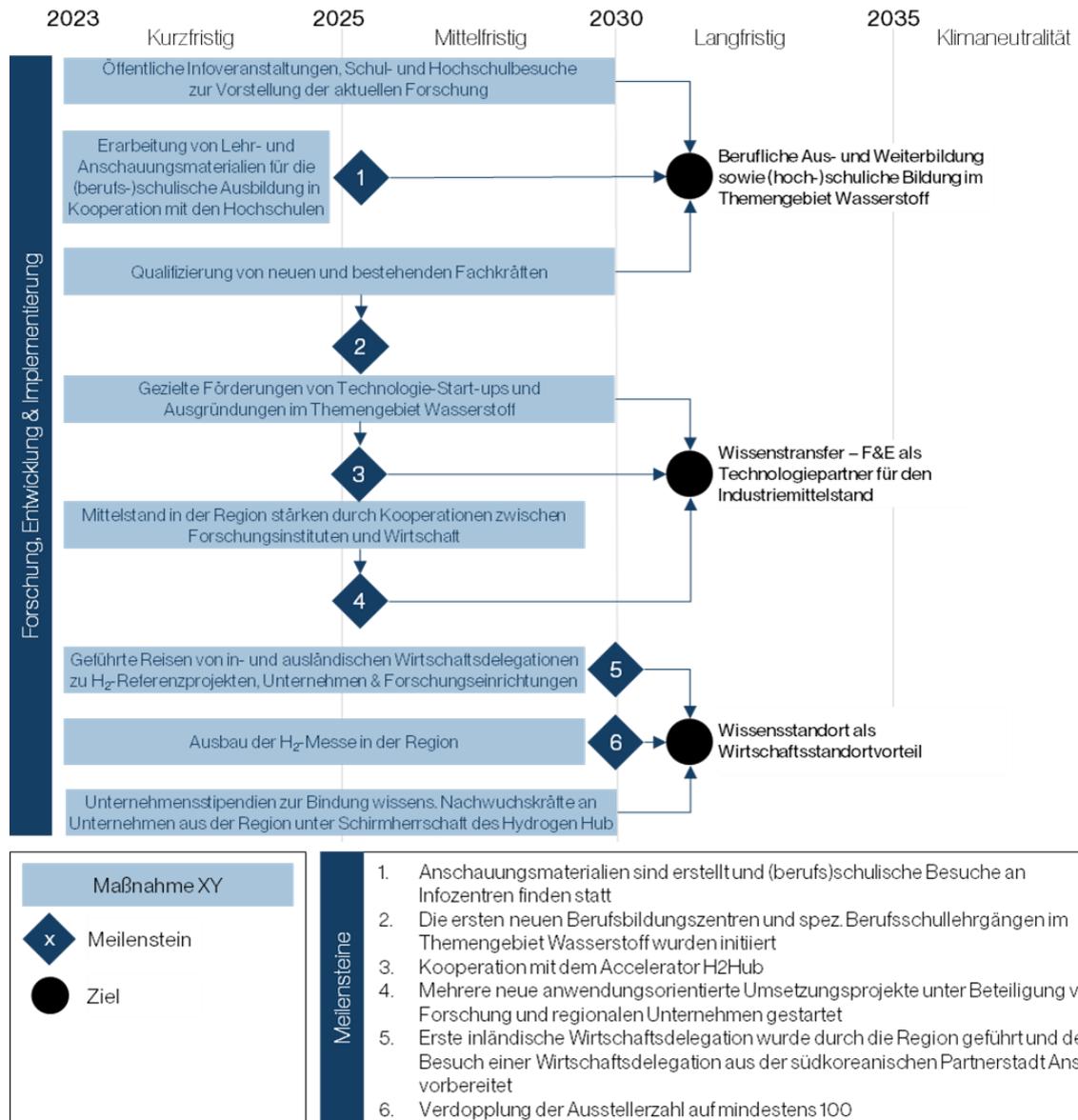


Abbildung 68: Sektoren-Roadmap Forschung, Entwicklung & Implementierung

Anhang

I. Wissensplattform und Kompetenzatlas

Für eine nachhaltige Bereitstellung von durchgeführten Studien und von bereits erarbeitetem Know-how sowie zur Vernetzung der involvierten Akteure und der Information der Öffentlichkeit ist eine zentrale, digitale Plattform notwendig. Das Konzept für eine solche digitale Wissensplattform inklusive Kompetenzatlas wird im folgenden Kapitel dargelegt. Das Konsortium HyExperts AachenPLUS ist in dieser Hinsicht Vorreiter: Bisher hat keine vergleichbare HyExperts-Initiative einen eigenen interaktiven und informierenden Internet-Auftritt eingerichtet.

Hauptaussagen auf einen Blick

Existierendes Wissen zentral bündeln

Die beteiligten Gebietskörperschaften haben in der Vergangenheit bereits eigene Analysen und Untersuchungen zum Aufbau einer H₂-Infrastruktur durchgeführt. Derzeit sind die einzelnen Ergebnisse jedoch nicht frei zugänglich oder, falls veröffentlicht, nicht an einem zentralen Punkt gebündelt. Dies wird durch eine gemeinsame Wissensplattform geändert. Die Sichtung der vorangegangenen Studien dient zudem als Grundlage aller Arbeiten in den nachfolgenden Arbeitspaketen.

Nutzung bereits existierender Plattformen

Bei der Vielzahl bereits existierender H₂-Plattformen soll die Wissensplattform auf eine bereits existierende Plattform aufgesetzt werden, sodass keine weiteren Doppelstrukturen aufgebaut werden.

Landingpage des HyExperts AachenPLUS beim Hydrogen Hub Aachen

Die statische Landingpage wird auf der Webseite des Hydrogen Hub Aachen implementiert. Diese gilt als Ausgangspunkt für Informationen über den HyExperts AachenPLUS, die beteiligten Gebietskörperschaften und assoziierte H₂-Projekte. Außerdem vermittelt sie H₂-Basiswissen an Interessierte und informiert über bevorstehende Veranstaltungen.

Netzwerkfunktionen auf der Hyperegio DIP

Zurückgreifen auf die bereits etablierte Digitalplattform Hyperegio DIP für die interaktiven Vernetzungsfunktionen. Dort können H₂-Akteure aus dem Regionenverbund AachenPLUS potenzielle Kooperationspartner suchen bzw. ihnen werden über einen Matchmaking-Algorithmus mögliche Projekte und Akteure vorgeschlagen.

Umsetzung der Implementierung durch Medienagentur gestartet

Die IHK Aachen als Host des Hydrogen Hub Aachen hat bereits eine Medienagentur beauftragt, um die Wissensplattform auf ihrer Webseite zu implementieren. Des Weiteren wurde eine HyExperts AachenPLUS-Gruppe auf der Hyperegio DIP gegründet und die im Prozess involvierten H₂-Akteure auf die Plattform eingeladen.

Bedeutung für die Region AachenPLUS

Studien und wissenschaftliche Untersuchungen sind das Fundament erfolgreich umgesetzter H₂-Projekte. Die Wissensplattform und der Kompetenzatlas erreichen genau das und machen bislang nur zerstreut vorhandenes Spezialwissen an einem zentralen Ort und für alle Gebietskörperschaften verfügbar. Zur Förderung von Kooperationen einzelner H₂-Akteure aus dem Regionenverbund über die Digitalplattform sind viele Nutzer und ein lebendiges Netzwerk Voraussetzung. Dies kann zu Beginn durch institutionelle Nutzer und konkrete Einladungen sowie Werbemaßnahmen gefördert werden.

Ziel der Wissensplattform

Die konzipierte Wissensplattform hat zwei zentrale Funktionen: Zum einen fungiert sie als Visitenkarte des HyExperts AachenPLUS, indem zentrale Informationen zum Hintergrund und Status des Projekts kommuniziert werden. Zum anderen werden Informationen zu den beteiligten Gebietskörperschaften sowie den unterstützenden Netzwerken und Agenturen veröffentlicht. Insbesondere bei Weiterentwicklung des HyExperts AachenPLUS zu einem konkreten H₂-Ökosystem, bestehend aus mehreren Einzelprojekten, sollen diese auf der zentralen Wissensplattform einzeln vorgestellt und in das Gesamtprojekt eingeordnet werden. Zudem wird über die Wissensplattform die interessierte Öffentlichkeit niedrigschwellig über die Entwicklung des HyExperts AachenPLUS sowie daraus entstehende konkrete Umsetzungsprojekte informiert. Damit das Informationsangebot die breite Öffentlichkeit erreicht, muss die Webseite durch die gängigen Suchmaschinen auffindbar sein. Der Verzicht auf eine Benutzerregistrierung bedeutet darüber hinaus eine niedrige Zugangsschwelle.

Neben der Öffentlichkeitsarbeit dient die Wissensplattform dem Wissensmanagement und der Vernetzung der einzelnen Akteure entlang der H₂-Wertschöpfungskette. Unter dem Menüpunkt „Wissensmanagement“ wird Basiswissen über Wasserstoff in Form von kurzen Infoposts aufbereitet. Diese Inhalte reichen von der grundlegenden Frage, was Wasserstoff überhaupt ist, über dessen Eigenschaften und

technische Herausforderungen bis zu den vielfältigen H₂-Einsatzzwecken. Zusätzlich vermitteln weiterführende Informationen über unterschiedliche Erzeugungsoptionen, die H₂-Farbenlehre sowie die vielfältigen Speicher- und Transportmöglichkeiten für Wasserstoff interessierten Stakeholdern fundiertes Wissen entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette.

Die einzelnen Gebietskörperschaften haben in der Vergangenheit bereits umfangreiche themenspezifische Untersuchungen getätigt und werden auch in der Zukunft weitere Studien durchführen und veröffentlichen. Die H₂-Offensive Düren [82] oder H₂-Roadmap Euskirchen [83] bilden nur zwei Beispiele aus der jüngsten Zeit. Daneben bietet die Wissensplattform H₂-Akteuren die Möglichkeit, sich und ihre Projekte vorzustellen und Angebote sowie Kooperationsgesuche aufzugeben. Ein intelligenter Matchmaking-Algorithmus unterstützt darauf aufbauend bei der Verknüpfung der H₂-Akteure untereinander. Dies begünstigt unabhängig vom Projekt AachenPLUS neue H₂-Projekte und stärkt die Region als Ganzes als H₂-Hub. Eine Nachrichtenfunktion und die Möglichkeit zum Austausch von Kontaktinformationen qualifizierter Ansprechpersonen erleichtern Kontaktaufnahmen und eine darauf folgende Vernetzung.

Auswahl einer geeigneten Plattform

Bereits früh im Bearbeitungsprozess fällt die Entscheidung gegen eine Neuentwicklung einer eigenen Plattform. Dies wirkt dem Risiko entgegen, dass diese bei der Vielzahl bereits etablierter Netzwerke untergehen könnte. Stattdessen soll analysiert werden, welche der bereits existierenden Plattformen genutzt werden kann, um die im vorherigen Kapitel beschriebenen Zielsetzungen bestmöglich zu erreichen.

Überblick über existierende Plattformen

Im Rahmen des HyExperts AachenPLUS werden sieben existierende Plattformen analysiert und im Hinblick auf ihre Eignung untersucht. Die sieben Plattformen sind:



Abbildung 69: Analysierte Plattformen

- Digitale Innovationsplattform (DIP) [84]
- Hydrogen Hub Aachen [85]
- H2Pro3 [86]
- H2Connect [87]
- Plattform H2BW [88]
- H2Land NRW [89]
- ZRR-Projektkarte Strukturwandel [90]

Die Digitale Innovationsplattform wurde im Rahmen des Interreg-Projektes EarlyTech für die Euregio Maas-Rhein, bestehend aus fünf Partnerregionen in drei europäischen Ländern, ins Leben gerufen. Sie fokussiert nicht alleinig H₂-Themen, sondern steht allen innovativen Technologien und Projekten offen. Der Fokus liegt auf der Vermittlung von Partnern oder Kunden zur Umsetzung zukünftiger innovativer Projekte. Die DIP ist deswegen in ihrer Aufmachung den bekannten sozialen Netzwerken LinkedIn oder Facebook nachempfunden, um die Vernetzung von Benutzern in den Vordergrund zu stellen und eine hohe Nutzerfreundlichkeit zu bieten. Ein Matchmaking-Algorithmus findet passende Kooperationspartner und Projekte für einen Kunden. Zudem besteht die Möglichkeit, eigene Gesuche oder Angebote zu veröffentlichen und passende Angebote auszuwählen.

Der Hydrogen Hub Aachen ist eine gemeinsame Initiative der Stadt und StädteRegion Aachen sowie der Kreise Düren, Euskirchen, Heinsberg und der Industrie- und Handelskammer (IHK) Aachen. Ziel ist, eine ganzheitliche H₂-Strategie in der Region zu entwickeln und ein umfangreiches H₂-Netzwerk aufzubauen, um sich frühzeitig als starke H₂-Modellregion zu positionieren. Die Webseite des Hydrogen Hub Aachen fungiert bisher als Informationswebseite mit der Möglichkeit, sich im Netzwerk zu registrieren. Darüber hinaus werden die Beteiligten kurz vorgestellt, in einem Kalender vergangene und bevorstehende Veranstaltungen öffentlich angekündigt und H₂-spezifische Nachrichten veröffentlicht.

H2Pro3 ist eine digitale Plattform des Konsortiums aus HyCologne, der Technischen Hochschule Köln und der coac GmbH mit dem klaren Fokus auf H₂-Technologien innerhalb des Rheinischen Reviers. Das Netzwerk strukturiert sich entlang der H₂-Wertschöpfungskette und soll Informationen sowie aktuelle H₂-Projekte aus der Region präsentieren. Derzeit sind vor allem kurze, gut aufbereitete Infoposts zu unterschiedlichen Technologien entlang der H₂-Wertschöpfungskette zu finden.

Der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH (OGE) hat die H₂-Projektkarte H2Connect ins Leben gerufen, die als kostenlose App und Webanwendung nutzbar ist. Auf dieser werden H₂-Vorhaben in ganz Europa kartografisch dargestellt und mit einer Kurzbeschreibung vorgestellt. Allerdings liegt der Fokus bislang auf Projekten innerhalb Deutschlands. Über einen Zeitregler am unteren Bildschirmrand kann der zeitliche Fortschritt der derzeit geplanten H₂-Transportinfrastruktur abgerufen werden. Neue H₂-Projekte und -Vorhaben können von allen Benutzerinnen und Benutzern jederzeit hinzugefügt werden und sind nach einer Überprüfung der Daten auf der Karte sichtbar.

Die Plattform H2BW der Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg (e-mobil BW GmbH) richtet sich vor allem an Unternehmen, Forschungseinrichtungen sowie Kommunen. Die vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg geförderte Plattform bündelt die Aktivitäten und Kompetenzen rund um Wasserstoff im Bundesland Baden-Württemberg an einer zentralen Stelle. Neben einer übersichtlichen Darstellung aller H₂-Projekte im Bundesland auf einer interaktiven Karte werden ebenso aktuelle Meldungen zu H₂-Themen veröffentlicht. Große H₂-Projekte, wie die vom Europäischen Fonds für

regionale Entwicklung (EFRE) geförderten H₂-Modellregionen oder der HyPerformer H2Rivers, verfügen über eine eigene Sektion auf H2BW, in welcher detailliert über die Vorhaben informiert wird und weiterführende Links zu den Projektwebseiten zu finden sind. Des Weiteren tragen eigene Studien und Publikationen, die zentral und kostenfrei abrufbar sind, zum Wissensaufbau und -transfer bei.

Mit der H2Land NRW Landkarte verfolgt das Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen das Ziel, einen Überblick über die zahlreichen Projekte, Initiativen, Institutionen und Unternehmen rund um das Thema Wasserstoff zu geben. Die Vorhaben werden dabei in die Bereiche „Innovationsprojekt“, „Forschungseinrichtung“, „H₂-Tankstelle“, „H₂-Pipeline“, „Hubs, Cluster & Netzwerke“ sowie „H₂-Region“ unterteilt, zu denen jeweils eine Kurzbeschreibung abrufbar ist.

Einen auf das Rheinische Revier konzentrierten ähnlichen Ansatz verfolgt die ZRR-Projektkarte Strukturwandel, ebenfalls vom Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Auch hier werden in einer Kartendarstellung im Rahmen des Strukturwandels initiierte Projektideen und Projekte angezeigt, wodurch neben dem Zukunftsfeld „Energie & Industrie“, in welchem H₂-Projekte zu finden sind, weitere Innovationsprojekte aus den Bereichen „Ressourcen & Agrobusiness“, „Innovation & Bildung“ und „Raum & Infrastruktur“ dargestellt werden. Durch Klicken auf die Karten-Icons gelangt der Nutzer zu einer Beschreibung des Vorhabens. Eine Vermittlung von Grundlagenwissen oder die Vorstellung von in den Zukunftsfeldern aktiven Unternehmen fehlt.

Die beschriebenen Plattformen unterscheiden sich im Hinblick auf ihre Spezifität, Zielregion

und Interaktivität stark voneinander. So liegt der alleinige Fokus bei der H2Pro3 beispielsweise auf der H₂-Technologie, während die ZRR-Projektkarte im Zuge des Strukturwandels initiierte Innovationsprojekte darstellt. Bezieht sich die H2Connect-Plattform in ihrer Darstellung auf Gesamtdeutschland, ist die Plattform H2BW einzig für Projekte in Baden-Württemberg bestimmt. Andere Plattformen, wie zum Beispiel H2Land NRW, beschränken sich größtenteils auf die geografische Lokalisierung nebst Projektkurzbeschreibung, wohingegen die DIP eine umfassende Plattform mit vielen Netzwerkfunktionen, ähnlich denen von bekannten sozialen Netzwerken, bietet.

Die vorgestellten Karten und Plattformen werden anschließend bewertet, um die für die Region AachenPLUS optimale Lösung zu identifizieren. Bewertungskriterien bilden:

- der Umfang geplanter Inhalte und Funktionen
- die öffentliche Zugänglichkeit
- die Etablierung der bestehenden Plattform
- die Aktualität und Diversität der geposteten Inhalte und Nutzer
- das Design und die Nutzerfreundlichkeit
- der technische Reifegrad

Die nachfolgende Tabelle gibt eine genaue Übersicht über die genannten Bewertungskriterien und deren Beschreibung. Die Gewichtung der Kriterien ist über die maximal erreichbaren Punkte dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Funktionalität und angebotenen Inhalte der Plattformen einen zentralen Stellenwert in der Bewertung einnehmen.

Tabelle 10: Bewertungskriterien zur Auswahl der geeigneten Wissensplattform

Kriterium	Beschreibung	Max. Punktzahl
Umfang der (geplanten) Inhalte & Funktionen	*Wissensfelder *Akteure (Unternehmen, Institutionen) *Kompetenzen *Match-Making *Projekte *Karte *News 1Punkt je Funktion	7
Öffentlicher Zugang	Ohne Registrierung: 0 – keine Einsicht, 1 – eingeschränkte Einsicht, 2 – volle Einsicht	2
Etablierung	Nutzerzahl, 0 – keine Nutzer, 1 – < 500 Nutzer, 2 – > 500 Nutzer	2
Aktualität & Diversität	Aktualität der Inhalte und Diversität der Nutzer Posts in den letzten 2 Monaten: 0 – < 10, 1 – > 10, 2 – von mehr als 5 Parteien	2
Design & Nutzerfreundlichkeit	Ist das Design ansprechend, übersichtlich und selbsterklärend? Subjektive Einschätzung und Punkte von 0 schlecht bis 3 sehr gut	3
Reifegrad	Wie weit ist die Implementierung der Plattform fortgeschritten? 0 – Launch noch geplant, 1 – Launch durchgeführt	1

Disclaimer: Die Bewertung bezieht sich dabei auf die Nutzbarkeit im Rahmen des HyExperts AachenPLUS und verwehrt sich einer Bewertung bezüglich ihres originären Zieles.

Die beiden Plattformen Digitale Innovationsplattform sowie H2BW bieten die meisten der geforderten Inhalte für den Aufbau einer Wissensplattform für den HyExperts AachenPLUS. Da der Fokus von H2BW jedoch allein auf

dem Bundesland Baden-Württemberg liegt, wird diese Lösung nicht weiter in Betracht gezogen, sodass die Webumgebung des Hydrogen Hub Aachens an Bedeutung gewinnt. Auf Basis dieser beiden Plattformen entsteht im Rahmen des HyExperts AachenPLUS eine digitale Wissensplattform für den Regionenverbund. Die Bewertung der drei am besten geeigneten Plattformen ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 11: Bewertungsergebnisse der Top 3 der vorstellten Plattformen

Plattform	Punktzahl / 17	Kommentar
Digitale Innovationsplattform – DIP	13	+ Ausgereifte, interaktive Plattform mit hoher Reichweite + Fokus auf die Region Euregio Maas-Rhein + Einbindung von externen Projektseiten und Newsfeed möglich
Plattform H2BW	13	+ Umfangreiche Plattform – Fokus auf Baden-Württemberg
Hydrogen Hub Aachen	9	+ Viele Funktionalitäten für Projekt -Landingpage vorhanden - Darstellung der Partner & Kompetenzen, Interaktion fehlt

Konzept der Wissensplattform

Die Wissensplattform wird in ein duales Konzept überführt, bestehend aus einer statischen Landingpage und interaktiven Funktionen. Die Landingpage ist in die Website des Hydrogen Hub Aachen eingebettet und ermöglicht den Abruf von Informationen und Faktenwissen zu Wasserstoff, während die interaktiven und dynamischen Funktionalitäten durch die Integration der Digitalen Innovationsplattform erfolgt. Diese ermöglicht unter anderem die Vorstellung von H₂-Akteuren und deren Vernetzung via intelligentem Matchmaking-Algorithmus sowie einen personalisierten Newsfeed. Diese beiden Kernelemente werden nachfolgend beschrieben.

Statische Landingpage auf Hydrogen Hub Aachen

Das regionenübergreifend sichtbare Projekt HyExperts AachenPLUS wird auf einer neuen Unterseite des Hydrogen Hub Aachen eingebettet, die als zentraler Ausgangspunkt für Informationen über den HyExperts AachenPLUS und assoziierte H₂-Projekte dient (siehe Abbildung 70).

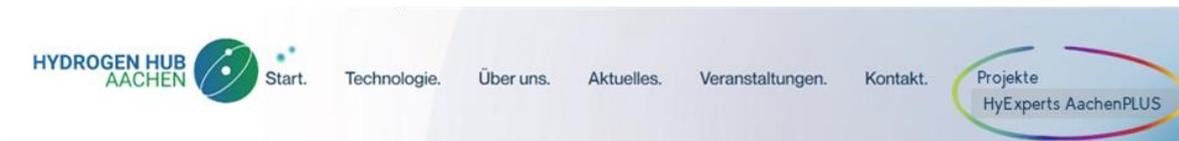


Abbildung 70: Konzept des neuen Webseiten-Headers des Hydrogen Hub Aachen mit Unterseite HyExperts AachenPLUS

Die Landingpage unterteilt sich weiter in die Kategorien „Start“, „Über uns“, „Basiswissen H₂“, „News & Events“, „Projekte“ und „Vorstudien“. Diese werden nachfolgend im Detail beschrieben.

Zunächst wird auf der Startseite die Grundidee des HyExperts AachenPLUS vorgestellt sowie die sich daraus abgeleitete Vision und die Mission präsentiert. Zudem wird ein Überblick über den Regionenverbund gegeben und Hinweise auf die Fördergeber sind ebenfalls zu finden (siehe Abbildung 71).



Abbildung 71: Konzeptionelle Darstellung der Startseite der Projekt-Landingpage

Im nächsten Reiter „Über uns“ (siehe Abbildung 72) werden die beteiligten Gebietskörperschaften – Stadt Aachen, StädteRegion Aachen, Kreis Düren, Kreis Euskirchen, Kreis Heinsberg und Kolpingstadt Kerpen – vorgestellt. Weiterführende Links führen zu den jeweiligen H₂-Themeninternetseiten. Neben den Gebietskörperschaften sind auch die Unterstützer – die IHK Aachen, die Aachener Gesellschaft für Innovation und Technologietransfer (AGIT), der Hydrogen Hub Aachen und HyCologne, das Netzwerk der Wasserstoff Region Rheinland, repräsentiert.

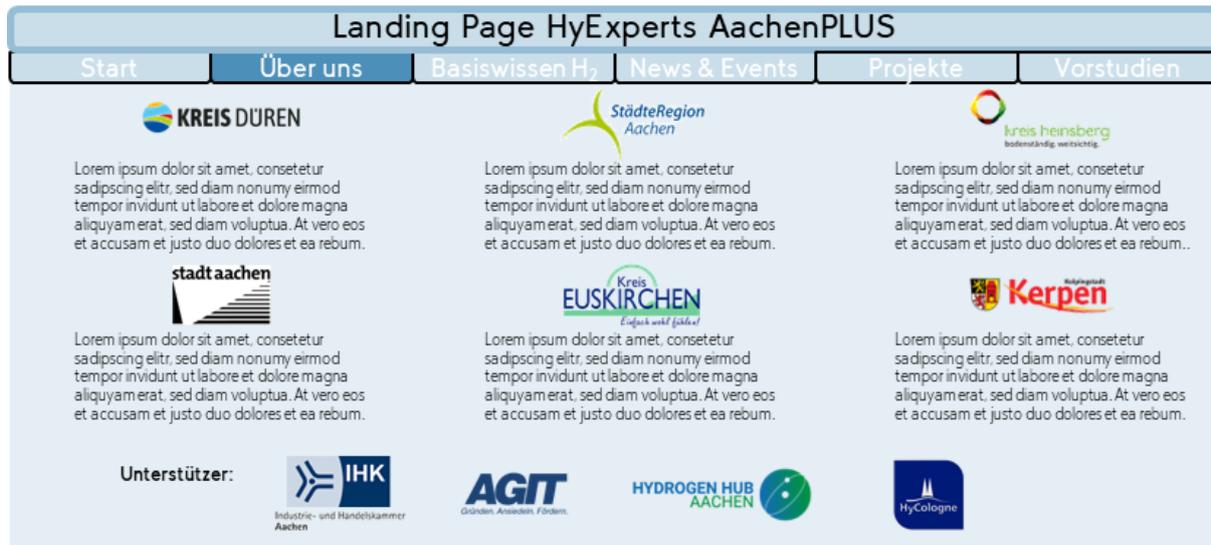


Abbildung 72: Konzeptionelle Darstellung des Reiters „Über uns“ auf der Projekt-Landingpage

Im Abschnitt „Basiswissen H₂“ (siehe Abbildung 73) wird den interessierten Besucherinnen und Besuchern, von Privatpersonen über verantwortliche Akteure auf kommunaler Ebene bis hin zu Vertretern aus Industrie und Wirtschaft, der einfache Einstieg in die Themenwelt Wasserstoff ermöglicht. In kurzen und prägnanten Infoposts werden hierbei die Grundlagen der H₂-Technologien entlang der H₂-Wertschöpfungskette erläutert. Unter dem Menüpunkt H₂-Erzeugung wird auf verschiedene Wege der H₂-Produktion eingegangen sowie die grundlegenden Eigenschaften von Wasserstoff erläutert und die daraus erwachsenden Perspektiven und Herausforderungen erklärt. Daneben werden Möglichkeiten der H₂-Veredlung, wie

die Methanisierung oder Herstellung von weiteren synthetischen Kraftstoffen, angesprochen, ebenso zahlreiche H₂-Speicheroptionen und deren Vor- und Nachteile. Darüber hinaus wird über H₂-Transport und -Distributionslösungen aufgeklärt und abschließend ein Überblick über die potenziellen H₂-Nutzungsoptionen in den Sektoren Gebäude, Industrie und Mobilität gegeben. Da viele Anbieter, beispielsweise H2Pro3, bereits gut aufbereitete Inhalte zur H₂-Wissensvermittlung anbieten, wird empfohlen, im Rahmen von Kooperationen mit Medienpartnern auf deren Informationsmaterial zurückzugreifen und zu verweisen.



Abbildung 73: Konzeptionelle Darstellung des Reiters „Basiswissen H₂“ auf der Projekt-Landingpage mit Inhalten von H2Pro3 [86]

Unter dem Reiter „News & Events“ (siehe Abbildung 74) werden regelmäßig Nachrichten über den Projektfortschritt und aktuelle H₂-spezifische Neuigkeiten aus dem HyExperts AachenPLUS und assoziierter H₂-Projekte aus den beteiligten Gebietskörperschaften veröffentlicht. Daneben wird über relevante Neuerungen im H₂-Themenbereich, beispielsweise veröffentlichte Förderungen oder regulatorische Änderungen wie der EU-Definition von

grünem Wasserstoff berichtet. Ein weiteres Kernelement der „News & Events“-Sektion macht ein öffentlicher Kalender aus, in dem anstehende Veranstaltungen der Allgemeinheit angezeigt werden. Dies sind beispielsweise öffentliche Informationsveranstaltungen, H₂-Messen, Inbetriebnahme einer Produktionsanlage oder Termine zur Vorstellung der H₂-Strategie.



Abbildung 74: Konzeptionelle Darstellung des Reiters „News & Events“ auf der Projekt-Landingpage

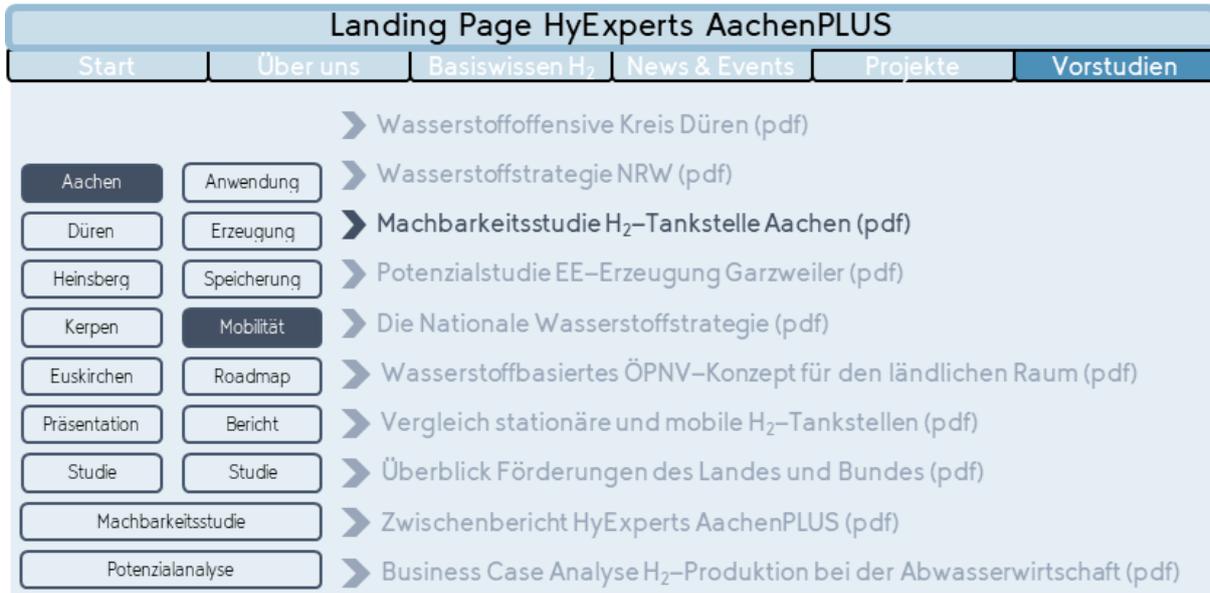
Um Interessierte aus der Öffentlichkeit sowie aus anderen Bereichen über die H₂-Aktivitäten in der Region AachenPLUS zu informieren, bietet sich besonders eine übersichtliche Kartendarstellung an. Diese zeigt an einer zentralen Stelle die existierenden und geplanten H₂-Projekte auf dem Gebiet aller Gebietskörperschaften. Nach dem Vorbild von H₂Land NRW und der ZRR-Projektkarte entsteht im Seitenreiter „Projekte“ eine interaktive Regionenkarte, in welche H₂-Projekte der Region – unterteilt nach Erzeugung, Forschung, Mobilität, Speicherung, Übertragung und Industrie – abgebildet sind (siehe Abbildung 75). Zur Erhöhung der Übersichtlichkeit sind durch Klicken auf die Kategorienlegende einzelne Bereiche an- oder abwählbar. Wird der Mauszeiger über ein bestimmtes Projektsymbol geführt und ausgewählt, erscheint eine Kurzbeschreibung des ausgewählten Projektes mit den wichtigsten Informationen zu seinem Ziel und seinen Inhalten, den Beteiligten und dem Projektzeitraum. Falls vorhanden, wird über Links auf die eigenen Projektwebseiten verwiesen.

Bereits von einzelnen Gebietskörperschaften durchgeführte Studien, aber auch neue Untersuchungen, werden im Reiter „Vorstudien“

zentral gesammelt und nach Veröffentlichung der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt. Die Bereitstellung ermöglicht einen spezifischen und gezielten Wissenstransfer, da Kommunen beim Aufbau einer H₂-Infrastruktur häufig mit denselben Problemstellungen konfrontiert sind. Durch den Wissenstransfer können Synergien zwischen Kommunen und Projekten genutzt und Silodenken reduziert werden. Dies schafft erhebliche Zeiteinsparungen und einen bedeutenden Mehrwert für den gesamten Regionenverbund AachenPLUS und legt Ressourcen sowie Kapazitäten zur Lösung einzelfallspezifischer Problemstellungen frei. Auf der Landingpage werden die vorhandenen Studien mit aussagekräftigen Schlagwörtern wie beispielsweise „Roadmap“, „Machbarkeitsstudie“, „Potenzialanalyse“ oder „Mobilität“ indiziert. Dies ermöglicht es, gezielt geeignete Studien für eine ähnliche Fragestellung herauszusuchen, die auf der Landingpage des HyExpert AachenPLUS direkt heruntergeladen werden können (siehe Abbildung 76).



Abbildung 75: Konzeptionelle Darstellung H₂-Projektkarte auf dem Reiter „Projekte“



The screenshot shows the 'Landing Page HyExperts AachenPLUS' with a navigation bar containing 'Start', 'Über uns', 'Basiswissen H₂', 'News & Events', 'Projekte', and 'Vorstudien'. Below the navigation bar, there is a grid of buttons for location and topic selection. The 'Aachen' location button is highlighted. To the right, a list of studies is displayed, each with a right-pointing arrow and a PDF link.

Location	Topic	Study Title
Aachen	Anwendung	Wasserstoffoffensive Kreis Düren (pdf)
Düren	Erzeugung	Wasserstoffstrategie NRW (pdf)
Heinsberg	Speicherung	Machbarkeitsstudie H ₂ -Tankstelle Aachen (pdf)
Kerpen	Mobilität	Potenzialstudie EE-Erzeugung Garzweiler (pdf)
Euskirchen	Roadmap	Die Nationale Wasserstoffstrategie (pdf)
Präsentation	Bericht	Wasserstoffbasiertes ÖPNV-Konzept für den ländlichen Raum (pdf)
Studie	Studie	Vergleich stationäre und mobile H ₂ -Tankstellen (pdf)
Machbarkeitsstudie		Überblick Förderungen des Landes und Bundes (pdf)
Potenzialanalyse		Zwischenbericht HyExperts AachenPLUS (pdf)
		Business Case Analyse H ₂ -Produktion bei der Abwasserwirtschaft (pdf)

Abbildung 76: Konzeptionelle Darstellung der gesammelten Vorstudien und Selektion der relevanten Ergebnisse zum Wissenstransfer

Digitalplattform Hyperegio DIP

Über die statischen Inhalte der Projektseite hinaus, integriert in die Seite des Hydrogen Hub Aachen, wird für die interaktiven Vernetzungsfunktionen auf die bereits etablierte Digitalplattform Hyperegio DIP zurückgegriffen. Die DIP wurde im Jahr 2019 im Rahmen eines Interreg-Projektes der Euregio Maas-Rhein gegründet. Zielgruppe sind vor allem Startups, Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Kommunen, aber auch Privatpersonen können sich auf der Plattform registrieren und präsentieren. Dabei fokussiert sich die DIP nicht alleinig auf H₂-Themen, sondern steht allen Innovationsthemen offen. Dies vergrößert die potenzielle Anwendergruppe und die Reichweite enorm. So wird die DIP derzeit bereits von anderen Innovationsprojekten, zum Beispiel EMR H₂ Booster oder MATMED aktiv genutzt.

Wie bei bekannten sozialen Netzwerken bildet die Startseite eines jeden Users sein personali-

sierter Feed. Dieser wird, basierend auf den jeweiligen Interessen, Aktivitäten und dem persönlichen Netzwerk, individuell zusammengestellt. Der personalisierte Feed dient als Ausgangspunkt zur Informationsbeschaffung oder Recherche potenzieller Kooperationspartner. Im Zusammenbringen potenzieller Partner liegt der Hauptzweck der Hyperegio DIP. Hierzu haben Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Kommunen die Möglichkeit, Angebote und Gesuche zu platzieren. In diesen beschreiben sie ihr Vorhaben und teilen mit, welche Kooperationspartner sie benötigen oder welche Leistungen sie anbieten. Zusätzlich zum manuellen Browsen durch Angebote und Gesuche matcht ein intelligenter Matchmaking-Algorithmus zielgerichtet Partner und Kunden für die Umsetzung zukünftiger innovativer Projekte bzw. schlägt potenzielle Interessenten vor. Dies geschieht auf Grundlage der in den Angeboten und Gesuchen angegebenen Schlagworte und Interessen. Die darauffolgende Kontaktaufnahme kann über die Nachrichtenfunktion

direkt auf der DIP stattfinden. Verbundvorhaben, wie beispielsweise das HyExperts AachenPLUS, haben zudem die Möglichkeit, geschlossene oder öffentliche Gruppen zu erstellen. Neben der Präsentation des HyExperts mit seinen Projektzielen lädt die spezifische HyExperts-Gruppe in einer fokussierten Umgebung zum Netzwerken ein. Zusätzlich besteht die Option, wichtige Dokumente zentral abzuliegen, sodass jede Institution und jeder Nutzer bzw. jede Nutzerin darauf zugreifen kann. Alle

Funktionen, die global über die gesamte DIP angeboten werden, stehen auch innerhalb der Gruppe zur Verfügung, zum Beispiel der Marktplatz mit den Angeboten und Gesuchen. Außerdem informieren Veröffentlichungen über den Status einzelner Vorhaben und den Fortschritt des Gesamtprojektes. Über einen Gruppenkalender sind anstehende Veranstaltungen im Rahmen des HyExperts AachenPLUS transparent für alle Gruppenmitglieder zugänglich.

Konzept des Kompetenzatlas

Die Region AachenPLUS verfügt im Bereich Wasserstoff über ein breites Spektrum an Kompetenzen, Interessen und Aktivitäten. Zur Sicherstellung der für die Marktakteure erforderlichen Transparenz wird im Zuge des Projektes ein Konzept für einen Kompetenzatlas entwickelt. Dieser liefert eine umfassende und stets aktuelle Übersicht aller Akteure und Aktivitäten in der Region. Darüber hinaus erfolgt die einfache Zuordnung und Verortung der Akteure durch eine geografische und kompetenzbasierte Clusterung der ansässigen Industrie. Für die Etablierung des Kompetenzatlas ist es notwendig, relevante Informationen der Akteure, Projekte, Kompetenzen und Aktivitäten zu recherchieren und zusammenzustellen. Im Zuge einer Metaanalyse entsteht

eine umfangreiche Sammlung aktueller Studien, Projekte und Netzwerke. Ergänzend werden unternehmensspezifische Daten zusammengetragen, vor allem Adressdaten, Kompetenzen im Bereich Wasserstoff und Kontaktdaten der Ansprechpartnerinnen und -partner. Dies erfolgt durch eine standardisierte Datenabfrage mittels geeigneter Umfrageprogramme, wie beispielsweise Microsoft Forms. Aufbauend auf dieser Datenbasis werden die verschiedenen Akteure und Aktivitäten entlang der H₂-Wertschöpfungskette sowie weiteren Querschnittsfunktionen sichtbar. Dies kann durch die Verteilung von mehreren Keywords zu jedem Akteur erfolgen. Mithilfe der Adressdaten wird so eine Karte erstellt, welche die relevanten Akteure in der Region verortet (siehe exemplarisch Abbildung 77).

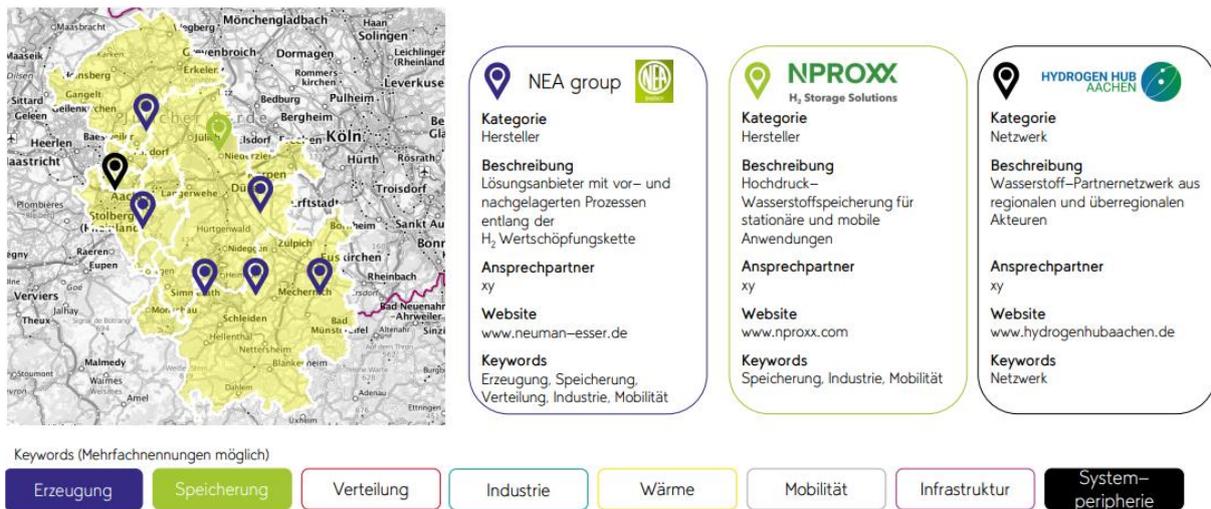


Abbildung 77: Umsetzungsvorschlag Kompetenzatlas

Der interaktive Kompetenzatlas wird der Öffentlichkeit zugänglich gemacht und zentral angeboten. Dafür ist es sinnvoll, den Kompetenzatlas auf der Seite des Hydrogen Hub Aachen zu integrieren. Die durch den Kom-

petenzatlas geschaffene Transparenz der regionalen Kompetenzen und der Akteursvielfalt fördert nicht nur die Vernetzung und den Austausch innerhalb der Region. Vielmehr erhöht sie auch deren überregionale Sichtbarkeit.

Umsetzung der Wissensplattform und des Kompetenzatlas

Die IHK Aachen, die für den Hydrogen Hub Aachen verantwortlich ist, hat bereits Kontakt zu einer Medienagentur aufgenommen, welche die Implementierung der Landingpage mit den vorgestellten Funktionalitäten auf der Webseite des Hydrogen Hub Aachen umsetzt. Ein Austausch zwischen den Verantwortlichen der beauftragten Medienagentur und des Teams der Hyperegio DIP wurde arrangiert. Hierbei wurden die Schnittstellen für die reibungslose Synchronisation der News- und Kalenderaufträge definiert. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass in Zukunft die gleichen Infoposts mit Neuigkeiten aus den H₂-Projekten des Regionenverbands AachenPLUS sowie Einladungen zu öffentlichen Veranstaltungen

sowohl auf der Landingpage als auch auf der Hyperegio DIP zu finden sind. Auf der Digitalen Innovationsplattform wurde eine öffentliche Gruppe zum HyExpert AachenPLUS gegründet und Einladungen an alle beteiligten Gebietskörperschaften sowie die weiteren in den Prozess involvierten Akteure aus Industrie und Forschung geschickt. Darüber hinaus werden die Mitglieder des H₂-Netzwerks Hydrogen Hub Aachen regelmäßig an den Beitritt erinnert. Da die Qualität eines jeden Netzwerks stark von der Interaktion ihrer Nutzerinnen und Nutzer abhängt, sollen neue Anwenderinnen und Anwender sowie deren Aktivitäten durch regelmäßige Statusmeldungen zum Fortschritt des Projektes gesteigert werden.

II. Tabellen zu Kapitel 5.2

Tabelle 12: H₂-Bedarfe der betrachteten Landkreise pro Stützjahr, nach Schlüsselbranche [GWh/a]

	Kreis Düren	Kreis Euskirchen	Kreis Aachen	Kolpingstadt Kerpen	Kreis Heinsberg
H₂-Bedarfe im Jahr 2025 [GWh/a]					
Glasindustrie	0	13	66	0	21
Papierindustrie	38	18	0	4	0
Metallverarbeitung	2	1	3	0	3
H₂-Bedarfe im Jahr 2030 [GWh/a]					
Glasindustrie	0	32	164	0	52
Papierindustrie	95	45	0	11	0
Metallverarbeitung	5	3	8	0	8
H₂-Bedarfe im Jahr 2035 [GWh/a]					
Glasindustrie	0	51	263	0	83
Papierindustrie	153	72	0	18	0
Metallverarbeitung	8	5	12	0	12

Tabelle 13: Stoffwerte und verbrennungstechnische Kenngrößen von Wasserstoff und Methan [25 °C/0 °C]

	Einheit	CH ₄	H ₂	Relative Abweichung [%]
Normdichte	[kg/m _{N3}]	0,7175	0,0899	- 87,47
volumetrischer Heizwert	[MJ/m _{N3}]	35,89	10,79	- 69,74
volumetrischer Brennwert	[MJ/m _{N3}]	39,83	12,74	- 68,00
oberer Wobbe-Index	[MJ/m _{N3}]	55,47	50,14	- 9,61
untere Zündgrenze	[Vol.-%]	5,00	4,00	- 20,00
obere Zündgrenze	[Vol.-%]	15,00	74,20	394,60
adiabate Flammentemperatur (λ = 1)	[°C]	2774,00	2761,00	- 0,47
min. Sauerstoffbedarf	[m _{N3} O ₂ /m _{N3} Gas]	2,00	0,50	- 75,00

III. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gesamt-Roadmap Teil 1	5
Abbildung 2: Gesamt-Roadmap Teil 2	6
Abbildung 3: Karte der HyExperts Region AachenPLUS.....	8
Abbildung 4: Vergleich zwischen Szenariorahmen und den „Big-Five-Studien“: Onshore-Ausbau für Deutschland.....	13
Abbildung 5: Vergleich zwischen Szenariorahmen und den „Big-Five-Studien“: Photovoltaik	14
Abbildung 6: Potenzial vs. Ausbaupfad der Onshore-Windenergie in der Region AachenPLUS.....	15
Abbildung 7: Potenzial vs. Ausbaupfad der PV in der Region AachenPLUS	16
Abbildung 8: EE-Erzeugung vs. Stromverbrauch in der Region AachenPLUS.....	17
Abbildung 9: Auswahl der Leistung eines Elektrolyseurs.....	19
Abbildung 10: Anschlusspunkte der Offshore-Anbindung gemäß NEP Strom (ungefähre Lage).....	21
Abbildung 11: Technologiesteckbrief am Beispiel H ₂ -Druckspeicher	23
Abbildung 12: Vergleich von Kosten und technischer Reife von Speicher- und Infrastrukturtechnologien nach [18]–[25]	24
Abbildung 13: H ₂ -Netze Gasunie in 2030 [19].....	26
Abbildung 14: Netzausbauvisionen des Port of Rotterdam: Der „Delta Rhine Corridor“ [20].....	27
Abbildung 15: Status quo potenziell nutzbarer H ₂ -Infrastrukturen (eigene Abbildung)	28
Abbildung 16: H ₂ -Netze nach NEP Gas 2022-32 in 2027 (links) und 2032 (rechts), Einfärbung nach Einspeisung [21].....	30
Abbildung 17: Verwendete Technologiebausteine für die Distributionskonzepte	31
Abbildung 18: Mittel- und langfristige Distributionsoptionen für die Region AachenPLUS	32
Abbildung 19: Ausgewählte Distributionskonzepte der Region AachenPLUS.....	33
Abbildung 20: Kostenvergleich der Distributionskonzepte und zeitliche Entwicklung	34
Abbildung 21: Übersicht der geplanten Projekte zur Integration von Brennstoffzellenfahrzeugen in der Region AachenPLUS (Anschaffung der Fahrzeuganzahl bis zum jeweiligen Jahr).....	38
Abbildung 22: Überschlüssiger Hochlauf des aus der Mobilität resultierenden H ₂ -Bedarfs anhand von zwei verschiedenen Analyseansätzen.....	40
Abbildung 23: H ₂ -Bedarf der Stützjahre und Skizzierung einer Tankstelleninfrastruktur (Radius 15 km)	43
Abbildung 24: H ₂ -Infrastruktur für den Schienenverkehr (Schienennetz Stand 2023).....	44
Abbildung 25: Industrielle H ₂ -Bedarfe für Prozesswärme in der Region AachenPLUS nach Stützjahren	48
Abbildung 26: Industrielle H ₂ -Bedarfe für Raumwärme und Warmwasser nach Schlüsselbranchen und Stützjahren	50
Abbildung 27: Prozesskette der Glasherstellung (Quelle: BV Glas [45]).....	53
Abbildung 28: Stufen der Umsetzung von Vorhaben im H ₂ -Bereich	65
Abbildung 29: Einordnung der Akteure entlang der H ₂ -Wertschöpfungskette	67
Abbildung 30: Geografische Einordnung der Akteure aus Forschung und Wissenschaft.....	68
Abbildung 31: Karte zu Forschungseinrichtungen und Projekten in der Region AachenPLUS	70
Abbildung 32: Auswahlmöglichkeiten verschiedener Antriebstechnologien	72

Abbildung 33: Well-to-Wheel-Analyse nach DIN EN 16258 [61]	73
Abbildung 34: Grenzen der Well-to-Wheel-Analyse nach DIN EN 16258 [68]	74
Abbildung 35: Well-to-Wheel-spezifische Annahmen verschiedener Antriebstechnologien	74
Abbildung 36: Wirkungsgradverluste der Antriebstechnologien	75
Abbildung 37: Vergleich der Energieverbräuche WtT und TtW der Bus-Antriebstechnologien	76
Abbildung 38: Vergleich der Energieverbräuche WtT und TtW der Zug-Antriebstechnologien	77
Abbildung 39: Vergleich der THG-Emissionen WtT und TtW der Busantriebstechnologien	78
Abbildung 40: Vergleich der THG Emissionen WtT und TtW von FCEV-, BEV-, FT-Diesel-, und Diesel-Zug	78
Abbildung 41: Einfluss des Strommixes auf die THG-Emissionen am Beispiel BEV-Bus	79
Abbildung 42: Vergleich: WtW-Energieverbräuche und THG-Emissionen der Antriebstechnologien ..	80
Abbildung 43: Übersicht der betrachteten Kostenstrukturen bei der TCO-Analyse	81
Abbildung 44: Annahmen der FCEV-Fahrzeuge für die TCO-Betrachtung © Foto: Caetano Bus Toyota	82
Abbildung 45: Kostenannahmen der Tankinfrastruktur für die TCO-Betrachtung.....	83
Abbildung 46: Entwicklung der TCO von FCEV-Bussen im ländlichen Raum	83
Abbildung 47: Aufschlüsselung der TCO für den FCEV-Bus im ländlichen Raum im Jahr 2025.....	84
Abbildung 48: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung zum Basisfall mit TCO von 3,21 €/km für FCEV- Busse im ländlichen Raum.....	85
Abbildung 49: Kostenannahmen der Ladeinfrastruktur für die TCO-Betrachtung von BEV-Bussen	86
Abbildung 50: Annahmen der BEV-Busse für die TCO-Betrachtung © Foto: Daimler Truck	87
Abbildung 51: Entwicklung der TCO von BEV-Bussen im städtischen Raum	87
Abbildung 52: Aufschlüsselung der TCO für den BEV-Bus im städtischen Raum im Jahr 2025	88
Abbildung 53: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung zum Basisfall mit TCO von 3,28 €/km für BEV-Busse im städtischen Raum.....	89
Abbildung 54: Annahmen der FCEV-Züge für die TCO-Betrachtung © Foto: ALSTOM	90
Abbildung 55: Entwicklung der TCO von FCEV-Zügen	91
Abbildung 56: Aufschlüsselung der TCO für den FCEV-Zug im Jahr 2025	91
Abbildung 57: Kostenannahmen der Tankstelleninfrastruktur für die TCO-Betrachtung von FCEV-Zügen	91
Abbildung 58: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung zum Basisfall mit TCO von 7,86 €/km für FCEV-Züge	92
Abbildung 59: Vergleich der kilometerspezifischen TCO von FCEV-Bussen, BEV-Bussen und FCEV-Zügen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035. Die gestrichelte Linie markiert die TCO der günstigsten Mobilitätstechnologie (FCEV-Bus) im ersten Stützjahr 2025	93
Abbildung 60: TCO bezogen auf die Personenkilometer	95
Abbildung 61: Beispielhafte Governance-Struktur zur Umsetzung der H ₂ -Strategie	99
Abbildung 62: Mögliche Anbindungen an das belgische und niederländische H ₂ -Netz, eigene Abbildung	101
Abbildung 63: Sektoren-Roadmap Erzeugungspfade und -strukturen	103
Abbildung 64: Sektoren-Roadmap Transmission und Distribution	107
Abbildung 65: Sektoren-Roadmap Mobilität und Verkehr	111
Abbildung 66: Sektoren-Roadmap Industrie	114
Abbildung 67: Sektoren-Roadmap Gebäude.....	116

Abbildung 68: Sektoren-Roadmap Forschung, Entwicklung & Implementierung.....	119
Abbildung 69: Analysierte Plattformen.....	123
Abbildung 70: Konzept des neuen Webseiten-Headers des Hydrogen Hub Aachen mit Unterseite HyExperts AachenPLUS	127
Abbildung 71: Konzeptionelle Darstellung der Startseite der Projekt-Landingpage	127
Abbildung 72: Konzeptionelle Darstellung des Reiters „Über uns“ auf der Projekt-Landingpage	128
Abbildung 73: Konzeptionelle Darstellung des Reiters „Basiswissen H ₂ “ auf der Projekt-Landingpage mit Inhalten von H2Pro3 [86]	129
Abbildung 74: Konzeptionelle Darstellung des Reiters „News & Events“ auf der Projekt-Landingpage	129
Abbildung 75: Konzeptionelle Darstellung H ₂ -Projektkarte auf dem Reiter „Projekte“	130
Abbildung 76: Konzeptionelle Darstellung der gesammelten Vorstudien und Selektion der relevanten Ergebnisse zum Wissenstransfer	131
Abbildung 77: Umsetzungsvorschlag Kompetenzatlas	133

IV. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Transportpipelines in der Region und potenzielle H ₂ -Kapazitäten.....	29
Tabelle 2: Verfügbarkeit und regionale Wertschöpfung der Distributionskonzepte	35
Tabelle 3: Kalkulierte H ₂ -Bedarfe aus studienbasierter Fahrzeugentwicklung und Bedarfen aus ÖPNV-Projektvorhaben – inklusive potenzieller Bedarfe durch Personenzüge in Düren [+XX].....	42
Tabelle 4: Prozesswärmebedarfe der regionalen Schlüsselbranchen nach Temperaturniveaus [GWh/a] [35].....	46
Tabelle 5: Zu substituierende Prozesswärmebedarfe der Schlüsselbranchen nach Temperaturintervallen pro Stützjahr [GWh/a].....	47
Tabelle 6: Kurzvorstellung von RWTH Aachen University [71], FZJ [72] und FH Aachen [73].....	66
Tabelle 7: Rahmenbedingungen des Basisszenarios und der beiden Sensitivitätsszenarien „Optimistisch“ und „Konservativ“ für FCEV-Busse im ländlichen Raum (reale Preise)	85
Tabelle 8: Rahmenbedingungen des Basisszenarios und der beiden Sensitivitätsszenarien „Optimistisch“ und „Konservativ“ für BEV-Busse im städtischen Raum (reale Preise)	89
Tabelle 9: Rahmenbedingungen des Basisszenarios und der beiden Sensitivitätsszenarien „Optimistisch“ und „Konservativ“ für FCEV-Züge (reale Preise)	92
Tabelle 10: Bewertungskriterien zur Auswahl der geeigneten Wissensplattform	125
Tabelle 11: Bewertungsergebnisse der Top 3 der vorstellten Plattformen	126
Tabelle 12: H ₂ -Bedarfe der betrachteten Landkreise pro Stützjahr, nach Schlüsselbranche [GWh/a]	134
Tabelle 13: Stoffwerte und verbrennungstechnische Kenngrößen von Wasserstoff und Methan [25 °C/0 °C].....	134

V. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AFIR	Alternative Fuels Infrastructure Regulation
AGIT	Aachener Gesellschaft für Innovation und Technologietransfer mbH
ASEAG	Aachener Straßenbahn und Energieversorgungs-AG
BEMU	Battery Electric Multiple Unit (batterieelektrischer Zug)
BEV	Battery Electric Vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug)
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BV Glas	Bundesverband Glasindustrie
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DA	Delegated Act (Delegierter Rechtsakt)
DIP	Digitale Innovationsplattform
DN	Nenndurchmesser
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFRE	Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
FH Aachen	Fachhochschule Aachen
FNB	Ferngasleitungsnetzbetreiber
FT-Diesel	Fischer-Tropsch-Diesel
FZ Jülich	Forschungszentrum Jülich
GWl	Gas- und Wärmeinstitut Essen
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O ₂	Wasserstoffperoxid
H2BW	Plattform Wasserstoff für Baden-Württemberg
HEMU	Hydrogen Electric Multiple Unit (Brennstoffzellenzug)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HRS	Hydrogen Refueling Station (H ₂ -Tankstelle)
IHK Aachen	Industrie- und Handelskammer Aachen
LANUV	Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
LOHC	liquid-organic hydrogen carrier (flüssige, organische H ₂ -Träger)
MENA-Region	Middle East and North Africa (Mittlerer Osten und Nordafrika)

MoU	Memorandum of Understanding (Absichtserklärung)
NEP	Netzentwicklungsplan
NETG	Nordrheinische Erdgastransportleitungsgesellschaft
NRW	Nordrhein-Westfalen
OGE	Open Grid Europe GmbH
OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PPA	Power Purchase Agreement (Stromkaufvereinbarung)
PV	Photovoltaik
QSL-Verfahren	Verfahren zur Verhüttung von Blei
RED II	Renewable Energy Directive II
RWTH Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
SIP	Staatlich induzierte Preiskomponente
SzR	Szenariorahmen
TCO	Total Cost of Ownership (Gesamtkosten über Produktlebensspanne)
THG	Treibhausgas-Emissionen
TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)
TtW	Tank-to-Wheel („vom Tank bis zum Rad“)
Vbh	Vollbenutzungsstundenzahl
WtT	Well-to-Tank („vom Bohrloch bis in den Tank“)
WtW	Well-to-Wheel („vom Bohrloch bis zum Rad“)
ZRR	Zukunftsagentur Rheinisches Revier GmbH

VI. Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. Juni 2020.
- [2] Rat der Europäischen Union, „Fit für 55“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- [3] „HyLand - Wasserstoffregionen in Deutschland“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hy.land/>
- [4] „Was ist das HyExperts-Programm?“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.hy.land/wp-content/uploads/2022/04/Flyer-Du%CC%88ren_V03.pdf
- [5] „Potenzial für Neues. ‚HYDROGEN HUB Aachen‘, wer, was, warum?“ [Online]. Verfügbar unter: <https://hydrogenhubaachen.de/ueber-uns.html>
- [6] „Potenzialstudie Windenergie NRW, LANUV-Fachbericht 124“. April 2022.
- [7] „Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW, Teil 2 - Solarenergie, LANUV-Fachbericht 40“. 2023.
- [8] „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“.
- [9] dena, „dena Leitstudie Abschlussbericht“. 2021.
- [10] Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. - Langfassung“. 2021.
- [11] BDI, „BDI (2021) | Bundesverband der deutschen Industrie e. V. (Hrsg.) (BDI): KLIMAPFADE 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft.“, 2021, [Online]. Verfügbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/>
- [13] Forschungsprojekt Ariadne, „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität“. [Online]. Verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>
- [14] „Bedarfsermittlung 2023 - 2037 / 2045, Genehmigung des Szenariorahmens 2023 - 2037 / 2045“. Juli 2022.
- [15] Europäische Kommission, „Pressemitteilung der Europäischen Kommission: Kommission legt Vorschriften für erneuerbaren Wasserstoff fest“. 13. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_23_594
- [16] NASA, „Technology Readiness Level“. 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level
- [17] umlaut energy GmbH - Part of Accenture, *Wasserstoffwertschöpfungskette im Rheinischen Revier*. Zukunftsagentur Rheinisches Revier, 2022.
- [18] E. Rivard, M. Trudeau, und K. Zaghbi, „Hydrogen Storage for Mobility: A Review“, *Materials*, Bd. 12, Nr. 12, S. 1973, Juni 2019, doi: 10.3390/ma12121973.
- [19] Charlotte van Leeuwen, University of Groningen, „Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation“. Store&Go, 2018.
- [20] Kearney Energy Transition Institute, „Hydrogen applications and business models“. 2020.

- [21] M. Niermann, S. Drünert, M. Kaltschmitt, und K. Bonhoff, „Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain“, *Energy Environ. Sci.*, Bd. 12, Nr. 1, S. 290–307, 2019, doi: 10.1039/C8EE02700E.
- [22] J. Andersson und S. Grönkvist, „Large-scale storage of hydrogen“, *Int. J. Hydrog. Energy*, Bd. 44, Nr. 23, S. 11901–11919, Mai 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063.
- [23] V. Dias, M. Pochet, F. Contino, und H. Jeanmart, „Energy and Economic Costs of Chemical Storage“, *Front. Mech. Eng.*, Bd. 6, S. 21, Mai 2020, doi: 10.3389/fmech.2020.00021.
- [24] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, und D. Stolten, „A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany“, *Appl. Energy*, Bd. 247, S. 438–453, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.064.
- [25] IEA, „Global Hydrogen REVIEW 2021“, 2021.
- [26] Port of Rotterdam, „DELTA CORRIDOR CONNECTING INDUSTRIES“, Apr. 2021.
- [27] FNB Gas - Der Fernleitungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Gas 2022 - 2032. Zwischenstand“. [Online]. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022_07_06_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf
- [28] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., „Der Gasnetzgebietstransformationsplan Ergebnisbericht 2022“, Sep. 2022.
- [29] ASEAG, „Vision 2027 ASEAG“. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.aseag.de/fileadmin/aseag_media/documents/Vision2027/Vision_2027_ASEAG.pdf
- [30] RVK, „Zukunftsthema Wasserstoff im Kreis Euskirchen“, 2021. <https://www.rvk.de/pressemitteilungen/detail/zukunftsthema-wasserstoff-im-kreis-euskirchen>
- [31] West-Verkehr, „Die erhoffte Anschaffung von wasserstoffbetriebenen Linienbussen im Kreis Heinsberg wird umgesetzt“, 2022. <https://www.west-verkehr.de/index.php/de/west-news>
- [32] Kolpingstadt Kerpen, „RealLabor SpeicherStadt Kerpen“, 2019. https://www.stadt-kerpen.de/media/custom/1708_13894_1.PDF?1595338148
- [33] Stadt Aachen, „Pionierarbeit: Aachen nimmt zwei Wasserstofffahrzeuge für die Abfallsammlung in Betrieb“. https://www.aachen.de/DE/stadt_buerger/aachener_stadtbetrieb/wasserstofffahrzeuge.html
- [34] B. Gillissen, J. Kuhn, T. Pöll, M. Robinius, und D. Stolten, „Wasserstoffoffensive Kreis Düren“. Kreis Düren, 2021.
- [35] S. Cerniauskas, T. Grube, A. Praktijn, D. Stolten, und M. Robinius, „Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry: The Impact of CO₂ Taxes“, 2019.
- [36] SCI4climate.NRW, „Quantitativer Vergleich aktueller Klimaschutzszenarien für Deutschland“, 2022. https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2022/samadi-2022-vergleich-aktueller-klimaschutzszenarien-fuer-deutschland-csci4climatenrw.pdf
- [37] bast - Bundesanstalt für Straßenwesen, „Automatische Dauerzählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen“. https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html
- [38] Verbund Umweltverträglichkeitsprüfung der Länder, „Planfeststellungsverfahren für die Elektrifizierung der Euregiobahn, Bahnhof Herzogenrath (Pfa 3)“, 2021. <https://www.uvp-verbund.de/trefferanzeige?docuuid=14C93744-A9C3-4C50-A236-42E41E48B9D1>
- [39] Rurtalbahn, „Erster Wasserstoffzug auf der Rurtalbahn-Strecke im Test“, 2020. <https://www.rurtalbahn.de/2020/02/18/bonn-ist-in-diesem-jahr-zum-dritten-mal-ziel-der-kreis-dueren-tage/>
- [40] Umwelt Bundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle, „Register Emissionshandelspflichtige Anlagen, 2019“, 2020.

- https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/anlagenlisten/2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [41] „Agentur für Erneuerbare Energien e. V.: Industrieller Wärmebedarf nach Wirtschaftszweigen.“ 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/industrieller-waermebedarf-nach-wirtschaftszweigen>
- [42] AG Energiebilanzen, „AG Energiebilanzen (2020). Energiebilanz Bundesrepublik Deutschland 2019“. 2020.
- [43] „HyGlass - Abschlussbericht“, 2022.
- [44] Umweltbundesamt, „Entwicklung und Zielerreichung der Treibhausgasemissionen in Deutschland im Sektor Industrie des Klimaschutzgesetzes (KSG)“. 2023.
- [45] DIE PAPIERINDUSTRIE, „DIE PAPIERINDUSTRIE: Leistungsbericht PAPIER 2021. Bonn. 2021“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.papierindustrie.de/papierindustrie/statistik/papier-2022-herunterladen>
- [46] BMWK, „Effiziente Nutzung von Wasserstoff in der Glas-, Keramik-, Papier- und NE-Metallindustrie“, 2022.
- [47] Erdwich - Shredding unlimited, „Reject Aufbereitung“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.erdwich.com/einsatzbereiche/reject/>
- [48] Regionalstatistik Genesis, „Betriebe und beschäftigte Personen nach Wirtschaftszweigen (WZ 2008)“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.regionalstatistik.de/genesisws/downloader/00/tables/42111-02-03-4_00.csv
- [49] Franz Joseph Dreyhaupt (Hrsg.), „VDI-Lexikon Umwelttechnik.“ VDI-Verlag Düsseldorf 1994.
- [50] Stadt Stolberg, „Lexikon der Stadt Stolberg: Alphabet der Heimatkunde - Buchstabe Q - QSL-Verfahren“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.stolberg-abc.de/htdocs/qt.txt.htm>
- [51] Chemie.de, „Chemie.de / Lexikon / Blei“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.chemie.de/lexikon/Blei.html#_ref-2/
- [52] NRE.Energy4Climate, „NRW.Energy4Climate: Best Practice - HyGlass“, 2021. <https://www.energy4climate.nrw/themen/best-practice/hyglass>
- [53] Zier, M. et al., „Zier, M., et al. (2021). A review of decarbonization options for the glass industry“, 2021.
- [54] FEVE - The European Container Glass Federation, „A Fundamental Milestone Towards Climate-Neutral Glass Packaging“, *Quantitativer Vergleich aktueller Klimaschutzzszenarien für Deutschland*, 2022. <https://feve.org/glass-industry/projects/furnace-future/>
- [55] BV Glas, „Behälterglasindustrie auf dem Weg zu 50 Prozent CO₂-Reduktion“, 2021. <https://www.bvglas.de/detail/news/behaelterglasindustrie-auf-dem-weg-zu-50-prozent-co2-reduktion/>
- [56] W. Voß, „Industriegruppensekretär Glas der IG BCE“.
- [57] Destatis, „Erdgaspreise für Nicht-Haushalte: Deutschland, Jahre, Jahresverbrauchsklassen, Preisbestandteile“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=61243-0015&language=de#abreadcrumb>
- [58] S. „Verband der bayrischen Wirtschaft (vbv)“, „Strompreisprognose“, 2022, [Online]. Verfügbar unter: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Strompreisprognose.pdf
- [59] Umweltbundesamt, „Emissions trading rings up record revenues: More than 13 billion euros for climate protection. Emissions trading squares ambitious climate action with social compatibility and economic competitiveness.“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/en/press/pressinformation/emissions-trading-rings-up-record-revenues-more>

- [60] Umweltbundesamt, „Umweltbundesamt 2022, Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen“, 2022. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_liste_2022_brennstoffe_und_industrie_final.xlsx
- [61] Statista, „Um wieviel Prozent dürfte ein nachhaltig und umweltschonend hergestelltes Produkt maximal teurer sein als ein konventionell erzeugtes Produkt, damit Sie es für einen Kauf in Erwägung ziehen würden?“, 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1154639/umfrage/umfrage-zur-preisbereitschaft-bei-nachhaltigen-produkten/#:~:text=Rund%20die%20H%C3%A4lfte%20der%20Befragten,f%C3%BCr%20ein%20nachhaltiges%20Produkt%20zahlen>
- [62] Statista, „Kostenstruktur der deutschen Glasindustrie im Jahr 2020“, 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/613013/umfrage/kostenstruktur-der-deutschen-glasindustrie/>
- [63] „Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief Glasindustrie“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-glas.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [64] BMWi, „Was sind eigentlich Carbon Contracts for Difference?“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmw-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/12/Meldung/direkt-erklärt.html>
- [65] „Glasindustrie 2021 - Herausforderungen für die Unternehmen der Glasindustrie“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2021/NET2021_Nelles.pdf
- [66] BMWK, „Förderprogramm Klimaschutzverträge“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/klimaschutzvertraege.html>
- [67] Deutsche Forschungsgemeinschaft e. V., Hrsg., „Förderatlas 2021“. 2022.
- [68] „Norm EN 16258 ‚Methode zur Berechnung und Deklaration des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen bei Transportdienstleistungen‘.“
- [69] Umweltbundesamt, „Marktanalyse Ökostrom II“, Aug. 2019.
- [70] „ElektroMobilität NRW“, „Förderung von Elektrobussen nach §13 Absatz 1 Nr.6 ÖPNVG NRW“. https://www.elektromobilitaet.nrw/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/Foerderungen/Produktblatt_E-Busfoerderung.pdf
- [71] „Sphera Solutions GmbH“, „Programmbegleitforschung Innovative Antriebe und Fahrzeuge - Innovative Antriebe im straßengebundenen ÖPNV“, [Online]. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/04/NOW_Abschlussbericht_Begleitforschung-Bus.pdf
- [72] „Hydrogen Council“, „Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf
- [73] C. Moll, P. Plötz, K. Hadwich, und M. Wietschel, „Are Battery-Electric Trucks for 24-Hour Delivery the Future of City Logistics?—A German Case Study“, *World Electr. Veh. J.*, Bd. 11, Nr. 1, S. 16, Feb. 2020, doi: 10.3390/wevj11010016.
- [74] W. Klebsch, N. Guckes, und P. Heining, *Bewertung klimaneutraler Alternativen zu Dieseltriebzügen: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen am Praxis-Beispiel Netz Düren*. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik eV, 2020.
- [75] F. Frank und T. Gnann, „Alternative Antriebe im Schienenverkehr“, Working Paper Sustainability and Innovation, 2022.

- [76] „Durchschnittliche Auslastung im öffentlichen Personennahverkehr im Jahr 2017 nach Verkehrsmitteln“, *statista*, 21. Januar 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/975534/umfrage/auslastung-des-oeffentlichen-personennahverkehrs-nach-verkehrsmitteln/>
- [77] EMR BOOSTER H2, „Deliverable 1B Mapping of industrial players in the field of green hydrogen“, Sep. 2022.
- [78] Fluxys, „Indicative Investment Plan Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2022-2031“, Feb. 2022.
- [79] Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie und des Landes Nordrhein-Westfalen, „Integrierte Netzplanung NRW. Gemeinsam eine effiziente Energieinfrastruktur schaffen“, Feb. 2023.
- [80] „Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes in den Jahren 1990 bis 2021 und Prognose für 2030 (in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent).“ [Online]. Verfügbar unter:
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1241046/umfrage/treibhausgasemissionen-in-deutschland-nach-sektor/>
- [81] „Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates.“ [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb134db-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0008.02/DOC_1&format=PDF
- [82] umlaut, ETC und EMCEL, „Wasserstoffoffensive Kreis Düren“, [Online]. Verfügbar unter: https://www.kreis-dueren.de/pdfs/aemter/Broschuere_H2O_DINA4.pdf
- [83] eifel.info, „Wasserstoff-Roadmap für den Kreis Euskirchen - Konkrete Initiativen statt Papiertiger: Wie kann die regionale Wirtschaft von Energieträger Wasserstoff profitieren? Bis Sommer sollen konkrete Handlungsempfehlungen erarbeitet werden.“ [Online]. Verfügbar unter: <https://wirtschaft.eifel.info/2022/04/15/wasserstoff-roadmap-fuer-den-kreis-euskirchen-konkrete-initiativen-statt-papiertiger-wie-kann-die-regionale-wirtschaft-vom-energetraeger-wasserstoff-profitieren-bis-sommer-sollen-konkrete-handlung/>
- [84] Innoloft GmbH, „Hyperegio DIP - Digitale Innovationsplattform“, *DIP | Die Innovationsplattform*. <https://hyperegio-dip.eu/>
- [85] IHK Aachen, „Hydrogen Hub Aachen“, *HYDROGEN HUB Aachen*. <https://hydrogenhubaachen.de/>
- [86] HyCologne, TH Köln, und coac GmbH, „H2Pro3“, *H2Pro3*. <https://www.h2pro3.de/>
- [87] Open Grid Europe GmbH, „H2Connect“, *H2-App*. <https://app.h2connect.energy/>
- [88] e-mobil BW GmbH, „Plattform H2BW“, *Plattform Wasserstoff für Baden-Württemberg*. <https://www.plattform-h2bw.de>
- [89] Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, „H2Land NRW“, *Wasserstoffkarte NRW*. <https://www.h2land-nrw.de/>
- [90] Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, „ZRR-Projektkarte Strukturwandel“, *Projekte - Strukturwandel Rheinisches Revier*. <https://www.revier-gestalten.nrw/projekte>

Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:

