

IEA Fortschrittliche Brennstoffzellen (AFC) Annex 34: Brennstoffzellen für Transportanwendungen

Arbeitsperiode 2022 - 2025

Berichte aus Energie- und Umweltforschung 46/2026

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Leitung (interimistisch): DI (FH) Isabella Warisch

Kontakt zu „IEA Forschungskooperation“: Mag.^a Sabine Mitter

Autorinnen und Autoren:

Dipl.-Ing. Martin Aggarwal, Dipl.-Ing. Dr. techn. Patrick Pertl (HyCentA Research GmbH)

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Wien, 2026. Stand: 2024

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an
iii3@bmimi.gv.at.

Disclaimer:

Dieser Ergebnisbericht wurde von der Fördernehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die Fördernehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die Fördernehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die Fördernehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts im Rahmen der IEA Forschungsk Kooperation. Es wurde vom Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) initiiert, um österreichische Forschungsbeiträge zu den Kooperationsprojekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu unterstützen.

Die IEA Forschungsk Kooperationen umfassen eine breite Palette an Energiethemen mit dem Ziel Energiesysteme, Städte, Mobilitäts- und Industriesysteme fit für eine nachhaltige Zukunft bis 2050 zu machen. Auch Themen wie Gendergerechtigkeit oder Ressourcen- und Kreislaufwirtschaftsaspekte werden berücksichtigt.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen und Unternehmen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch die vielen IEA-Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und neue internationale Standards. Auch in der Marktumsetzung konnten richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Daher werden alle Berichte nach dem Open Access Prinzip in der Schriftenreihe des BMIMI über die Plattform nachhaltigwirtschaften.at veröffentlicht.

Inhalt

1 Kurzfassung	8
2 Abstract	10
3 Ausgangslage.....	12
4 Projektinhalt	15
4.1 Projektinhalt und internationale Einbettung	15
4.2 Österreichisches Teilprojekt: Zielsetzung und Beteiligung	16
4.3 Vorgehensweise, Methoden und Datengrundlagen	18
4.4 Bewertung der Umsetzung und Herausforderungen	18
5 Ergebnisse	19
5.1 Fortschrittliche Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen	19
5.1.1 Wirtschaftlichkeit und zukünftige Anwendungen.....	19
5.1.2 Optimierung der Einsatzbereich von Brennstoffzellenfahrzeuge für den Gütertransport	25
5.2 Wasserstoffproduktion und Verteilungsoptimierung.....	30
5.2.1 Fallbeispiel dezentrale Wasserstoffherstellung für den Transport.....	30
5.2.2 Fallbeispiel zentrale Wasserstoffherstellung für den Transport.....	34
5.3 Technologievalidierung für unterschiedliche mobile Einsatzgebiete	42
5.3.1 Mobile Brennstoffzellen für den Personenverkehr.....	43
5.3.2 Anwendungsbereich von Brennstoffzellen für Züge, Schiffe und Flugzeuge.....	45
5.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse von Brennstoffzellensystemen und Wasserstoffgestehungskosten	57
5.4.1 Dezentrale Wasserstoffproduktion und Anwendung	57
5.4.2 Zentrale Wasserstoffproduktion und Gütertransport	60
6 Vernetzung und Ergebnistransfer	64
7 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen.....	68
Tabellenverzeichnis	73
Abbildungsverzeichnis	74
Literaturverzeichnis.....	76
Abkürzungen	79

1 Kurzfassung

Motivation und Forschungsfrage

Die globale Energiewende erfordert tiefgreifende strukturelle Veränderungen im Verkehrssektor, der derzeit über 20 % der weltweiten CO₂-Emissionen verursacht. Während batterieelektrische Fahrzeuge in bestimmten Bereichen erfolgreich sind, stoßen sie bei großen Reichweiten, hohen Nutzlasten und kurzen Betankungszeiten an Grenzen. Hier setzen Wasserstoff-Brennstoffzellen als alternative emissionsfreie Antriebstechnologie an. Das Projekt „AFC Annex 34“ im Rahmen des IEA Technology Collaboration Programme adressiert die Frage, wie Brennstoffzellenfahrzeuge effizient, wirtschaftlich und flächendeckend für den Transportsektor nutzbar gemacht werden können.

Ausgangssituation / Status Quo

Weltweit steigt das Interesse an grünem Wasserstoff und seiner Anwendung in der Mobilität. Österreich verfügt über eine nationale Wasserstoffstrategie und ist über das HyCentA Graz international aktiv. Dennoch bestehen technologische, infrastrukturelle und wirtschaftliche Herausforderungen: Hohe Kosten, unzureichende Infrastruktur und fehlende Standardisierung behindern den großflächigen Einsatz.

Projekthalte und Zielsetzungen

Ziel des österreichischen Beitrags zum Annex 34 war es, technische und wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellen in verschiedenen Transportanwendungen zu analysieren, die Modularität der Systeme zu verbessern, Potenziale der dezentralen, zentralen Wasserstoffproduktion zu untersuchen und praxisnahe Demonstrationen durchzuführen.

Methodische Vorgehensweise

Die Untersuchung kombinierte Literaturanalysen, Expert:inneninterviews, techno-ökonomische Modellierungen (u. a. Well-to-Wheel, TCO-Analysen), Systemsimulationen sowie Realdaten aus Pilotprojekten. Fallstudien zur Wasserstoffproduktion (z. B. in Gabersdorf) und Fahrzeugtests (u. a. FC4HD-LKW und Wasserstoffbusse) ergänzten die analytischen Arbeiten.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Simulationen und Fallstudien belegen, dass Brennstoffzellenfahrzeuge bei Langstrecken und schweren Lasten signifikante Vorteile gegenüber batterieelektrischen und konventionellen Antrieben aufweisen. Der modulare Aufbau von BZ-Systemen erhöht Skalierbarkeit und Kosteneffizienz. Der Wasserstoffpreis und die Infrastrukturverfügbarkeit sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit (Break-even bei ~7 €/kg H₂). Dezentralisierte Erzeugung erhöht die Resilienz, zentrale Ansätze bieten Skalenvorteile. Eine europaweite H₂-Infrastruktur ist technisch machbar und politisch vorgesehen.

Ausblick

Brennstoffzellenfahrzeuge können eine zentrale Rolle in der Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs, der Schiene und der Luftfahrt spielen – vorausgesetzt, die Hürden bei Infrastruktur, Systemkosten und Energieversorgung werden zeitnah überwunden. Eine koordinierte nationale Umsetzung mit internationaler Anbindung ist erforderlich. Künftige Forschung soll sich auf Nachhaltigkeit, Lebensdauer, Materialeffizienz, Infrastrukturstandardisierung und sektorübergreifende Synergien konzentrieren.

2 Abstract

Motivation and Research Question

The global energy transition requires structural changes in the transport sector, which currently accounts for over 20% of global CO₂ emissions. While battery electric vehicles are successful in certain areas, they face limitations in terms of long ranges, high payloads, and short refueling times. Hydrogen fuel cells present a promising zero-emission alternative for these applications. The “AFC Annex 34” project, conducted under the IEA Technology Collaboration Programme, addresses the question of how to deploy fuel cell vehicles efficiently, economically, and at scale in the transport sector.

Initial Situation / Status Quo

Global interest in green hydrogen and its mobility applications is increasing. Austria has adopted a national hydrogen strategy and is internationally active via HyCentA Graz. However, technological, infrastructural, and economic challenges persist: high costs, insufficient infrastructure, and lack of standardization hinder large-scale adoption.

Project Contents and Objectives

Austria’s contribution to Annex 34 aimed to evaluate the technical and economic feasibility of fuel cell applications in various transport modes, enhance the modularity of fuel cell systems, investigate decentralized and centralized hydrogen production models, and carry out practical demonstrations.

Methodological Approach

The project used a combination of literature reviews, expert interviews, techno-economic modeling (including well-to-wheel and total cost of ownership analyses), system simulations, and real-world data from pilot projects. Case studies on hydrogen production (e.g., Gabersdorf) and vehicle tests (e.g., FC4HD truck and hydrogen buses) supplemented the analytical work.

Results and Conclusions

Simulations and case studies showed that fuel cell vehicles offer significant advantages over battery-electric and conventional vehicles in long-distance and heavy-duty applications. The modular design of fuel cell systems increases scalability and cost-efficiency. Hydrogen price and infrastructure availability are crucial for economic viability (break-even at ~7 €/kg H₂). Decentralized production increases resilience, while centralized approaches offer economies of scale. A European hydrogen infrastructure is technically feasible and politically supported.

Outlook

Fuel cell vehicles can play a central role in decarbonizing heavy-duty transport, rail, and aviation—provided that infrastructure, system costs, and energy supply challenges are addressed promptly. Coordinated national implementation with international integration is essential. Future research should focus on system sustainability, longevity, material efficiency, infrastructure standardization, and cross-sectoral synergies.

3 Ausgangslage

Die globale Energiewende ist ein zentrales politisches und wirtschaftliches Ziel, das angesichts des fortschreitenden Klimawandels dringender denn je erscheint. Der Verkehrssektor ist mit über 20 % der weltweiten CO₂-Emissionen einer der Hauptverursacher von Treibhausgasen, wobei insbesondere der Straßengüterverkehr, der Schiffsverkehr und der Flugverkehr große Anteile daran haben. [1] Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) stoßen bei großen Reichweiten, hohen Nutzlasten und kurzen Tankzeiten schnell an physikalische und wirtschaftliche Grenzen. Hier setzen Wasserstoff-Brennstoffzellen-Systeme als vielversprechende emissionsfreie Alternative an.

Da neben der Mobilität Wasserstoff als Substitut in fast allen Industriezweigen, wo derzeit Erdgas verwendet wird, dienen kann, wird weltweit in Wasserstofftechnologien investiert. Der Fokus liegt dabei nicht nur auf der Anwendung, sondern auch auf der vollständigen Wertschöpfungskette: von der erneuerbaren Stromerzeugung über die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse bis hin zur Nutzung in Mobilität, Haushalten und Industrie, siehe Abbildung 1.

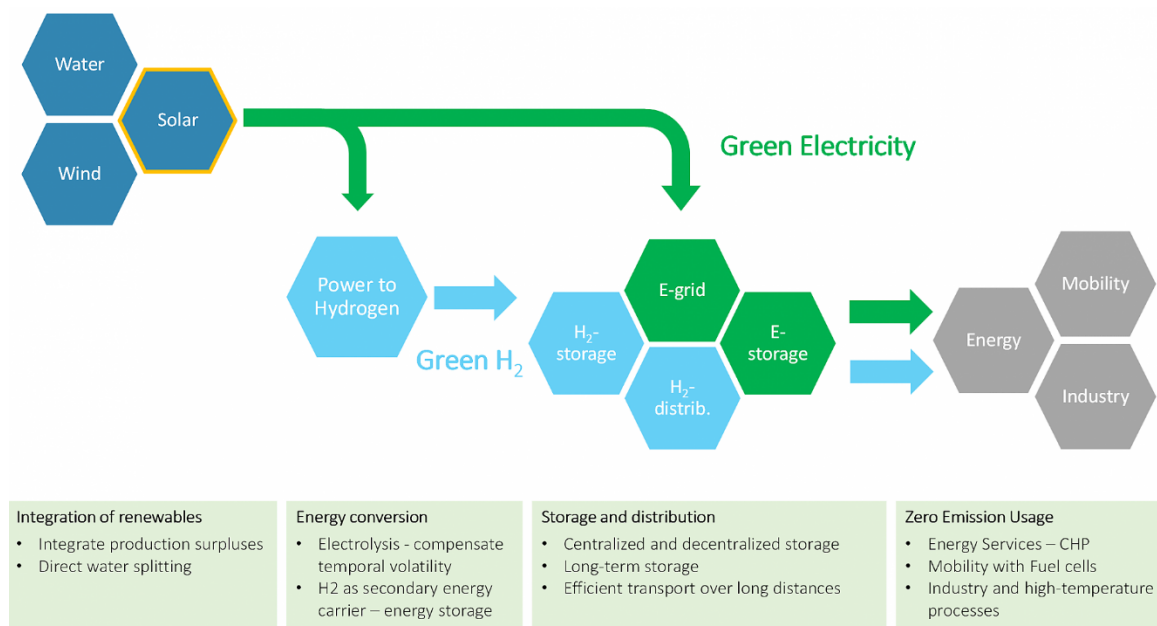


Abbildung 1: Vision von Energiewende und Wasserstoffwirtschaft [2]

Bereits über 40 Länder haben eigene nationale Wasserstoffstrategien verabschiedet, was die Bedeutung dieser Technologie unterstreicht. Die Europäische Union will laut dem „REPowerEU“-Plan jährlich 10 Millionen Tonnen grünen Wasserstoff produzieren und dieselbe Menge zusätzlich importieren.

In Österreich wurde 2022 die nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet, die klare Ziele für die Produktion, Infrastruktur und Anwendung vorgibt. Die Strategie legt den Fokus auf grünen Wasserstoff und strebt an, eine österreichweite Wasserstoffversorgung mit Fokus auf Industrie und Mobilität aufzubauen. [3] Initiativen wie die Modellregion WIVA P&G zeigen, wie technologische Innovation, Industriekooperation und wissenschaftliche Forschung erfolgreich zusammenwirken können, um Wasserstoff als Energieträger der Zukunft zu etablieren.

Die Wasserstoffherstellung gliedert sich derzeit in mehrere Technologielinien. Neben der dominierenden Dampfreformierung von Erdgas (grauer Wasserstoff) gewinnen klimafreundliche Alternativen zunehmend an Bedeutung. Dazu zählen die Elektrolyse von Wasser mittels erneuerbarer Energien (grüner Wasserstoff) und Übergangstechnologien wie blauer Wasserstoff (Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung). Grüner Wasserstoff bietet langfristig das größte Potenzial zur Dekarbonisierung, ist jedoch derzeit noch mit höheren Produktionskosten verbunden.

Die Verteilung von Wasserstoff stellt weiterhin eine Herausforderung dar. Je nach Anwendungsfall und geografischer Gegebenheit bieten sich unterschiedliche Optionen an: Pipeline-Transport, komprimierter Wasserstoff in Trailern, verflüssigter Wasserstoff oder chemisch gebundener Wasserstoff, etwa als Ammoniak oder LOHC. Der Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes („European Hydrogen Backbone“) ist ein zentrales Ziel der EU-Infrastrukturpolitik. In Österreich erfolgt die Belieferung der derzeit betriebenen Tankstellen noch überwiegend über Trailertransporte. [4]

Im Bereich der Mobilität eröffnen Brennstoffzellenfahrzeuge neue Perspektiven, insbesondere dort, wo batterieelektrische Lösungen an Grenzen stoßen. FCEVs kombinieren kurze Tankzeiten mit hohen Reichweiten und sind daher besonders für Nutzfahrzeuge, Busse, Bahnen und perspektivisch auch für Schiffe und Flugzeuge geeignet. Weltweit sind aktuell über 70.000 FCEVs im Einsatz, wobei Kalifornien, Südkorea und Japan führend sind. [5]

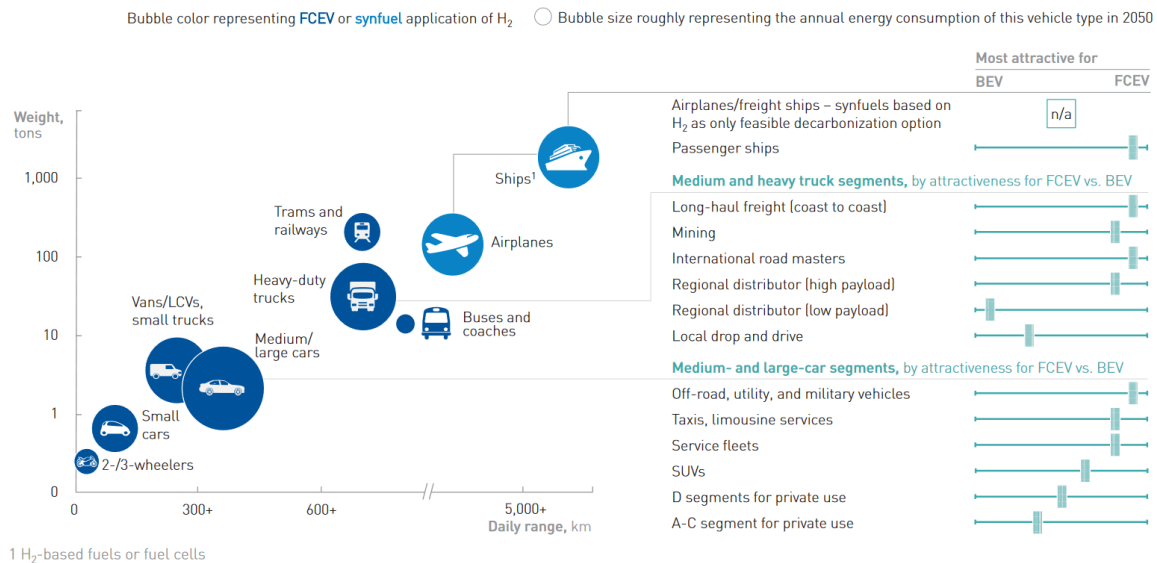


Abbildung 2: Vergleich von Reichweite, Nutzlast und Technologie [6]

Obwohl die Technologie technisch ausgereift ist, bestehen wirtschaftliche Herausforderungen. Die Kosten für Brennstoffzellenfahrzeuge, Wasserstoffinfrastruktur und die Produktion von grünem Wasserstoff sind im Vergleich zu fossilen Alternativen noch hoch. Analysen des Hydrogen Council und der IEA zeigen jedoch, dass Skaleneffekte, Standardisierung und Massenproduktion die Kosten drastisch senken können. Ziel des Projekts AFC Annex 34 ist es daher, die Modularität der Systeme zu erhöhen, Wirtschaftlichkeitsanalysen durchzuführen und praxisnahe Anwendungsbeispiele zu evaluieren. [7]

Die österreichische Forschungslandschaft, insbesondere das HyCentA in Graz, bietet ideale Voraussetzungen zur Erprobung und Weiterentwicklung wasserstoffbasierter Mobilitätslösungen. Mit modernster Testinfrastruktur, enger Anbindung an die TU Graz und langjähriger Erfahrung in internationalen Kooperationen ist HyCentA ein Schlüsselfaktor für die erfolgreiche Umsetzung des Projekts. Durch den Anschluss an das internationale AFC TCP-Netzwerk der IEA kann österreichisches Know-how global verbreitet und neue Innovationsimpulse gesetzt werden.

4 Projekinhalt

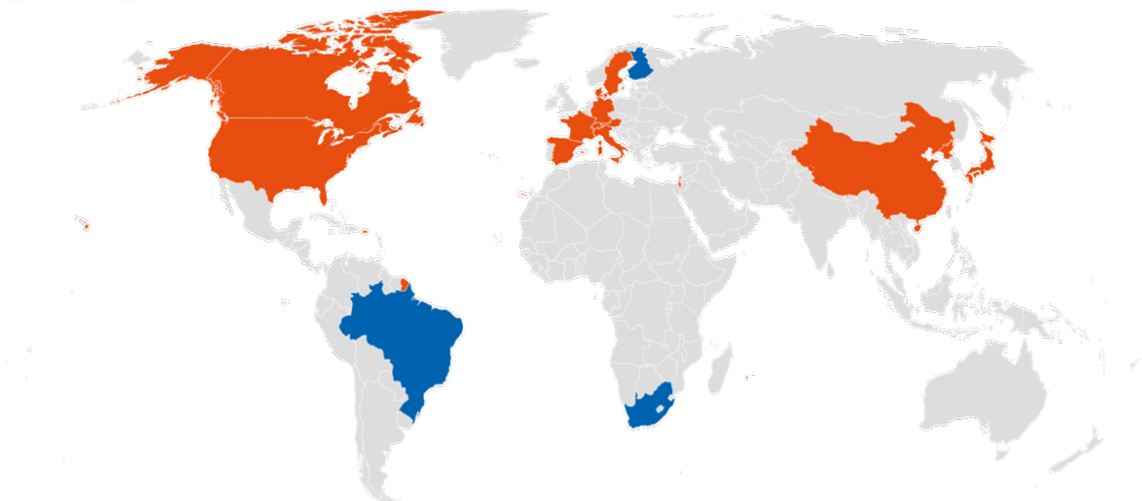
4.1 Projekinhalt und internationale Einbettung

Das *Technology Collaboration Programme* (TCP) der **Internationalen Energieagentur (IEA)** unterstützt weltweit tätige Expertengruppen bei der Entwicklung und Umsetzung innovativer Energietechnologien. Dabei liegt der Fokus auf der Förderung von Energiesicherheit, dem Schutz der Umwelt sowie der Stärkung des wirtschaftlichen Wachstums. Im Zentrum des Annexes 34, der dem Bereich *Advanced Fuel Cells* zugeordnet ist, steht die Weiterentwicklung von Brennstoffzellensystemen für Transportanwendungen. Besonderes Augenmerk liegt dabei nicht nur auf der technischen Optimierung von Komponenten und Systemarchitekturen, sondern auch auf der Markintegration durch die Analyse politischer Rahmenbedingungen und den gezielten Abbau bestehender Markteintrittsbarrieren.

Der Annex 34 verfolgt einen ganzheitlichen Ansatz, indem sowohl technologische Aspekte als auch infrastrukturelle, wirtschaftliche und regulatorische Fragestellungen berücksichtigt werden. Die thematische Gliederung erfolgt in vier sogenannte Subtasks, die sich unter anderem mit fortschrittlichen Brennstoffzellensystemen und deren Speichertechnologien, mit der Infrastruktur und Produktion von Wasserstoff, mit der Validierung von Technologien in verschiedenen Mobilitätsbereichen sowie mit der Wirtschaftlichkeit von Systemen und Anwendungen befassen. Die internationale Zusammenarbeit ist breit aufgestellt und umfasst derzeit Länder aus Europa, Asien, Nord- und Südamerika sowie Afrika, darunter etwa Deutschland, Japan, Südkorea, Kanada, die USA und Brasilien, siehe Abbildung 3.

Members

Country Member Organizational Member (Sponsor)



Die Leitung des Annexes liegt seit 2017 bei Dr. Rajesh Ahluwalia vom Argonne National Laboratory des US-Energieministeriums.

4.2 Österreichisches Teilprojekt: Zielsetzung und Beteiligung

Österreich ist durch die HyCentA Research GmbH am Annex 34 beteiligt. Die Teilnahme verfolgt das strategische Ziel, die nationale Kompetenz in der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in einen internationalen Forschungskontext einzubringen und damit die Entwicklung emissionsfreier Antriebssysteme voranzutreiben. Besonders im öffentlichen Verkehr und im Nutzfahrzeugbereich zeigen Brennstoffzellen klare Vorteile gegenüber anderen alternativen Antrieben. Dennoch ist deren Marktdurchdringung in Österreich und Europa bislang gering.

Die internationale Vernetzung im Rahmen des TCP ermöglicht es, bestehende Forschung mit internationalen Erkenntnissen zu verknüpfen und neue Kooperationen aufzubauen. Österreich kann dabei sowohl auf Erfahrungen aus laufenden Demonstrations- und Großprojekten zurückgreifen als auch durch den Austausch mit internationalen Partnern neues Wissen gewinnen.

Inhaltlich konzentriert sich das österreichische Teilprojekt auf fünf thematisch verknüpfte Arbeitspakete. Zunächst wird die Modularität von Brennstoffzellensystemen untersucht. Dabei steht die Frage im Vordergrund, wie sich Systeme flexibel auf unterschiedliche Anwendungen – etwa im öffentlichen Verkehr, in der Logistik oder im Individualverkehr – zuschneiden lassen. Ziel ist es, einheitliche Kriterien und Empfehlungen für modulare Systemansätze zu entwickeln, die sich international vergleichen und anwenden lassen.

Ein weiteres zentrales Thema ist die Wasserstoffproduktion, die in zwei konkreten Fallstudien – einer zentralisierten und einer dezentralisierten Variante – detailliert analysiert wird. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen, wie etwa technologische Voraussetzungen, Energiequellen oder logistische Anbindungen, bieten die Grundlage für eine umfassende Bewertung möglicher Umsetzungspfade. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen erfolgt eine ökonomische Analyse, die insbesondere die Frage nach der Wirtschaftlichkeit und Skalierbarkeit der untersuchten Produktionsmodelle in den Vordergrund stellt.

Zusätzlich werden unterschiedliche Nutzungsszenarien für mobile Brennstoffzellen – etwa in Fahrzeugen, Schiffen und Flugzeugen – unter realen Bedingungen beleuchtet. Hier werden sowohl Personen- als auch Gütertransport berücksichtigt, um ein möglichst breites Anwendungsspektrum abzudecken. Ein übergreifendes Arbeitspaket fördert die internationale Vernetzung, etwa durch die Teilnahme an Arbeitsgruppen, Workshops und dem Erfahrungsaustausch mit anderen Ländern im Rahmen des Annexes.

4.3 Vorgehensweise, Methoden und Datengrundlagen

Zur Umsetzung der Projektziele kamen sowohl qualitative als auch quantitative Methoden zum Einsatz. Grundlage bildeten umfangreiche Literaturanalysen sowie Markt- und Technologiestudien, die durch gezielte Experteninterviews und Stakeholder-Workshops ergänzt wurden. Dabei wurden auch spezifische Daten zur Energieinfrastruktur, zu Emissionen und Kosten von Wasserstofftechnologien erhoben. Ergänzt wurden diese durch Modellierungen und techno-ökonomische Simulationen, mit denen verschiedene Szenarien – etwa für Well-to-Wheel-Analysen oder Total-Cost-of-Ownership-Berechnungen – untersucht wurden. Die genutzten Daten stammten aus öffentlich zugänglichen Quellen wie Berichten der IEA, Studien der EU-Kommission oder nationalen Forschungsinstitutionen, aber auch aus Kooperationsprojekten mit Industriepartnern, die Zugriff auf anwendungsspezifische Daten ermöglichten.

Die Verknüpfung dieser unterschiedlichen Informationsquellen erlaubte eine fundierte Bewertung technologischer, wirtschaftlicher und infrastruktureller Fragestellungen. Durch die enge Zusammenarbeit mit internationalen Partnern konnten zudem Methoden laufend überprüft und weiterentwickelt werden.

4.4 Bewertung der Umsetzung und Herausforderungen

In der praktischen Umsetzung haben sich die gewählten Methoden weitgehend bewährt. Die Kombination aus systematischen Literaturanalysen, gezielten Fallstudien und der Einbindung von Praxisakteuren ermöglichte es, fundierte Aussagen zu treffen und Handlungsempfehlungen abzuleiten. Insbesondere der Vergleich zentraler und dezentraler Wasserstoffproduktionspfade lieferte wertvolle Erkenntnisse für die weitere strategische Ausrichtung.

Dennoch traten im Verlauf des Projekts auch Herausforderungen auf. Die internationale Vergleichbarkeit der Daten erwies sich mitunter als schwierig, insbesondere aufgrund unterschiedlicher methodischer Standards und unvollständiger oder veralteter Datenlagen. Zudem führte die hohe Dynamik im Wasserstoffsektor – sowohl technologisch als auch politisch – dazu, dass bereits gewonnene Erkenntnisse in kurzer Zeit überarbeitet oder angepasst werden mussten. Auch die Koordination innerhalb internationaler Arbeitsgruppen stellte aufgrund unterschiedlicher Zeitzonen, organisatorischer Rahmenbedingungen und inhaltlicher Prioritäten eine nicht zu unterschätzende Aufgabe dar.

Trotz dieser Herausforderungen konnte das österreichische Teilprojekt wesentliche Beiträge zur internationalen Diskussion leisten und gleichzeitig wichtige Impulse für die nationale Forschung und Wirtschaft setzen.

5 Ergebnisse

5.1 Fortschrittliche Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen

Die Eroberungen des Markts für Transportanwendungen durch die Brennstoffzelle nimmt beständig Fahrt auf. Jedoch macht die Diskussion bezogen auf die unterschiedlichen Fahrzeugklassen deutlich, dass die Anwendungsbereiche der mobilen Brennstoffzelle klar evaluiert und hervorgehoben werden müssen. Besonders im Güteverkehr und im Schwertransport sind zukünftige Brennstoffzellen-Fahrzeuge vielversprechend. Da hier mehrere Leistungsklassen zum Einsatz kommen und auch die Menge sowie die Kosten immer noch kritische Größen darstellen, muss hier in der internationalen Zusammenarbeit besonders auf Modularität und universelle Einsatzbereiche ein Schwerpunkt gelegt werden. Basierend auf vorangegangenen Arbeiten in Bezug auf Abgrenzungen zwischen Batterieelektrischen und Brennstoffzellenfahrzeugen sowie die Möglichkeit von Kostenreduktionspotentialen, soll in diesem Arbeitspaket die Basis für eine grenzübergreifende Einsatzbereiche von Schwerverkehr-Brennstoffzellen Fahrzeugen sowie die dazugehörige Infrastruktur betrachtet werden. Diese Arbeiten werden mit den Methoden der technischen, ökonomischen und ökologischen Datenanalysen sowie mit Austausch auf internationaler Ebene vorangetrieben. Den Risiken der schleppenden Kommunikation sowie der fehlenden Datenlage wird durch internationale Vernetzung sowie bereits vorhandenen, selbst erarbeiteten Daten aus anderen Projekten entgegengetreten.

5.1.1 Wirtschaftlichkeit und zukünftige Anwendungen

Der Stand der Technik beim Leistungsvermögen von Brennstoffzellensystemen (BZ-System) für Mobilitätsanwendungen beträgt 30 bis 200 kW.[8][9] Dabei können in einem BZ-System ein oder mehrere BZ-Stacks verbaut werden. Abbildung 4 zeigt beispielhaft das Layout eines Antriebsstrangs mit drei parallel angeordneten BZ-Stacks und weitere notwendige Komponenten bzw. Subsysteme.

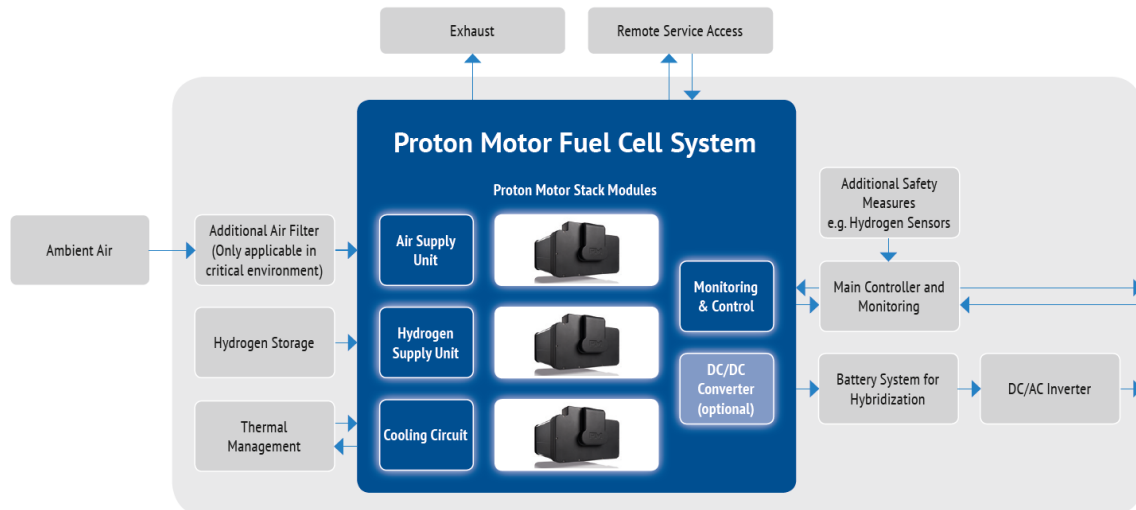


Abbildung 4: Layout eines modularen Brennstoffzellensystems mit Multi-Stack Anordnung [9]

Die max. Zellanzahl und daher auch das max. Leistungsvermögen von BZ-Stacks ist limitiert durch die mechanische Verspannung (mech. Stabilität, Dichtigkeit, Leitfähigkeit), dem Platzbedarf und der homogenen Gasversorgung jeder Einzelzelle. Daher ist es üblich, BZ-Systemleistungen zwischen 100-200 kW mit mehreren Stacks in Serie und einem Satz von BoP-Komponenten auszustatten. Möchte man in einem Fahrzeug noch höhere Leistungen verbauen, so kann man mehrere BZ-Systeme parallel betreiben, siehe Abbildung 5.



Abbildung 5: Mehrere HyRail BZ-Systeme von Proton Motors für Zuganwendungen parallel angeordnet [9]

Durch modulare BZ-Systeme können somit unterschiedlichste Anwendungen, wie PKW, Busse, LKW, Züge, Schiffe und Flugzeuge bedient, die Stückzahl dadurch erhöht und die Produktionskosten gesenkt werden. Das durch den Klima- und Energiefonds (KLIEN) und die Österreichische Forschungsförderungs GmbH (FFG) geförderte Projekt *HyFleet* [10] fußt auf diesem Ansatz und setzt sich zum Ziel, ein 90 kW BZ-System zu entwickeln und in weiterer Folge in Serie zu bringen. Das BZ-System soll in unterschiedlichsten Anwendungen von BRP Rotax mit unterschiedlichen Leistungsanforderungen eingesetzt werden.

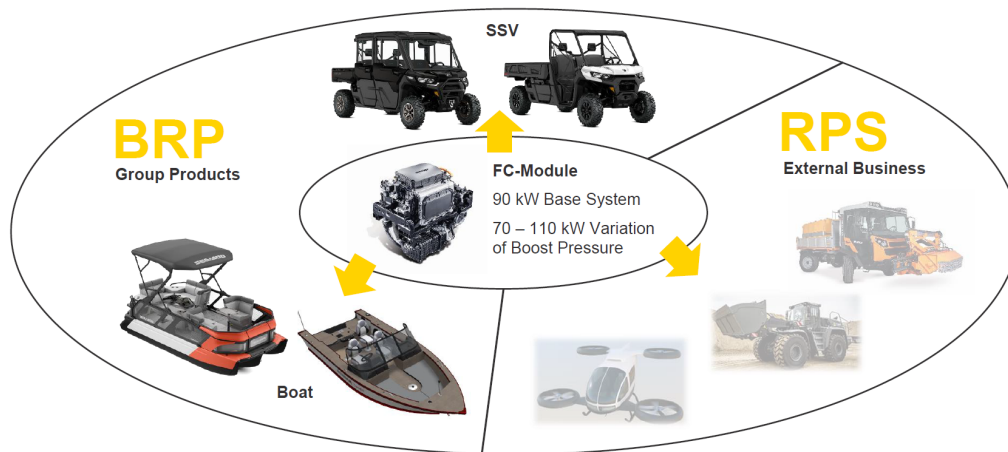


Abbildung 6: Entwicklung eines modularen Brennstoffzellensystems für verschiedenste Anwendungen im Zuge des Projektes HyFleet [10]

Zusätzlich erhöht sich beim Einbau von mehreren parallelen BZ-Systemen die Redundanz gegen Ausfall. Des Weiteren kann durch einen optimierten Betrieb durch unterschiedliche Lastaufteilung der Einzelsysteme der Gesamtwirkungsgrad gesteigert und die Lebensdauer erhöht werden.

In Abbildung 7 sind die Wirkungsgradkennlinien von BZ-Stack und BZ-System über der Stack-Stromdichte für ein 100 und 200 kW System dargestellt. Durch eine Parallelschaltung können nun z.B. 1 x 200 kW, 3 x 100 kW oder 2 x 200 kW BZ-Systeme verschalten werden. Durch sogenanntes Stack-Oversizing (Überdimensionierung) kann nun der Betriebspunkt bei größeren Stacks/Systemen mit höheren Leistungsreserven zu geringeren Stromdichten und zu höheren Wirkungsgraden verschoben werden. Ein beispielhafter Betriebspunkt eines 1 x 200 kW Systems führt bei gleichem Leistungsoutput eines 2 x 200 kW Systems zu einer Wirkungsgradsteigerung von rund 5 %. [11]

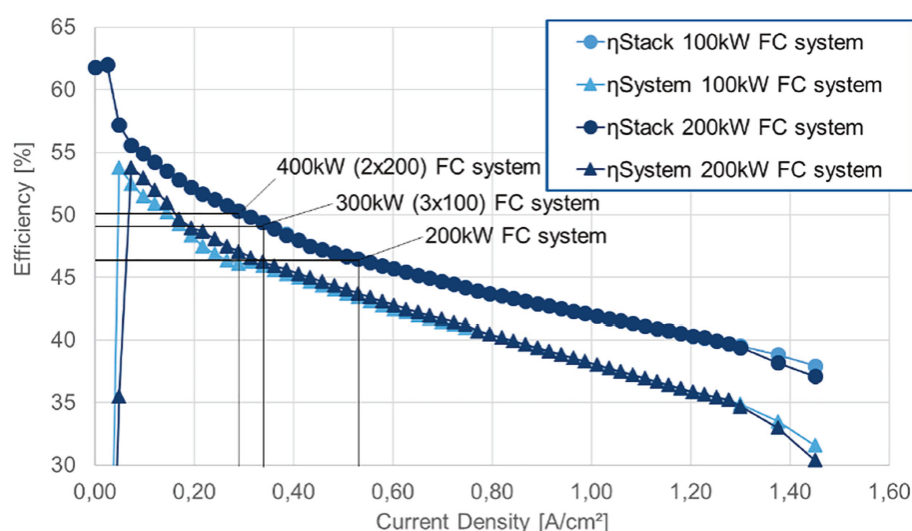


Abbildung 7: BZ-Stack und Systemwirkungsgrad von 100 kW und 200 kW BZ-Systemen in Abhängigkeit der Stromdichte [11]

In Zuganwendungen kann die erforderliche Leistung bei Beschleunigungsvorgängen kurzfristig bis zu 700 kW und bei Bremsvorgängen die Rekuperationsleistung bis zu 300 kW betragen. Für die Dimensionierung des BZ-Antriebsstrangs ist daher eine ausreichende BZ-Systemleistung für die Abdeckung der mittleren Zyklusleistung vorzusehen. Zusätzlich muss eine Batterie mit entsprechender Kapazität und Leistung für zeitbegrenzte hohe und dynamische Leistungsanforderung sowie bei Rekuperation dimensioniert werden. Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse einer Antriebsstrangsimulation auf Basis eines vorgegebenen Zyklus hinsichtlich Wasserstoffverbrauch, Antriebsstrangvolumen, -Masse und -Investitionskosten im Jahr 2030 bei einer Serienproduktion von 1.000 Stück pro Jahr. Der Wasserstoffverbrauch ist bei kleinen BZ-Systemen natürlich am geringsten und bei großen Systemen höher. Antriebsstrangvolumen, -masse und -kosten haben ihr Minimum bei Konfigurationen mit Gesamt-Brennstoffzellen-Systemleistungen von 160 bis 500 kW mit einer Anzahl von 2 bis 5 einzelnen BZ-Systemen. Unter diesen Werten wird eine sehr große Batterie benötigt, so dass die angesprochenen Parameter überproportional steigen. Über diesen Leistungswerten steigen die Parameter ebenso, da mehr BZ-Systeme mitgeführt werden, als für den Zyklus notwendig wären.

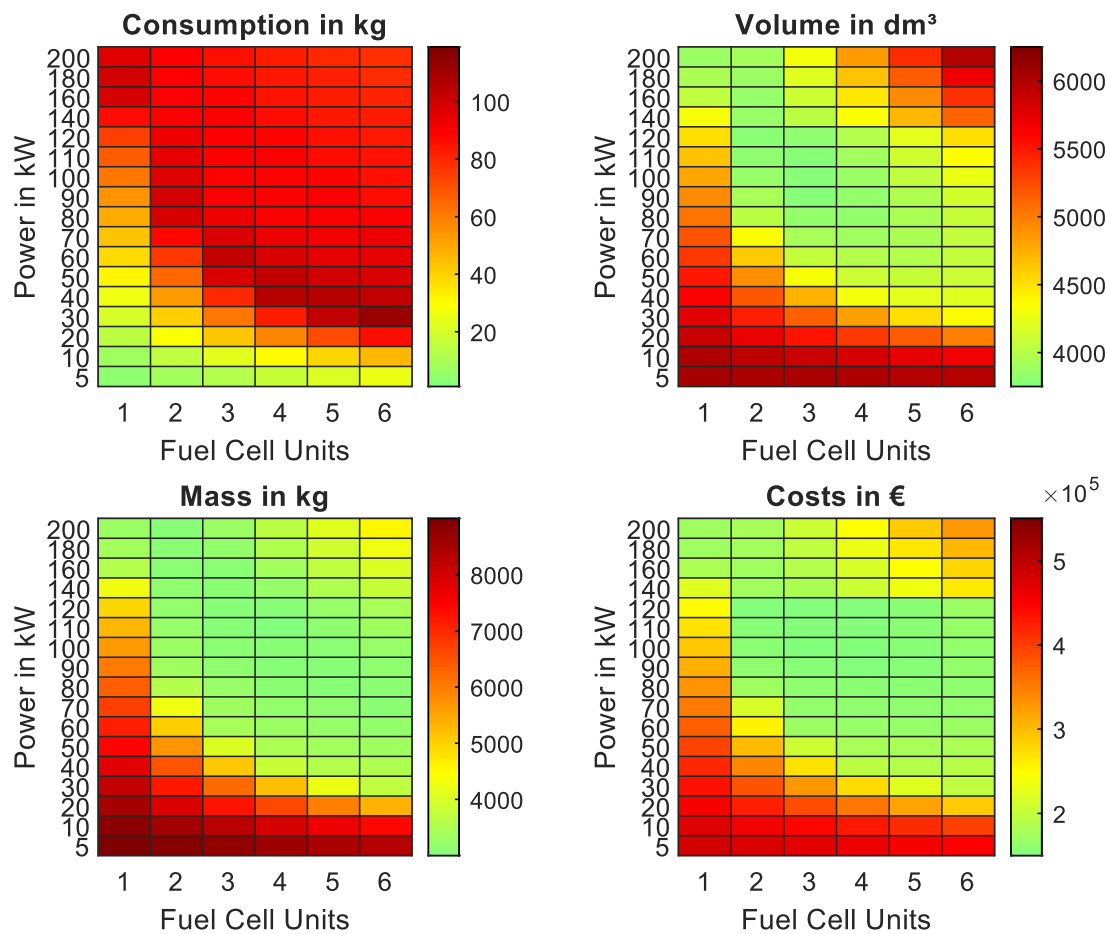


Abbildung 8: Variation der Anzahl von Brennstoffzellensystemen und der Batteriegröße mit Einfluss auf Wasserstoffverbrauch, Antriebsstrangvolumen, -masse und -kosten

Ob sich die Investitionskosten für ein größeres BZ-System im Vergleich zu einem geringeren Wasserstoffverbrauch aufgrund des höheren Wirkungsgrades lohnen, muss in einer TCO-Kostenanalyse abgeschätzt werden, siehe Abbildung 9. Als Beispiel wird ein 40 Tonnen Langstrecken LKW mit einer Betriebszeit von rund 25.000 Stunden gezeigt.

Für jedes Brennstoffzellensystem (Gesamtleistung mit 200, 300 und 400 kW) wurde der Schnittpunkt der spezifischen Kosten in Abhängigkeit von den Wasserstoffkosten für eine konstante Betriebszeit berechnet. Die kreisförmig gepunkteten Kurven zeigen den Vergleich zwischen 200 und 300 kW, während die dreieckig gepunkteten Kurven den Vergleich zwischen 300 und 400 kW Brennstoffzellensystemen darstellen. Wie erwartet, wird bei höheren Wasserstoffkosten ein 400 kW System rentabler als die kleineren Systeme. Der Grund dafür ist der geringere Wasserstoffverbrauch aufgrund der Lastpunktverschiebung zu effizienteren Betriebsbedingungen mit einem größeren BZ-System. Zusätzlich haben die spezifischen Kosten eines BZ-Systems einen erheblichen Einfluss. Es ist zu erkennen, dass bei höheren Kosten der Vorteil des Wasserstoffverbrauchs von einem 400 oder 300 kW BZ-System im Vergleich zu einem 200 kW BZ-System kleiner wird und die

höheren Kosten während einer Betriebszeit von 25.000 Stunden nicht kompensieren kann. Bei einem angenommenen Wasserstoffpreis von 9,5 €/kg und Systemkosten von mehr als 600 €/kW kann der Einsatz des größten Systems empfohlen werden. Weiteres ist zu erkennen, dass schon bei einer Halbierung der Wasserstoffkosten auf 5 €/kg bei konstanten Systemkosten das 200 kW BZ-System rentabel wird. Wenn die Systemkosten sinken, werden die größeren Systeme auch bei niedrigeren Wasserstoffkosten rentabel. Für 2030 werden die spezifischen Kosten eines BZ-Systems von 75 €/kW und Wasserstoffkosten von 5 €/kg prognostiziert, so dass ein 400-kW-System in Bezug auf die TCO-Kosten über die Betriebsdauer kostengünstiger ist. [11]

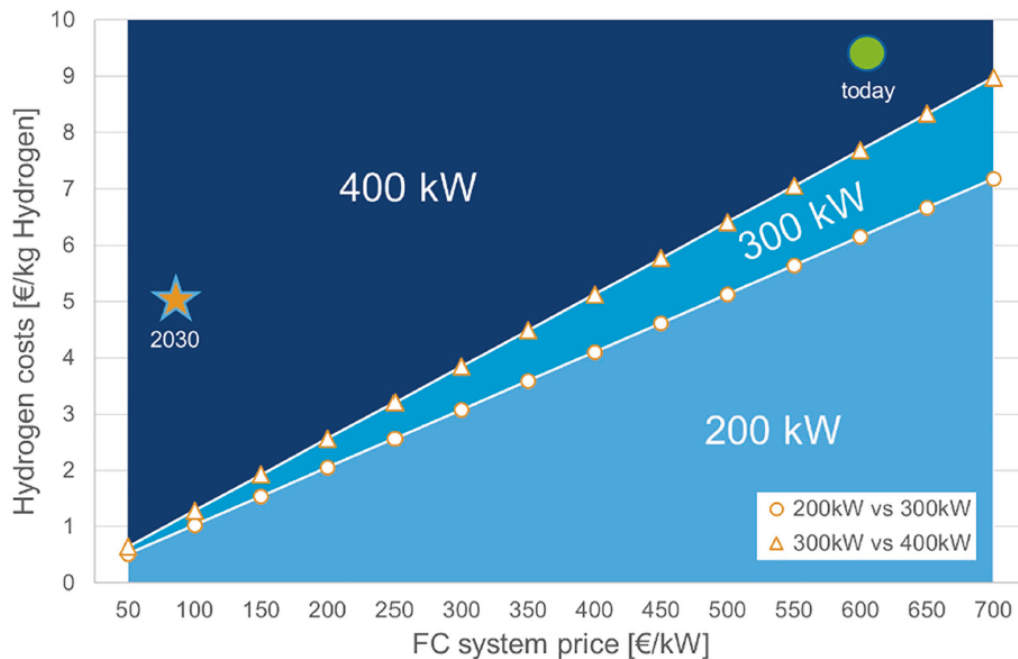


Abbildung 9: Wasserstoffkosten vs. BZ-Systemkosten für unterschiedliche BZ-Systemleistungen für eine konstante Betriebszeit von 25.000 Betriebsstunden in einem Autobahnzyklus [11]

Ein weiterer wesentlicher Aspekt bei der Kostenoptimierung von BZ-Systemen ist die Materialauswahl und die kostengünstige Fertigung von Komponenten. Zahlreiche Forschungstätigkeiten zur Kostenreduzierung bei gleichzeitiger Erhöhung der Lebensdauer finden aktuell bei vielen Komponenten des BZ-Systems und des Wasserstoffspeichersystems statt. Als Beispiel wird hier das passive Rezirkulationssystem eines BZ-Systems in Form eines Ejektors gezeigt, siehe Abbildung 10. Dies ist eine Weiterentwicklung, die aufbauend auf der Veröffentlichung „A development toolchain for a pulsed injector-ejector unit for PEM fuel cell applications“ [15] basiert. Der Funktionsträger wurde zusammen mit der Firma Schaeffler AG im Zuge des Projektes HyFleet entwickelt.

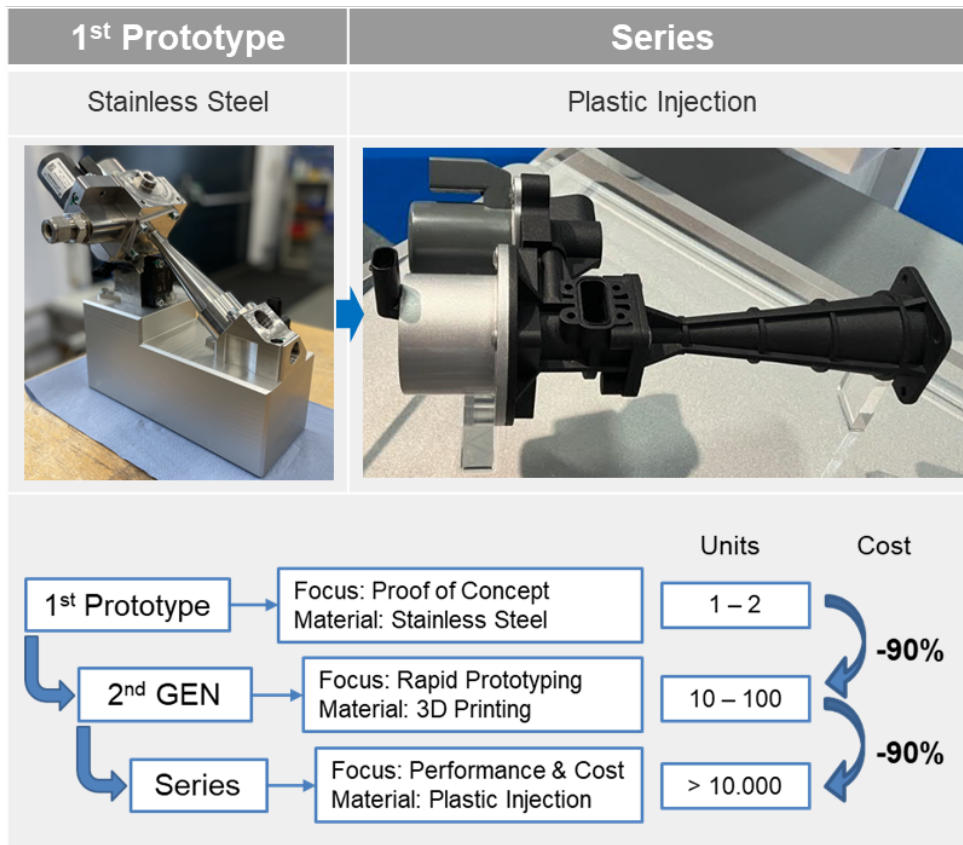


Abbildung 10: Ejektor Prototyp aus Edelstahl und Konzeptstudie aus Spritzguss für die kostengünstige Serienfertigung bei Stückzahlen größer 10.000 Stück

Für den Funktionsnachweis wurde der Ejektor-Prototyp aus Edelstahl gefertigt. Durch weitere intensive Entwicklungs- und Versuchstätigkeiten kann der Ejektor mittels 3D-Druck aus Kunststoff für bis zu 100 Stück hergestellt werden. Mit diesem Schritt können rund 90 % der Material- und Fertigungskosten eingespart werden. In einer Serienfertigung mit größer 10.000 Stück können Werkzeuge für Spritzguss hergestellt werden und nochmals die Kosten um rund 90 % reduziert werden. Des Weiteren wurde die Fähigkeit zur Modularität hinsichtlich der Anwendung mit unterschiedlichen BZ-Stacks und Zellanzahlen analysiert. Hierbei können durch geringfügige Maßnahmen die Innenkonturen nach den unterschiedlichen Anforderungen bei gleichbleibender Außenkontur und -geometrie verändert werden.

5.1.2 Optimierung der Einsatzbereich von Brennstoffzellenfahrzeuge für den Gütertransport

Die technischen und wirtschaftlichen Ziele von BZ-Systemen für den Schwerlastverkehr bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus sind in Abbildung 11 dargestellt. Die absoluten Ziele nach 2030 sind BZ-Systemkosten von 50 €/kW bei einem Produktionsvolumen von 500.000 Stück pro Jahr, ein maximaler Wirkungsgrad von 72%, eine volumetrische Leistungsdichte von 850 W/dm³, eine gravimetrische Leistungsdichte von 750 W/kg und eine Lebensdauer von 30.000 Stunden. [12][13][14]

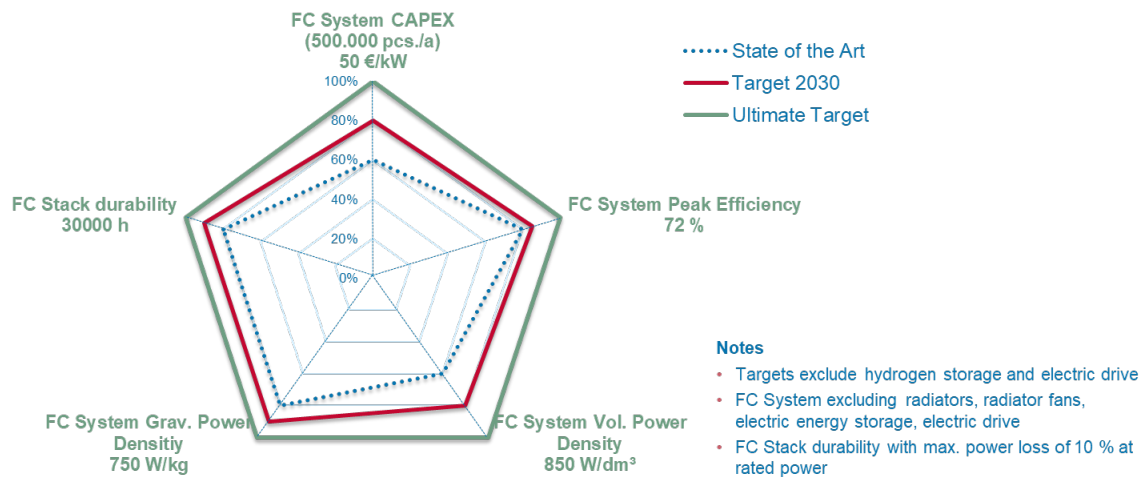


Abbildung 11: Stand der Technik und Ziele für 2030 sowie darüber hinaus für BZ-Systeme für den Schwerlastverkehr

Zur Demonstration des Güterverkehrs mit Wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen wurde im KLIEN und FFG geförderten Projekt *FC4HD* [16] ein 40 Tonnen LKW mit Brennstoffzellenantrieb entwickelt und unter realen Betriebsbedingungen getestet, siehe Abbildung 12. Der Sattelschlepper mit Brennstoffzellenantrieb kann Wasserstoff gasförmig verdichtet mit bis zu 30 kg bei 700 bar speichern und hat somit eine Reichweite von bis zu 315 km. Die Gesamtantriebsleistung liegt bei 400 kW dauerhaft und 540 kW Maximalleistung.

Bringing fuel cell technologies on the road – Solutions for the heavy-duty segment

The FC4HD project aims to develop and demonstrate a fully-fledged 40 tons zero-emission fuel cell truck, which will be sent on a tour from Graz via Wiener Neudorf to Linz in 2023. Furthermore, the truck will be tested and demonstrated for six months, including a real-world operation in a logistic environment.

Predictive Energy Management
Intelligent, forward-looking and holistic energy management system, which reaches the transport performance of a modern diesel truck in a typical long-distance driving cycle

Integrated e-axis
2 E-Motor Electric drive axle with 400 kW cont./540 kW Peak Power. Gear- and torque distribution control for maximum efficiency and lifetime

700 bar H₂ Storage System
Implementation of a hydrogen tank system consisting of two new hydrogen tanks and two state-of-the-art cylinders on the truck in order to reach a total storage capacity of 30 kg.



Abbildung 12: Entwicklung eines 40 Tonnen LKW mit Brennstoffzellenantrieb im Zuge des Projekts FC4HD [16]

Im Rahmen des Projektes wurden die technische, wirtschaftliche und ökologische Machbarkeit sowie die Marktintegration von Wasserstoff-Brennstoffzellen-Lkw im Schwerlastverkehr untersucht.

Die Analyse basiert auf dem Brennstoffzellen-Demonstrator Fahrzeug FC4HD und vergleicht dieses mit batterieelektrischen und dieselpbetriebenen Fahrzeugen.

Technische Bewertung

Da reale Messdaten aufgrund von Verzögerungen im Demonstrationsbetrieb ausblieben, wurde die technische Bewertung auf Simulationen gestützt.

Im Rahmen der technischen Bewertung des FC4HD-Projekts lag ein besonderer Schwerpunkt auf der Exergieanalyse, da sie es ermöglicht, die physikalischen Effizienzgrenzen des Brennstoffzellenantriebs zu untersuchen – unabhängig von rein praktischen Betriebsbedingungen. Diese Analyse liefert tiefergehende Erkenntnisse über die systemimmanenten Verluste, beispielsweise durch irreversible Prozesse in der Energieumwandlung, und erlaubt so eine objektive Beurteilung des Antriebsstrangs.

Gleichzeitig wurden die wichtigsten Leistungskennzahlen (KPIs) des Fahrzeugs – Brennstoffzellenleistung, Reichweite, Fahrverhalten, Lebensdauer und Betankungszeit – mit den ursprünglich im Projektantrag definierten Zielwerten verglichen, siehe Tabelle 1. Grundlage der Bewertung waren Fahrzeugsimulationen, da reale Testdaten infolge der abgesagten Demonstrationsphase nicht vorlagen. Die Brennstoffzellenleistung wurde mithilfe eines Modells abgeleitet, das auf Prüfstandsergebnissen basierte. Dieses Modell konnte den angestrebten Zielwert von 310 kW sogar leicht übertreffen.

Tabelle 1: Vergleich der Projektziele mit den erreichten Simulationsergebnissen

Beschreibung	Ziel	FC4HD	Quelle
Nennleistung FCS [kW]	310	310,7	Sim
Reichweite [km]	300	315	Sim
Gesamtgewicht [t]	42	42	Sim
Fahrleistung (Graz–Vienna) [h]	Same as ICE truck	Same as ICE truck	Sim
Lebensdauer [km]	1.5 Mio.	-	-
Betankungszeit [km/min]	75	40	Sim

Auch die Reichweitenanforderung von 300 km wurde mit einer simulierten Reichweite von 315 km erfüllt – unter besonders anspruchsvollen Bedingungen: dem sogenannten „Graz–Wien–Neustadt–Graz“-Fahrzyklus, dessen Geschwindigkeitsprofil anhand eines realen Diesel-Lkw-Fahrzyklus aufgenommen wurde. Dass der FC4HD diese Strecke bei vergleichbarem Geschwindigkeitsprofil vollständig absolvieren konnte, wird als Nachweis der erforderlichen Fahrleistung gewertet. Damit konnte die Simulation zeigen, dass der Wasserstoffantrieb hinsichtlich Fahrverhalten einem konventionellen Diesel-Lkw ebenbürtig ist.

Nicht erreicht bzw. nicht überprüfbar waren hingegen die Ziele für die Lebensdauer und die Betankungszeit. Eine Bewertung der Lebensdauer war mangels Testdaten nicht möglich. Bei der Betankungszeit stellte sich heraus, dass selbst mit einem erweiterten Betankungssystem – basierend auf einer 700-bar-Infrastruktur von HyCentA – die für das Projekt geforderte Betankungsrate von rund 100 g/s (entsprechend einer Nachladeleistung von 75 km/min Reichweite) nicht erreicht werden konnte. Die reale Betankungskapazität blieb deutlich darunter. Auch die Simulation konnte diesen Engpass nicht umgehen, da sie auf real existierende infrastrukturelle Begrenzungen wie Massendurchflussraten abgestimmt war. Dadurch spiegeln die Simulationsergebnisse die aktuell bestehenden technischen Einschränkungen der Betankungsinfrastruktur realitätsnah wider.

Zusammenfassend zeigt dieser Abschnitt, dass der FC4HD-Antrieb in Simulationen hinsichtlich Leistungsfähigkeit und Reichweite die Zielvorgaben erfüllt, jedoch durch infrastrukturelle Engpässe – speziell bei der Wasserstoffbetankung – noch wesentliche Einschränkungen in der Praxistauglichkeit bestehen. Die Exergieanalyse liefert darüber hinaus wichtige Hinweise auf die energetische Optimierbarkeit des Gesamtsystems, insbesondere in Bezug auf die Brennstoffzelle als Hauptquelle irreversibler Energieverluste.

Vergleich mit batterieelektrischen Antrieben

Der Vergleich zwischen Brennstoffzellen- (FCEV) und batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) erfolgte auf Basis identischer Rahmenbedingungen und zeigte klare Unterschiede: FCEVs bieten Vorteile bei Reichweite, Tankdauer und Nutzlast, während BEVs effizienter und kostengünstiger sind und eine bessere Infrastrukturverfügbarkeit aufweisen. Die Exergieeffizienz lag bei BEVs bei ~80 % gegenüber ~67 % bei FCEVs. Die größten Verbesserungspotenziale bei BEVs liegen im Wärmemanagement und der Optimierung der elektrischen Komponenten.

Makroökonomische Analyse

Die Einführung von FCEV-Lkw und die notwendige Wasserstoffinfrastruktur in Österreich erzeugen positive wirtschaftliche Impulse. Diese resultieren aus Investitionen, Importsubstitution von Diesel und Multiplikatoreffekten (z. B. durch erhöhte Beschäftigung und Konsum). Subventionen zur Unterstützung der Einführung von FCEVs fördern das BIP-Wachstum stärker, als sie öffentliche Kosten verursachen. Auch regulatorische Maßnahmen wie CO₂-Bepreisung oder die Mineralölsteuer steigern die Wirtschaftlichkeit von FCEVs gegenüber Diesel-Lkw und kurbeln so ebenfalls Investitionen an.

Ökobilanz (LCA)

Die Lebenszyklusanalyse bewertete die Umweltauswirkungen verschiedener Lkw-Antriebe in Bezug auf das Treibhauspotenzial (GWP). BEVs, betrieben mit 100 % erneuerbarem Strom, weisen die geringsten Emissionen auf, gefolgt von FCEVs mit grünem Wasserstoff. Wird Wasserstoff jedoch aus konventionellem Strommix hergestellt, ist der GWP höher als bei Diesel. Die Einführung von FCEV-Flotten in Österreich und der EU kann signifikante CO₂-Einsparungen bewirken, die bis 2050 auf bis zu 4 Mio. t CO₂-eq (AT) bzw. 193 Mio. t CO₂-eq (EU) ansteigen können.

Total Cost of Ownership (TCO)

Die TCO-Analyse zeigt, dass FCEVs derzeit die höchsten Betriebskosten pro Tonnenkilometer verursachen, aber bis 2030 dieselbetriebene Fahrzeuge einholen könnten, siehe Abbildung 13. BEVs bleiben aufgrund höherer Effizienz langfristig günstiger. FCEVs könnten vor allem bei Langstreckentransporten mit hoher Nutzlast und kurzen Betankungszeiten wirtschaftlich konkurrenzfähig sein. Voraussetzung ist jedoch ein Wasserstoffpreis von etwa 7 €/kg.

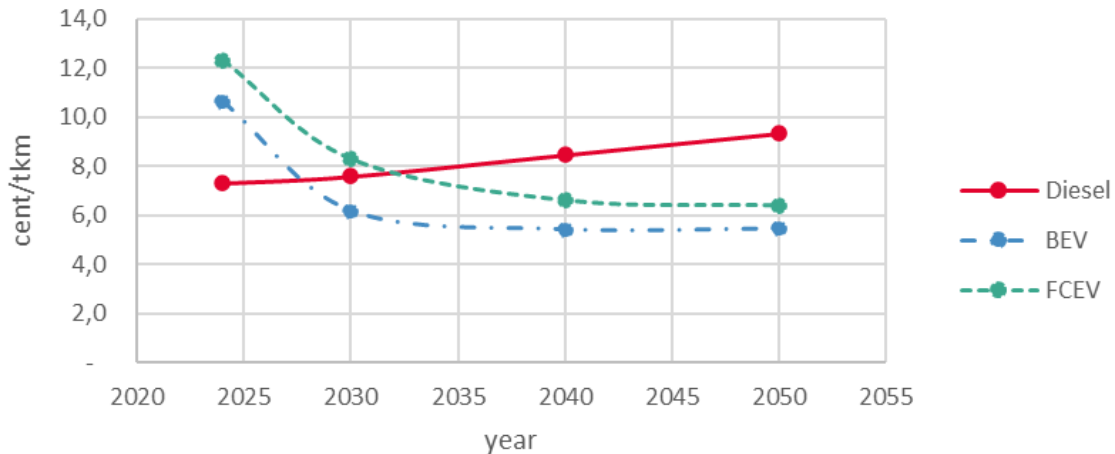


Abbildung 13: TCO für LKWs mit unterschiedlichen Antriebsstrangtechnologien

Optimierung der Wasserstoffinfrastruktur

Ein Simulationsmodell zur Planung einer österreichweiten Betankungsinfrastruktur berücksichtigt Transportvolumen, geographische Verkehrsknoten und erwartete Marktdurchdringung. Zwei Betankungskonzepte mit 60 bzw. 120 Betankungen pro Tag wurden modelliert. Die Simulation zeigt, dass große Verkehrsknoten wie Wien oder Linz ab etwa 2030 über mindestens drei H₂-Tankstellen verfügen könnten, um Versorgungssicherheit und geringe Anfahrtswege zu gewährleisten. Für mittelgroße Knoten ergibt sich eine deutlich langsamere Entwicklung, was mit wirtschaftlichen Risiken verbunden ist. Die Investitionskosten betragen ca. 9 Mio. € für kleinere und bis zu 14 Mio. € für größere H₂-Tankstellen.

Markteinführungsstrategie für FCEV-Lkw „Made in Austria“

Die Markteinführungsstrategie basiert auf Analysen politischer, wirtschaftlicher, technologischer und rechtlicher Rahmenbedingungen (PESTLE-Analyse) und sieht eine CO₂-freie Schwerlastmobilität in Österreich bis 2040 vor. Voraussetzung sind der Ausbau eines H₂-Pipelinesystems (gemäß ÖNIP), politische Unterstützung sowie zielgerichtete Fördermaßnahmen. Herausforderungen bestehen insbesondere in der fehlenden Verantwortlichkeit für den Ausbau der H₂-Infrastruktur, der hohen Anfangskosten für Fahrzeuge und Tankstellen, sowie in der Notwendigkeit einer koordinierten Nutzung von Wasserstoff in Industrie und Verkehr zur Gewährleistung einer wirtschaftlichen Versorgung.

Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse

- **Technisch:** FCEVs sind noch im Rückstand gegenüber BEVs, insbesondere bei Reifegrad und Kosten der Komponenten (z. B. 700-bar-Kompressoren).
- **Ökonomisch:** Langfristig könnte FCEV wirtschaftlich mit Diesel gleichziehen, bei Langstrecken auch mit BEV konkurrieren. Hohe Anfangsinvestitionen und der H₂-Preis sind jedoch limitierende Faktoren.
- **Politisch:** Förderinstrumente bestehen, jedoch fehlt eine klare Verantwortlichkeit für Infrastrukturentwicklung. Eine staatlich unterstützte Koordination von H₂-Produktion, -Verteilung und -Nutzung ist erforderlich.
- **Ökologisch:** FCEVs bieten Umweltvorteile nur bei Nutzung von grünem Wasserstoff. Die Emissionseinsparungen sind bei erfolgreicher Integration erheblich.
- **Regulatorisch:** EU-Vorgaben verpflichten zur Errichtung eines H₂-Tankstellennetzes bis 2030 entlang der TEN-T-Korridore. Zudem erlaubt die EU für FCEVs höhere Gesamtgewichte, was einen wirtschaftlichen Vorteil darstellt.

Insgesamt zeigt das Projekt, dass FCEV-LKW eine zukunftssträchtige Option für den Schwerlastverkehr darstellen, sofern technologische, infrastrukturelle und wirtschaftliche Rahmenbedingungen rechtzeitig und gezielt weiterentwickelt werden. Für Österreich ist eine realistische Marktstrategie möglich, erfordert jedoch klare politische Zielvorgaben, technologische Innovation und eine koordinierte nationale Umsetzung.

5.2 Wasserstoffproduktion und Verteilungsoptimierung

Die Arbeiten aus dem vorangegangenen Projekt der Periode 11/2019 – 12/2021 im Bereich Well-to-Wheel bieten bereits eine solide Basis für die unterschiedlichen Herstellungs- und Verteilungsprozesse von Wasserstoff für die mobile Anwendung. Durch die enge Zusammenarbeit im Annex und der Evaluierung der unterschiedlichen Szenarien konnte ein erstes Modell erarbeitet und der breiten Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden. Um diese Arbeiten fortzuführen und die Erkenntnisse auf dem neuesten Stand zu erhalten, werden hierzu Fallbeispiele erarbeitet. Dies beinhaltet auch Strategien für spezifische Anwendungen, wie zum Beispiel der Versorgung von Bus- oder Zugflotten. Als Methode werden hierfür Modelle zur Wirkungsgradberechnung sowie unterschiedliche Stakeholder-Analysen eingesetzt. Die vorhandenen Risiken, wie unzureichende Kommunikation und komplexe Anwendungsszenarien werden vorab durch aufbauende Workshops und zeitgerechte Bearbeitung sowie Vergleich mit bestehenden Fallbeispielen abgeschwächt.

5.2.1 Fallbeispiel dezentrale Wasserstoffherstellung für den Transport

Die dezentrale Wasserstoffherstellung ist charakterisiert durch eine Energieversorgung durch lokale Energieträger und einer Elektrolyseleistung von kleiner 5 MW. Für die Energiewende sind sie deshalb wichtig, weil eine Vielzahl an Standorten dafür in Betracht gezogen werden können, sie

die Energieausbeute aus lokalen Wind- und Solaranlagen erhöhen, zu einer höheren Resilienz im gesamten Energiesystem führen und die Netzausbaukosten reduziert werden können.

Durch die Etablierung industrieller Wasserstoffhubs könnte lokal erzeugter Strom aus regenerativen Energien direkt vor Ort zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden. Dieser könnte wiederum in umliegenden Unternehmen energetisch oder stofflich verwertet werden. Die Netzan-schlusskosten, die einen möglichen Hinderungsgrund für den Zubau regenerativer Erzeugungsan-lagen darstellen, würden damit entfallen. Stattdessen müsste in ein Hub-internes Stromnetz und entsprechende Speicherkapazitäten investiert werden, die den Elektrolyseuren die Versorgungssi-cherheit mit Strom gewährleisten. [17]

Die technische Auslegung einer optimierten Infrastruktur ist immer auf den H₂-Bedarf und den ge-wählten Speichertechnologien der Verbraucher abzustimmen. Dafür ist eine Berechnung des Ener-gie- und Leistungsbedarfs der Elektrolysesysteme inklusive der notwendigen Infrastrukturkompo-nenten wie H₂-Kompressoren, Speichertanks und Betankungsanlagen durchzuführen. Hierbei kön-nen unterschiedliche Anlagenvarianten untersucht werden, siehe Abbildung 14.

Die Varianten 1 bis 3 basieren auf einer grünen H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse vor Ort, Variante 4 berücksichtigt eine externe H₂-Versorgung mittels Wasserstofftrailern. Aufgrund des lokalen Energiebedarfs für die Elektrolyse benötigen die Varianten 1 bis 3 eine elektrische Stromversor-gung vor Ort (Netzleistung). Eine entsprechende Stromversorgung für die H₂-Speicherung (H₂-Ver-dichtung) sowie H₂-Verteilung (Betankungs-anlage bzw. auch Dispenser genannt) benötigen alle 4 Varianten, mit entsprechend unterschiedlichen Anschlussleistung je nach Speichertechnologie und Speicherdrücken des H₂-Trailers. Das Elektrolysesystem in Variante 1 bis 3 ist in erster Instanz mit einem Niederdruckspeicher (ND-Speicher) gekoppelt, um entsprechende Puffermengen an H₂ be-reitzustellen. Die H₂-Verdichtersysteme (in den Abbildungen als einzelne Komponente dargestellt) bestehen aus parallel geschalteten Verdichtern, um die erforderlichen Mengen bei benötigtem Speicherdruck bereitzustellen. [18]

Die jeweilige Speichertechnologie (GH2 350 und 700 bar bzw. LH2) hat einen entscheidenden Ein-fluss auf die Ausgestaltung der H₂-Speichersysteme. Bei den Varianten 1 und 4 erfolgt die Speiche-rung über Mitteldruckspeicher (MD-Speicher) mit einem max. Speicherdruck von 450 bar, wobei die Bereitstellung bei 350 bar erfolgt. In Variante 2 beträgt der max. Speicherdruck 1.000 bar. In diesem Fall ist ein Hochdruckspeicher (HD-Speicher) notwendig. Die Bereitstellung erfolgt bei 700 bar. Variante 1 und 2 basieren auf einer gasförmigen Betankung, die vorzugsweise auch mit einer Wasserstoffvorkühlung (Cold-fill) ausgestattet werden kann. Dies ist insbesondere bei großen Be-tankungsmengen sinnvoll, um die Betankungszeit zu reduzieren. In Variante 3 wird der Wasser-stoff bei 20 K (-253,15 °C) flüssig gespeichert und bereitgestellt. Die Flüssiginfrastruktur besteht aus den Komponenten Verflüssiger, LH2-Speicher, Verdampfer und einem Betankungsspeicher. [18]

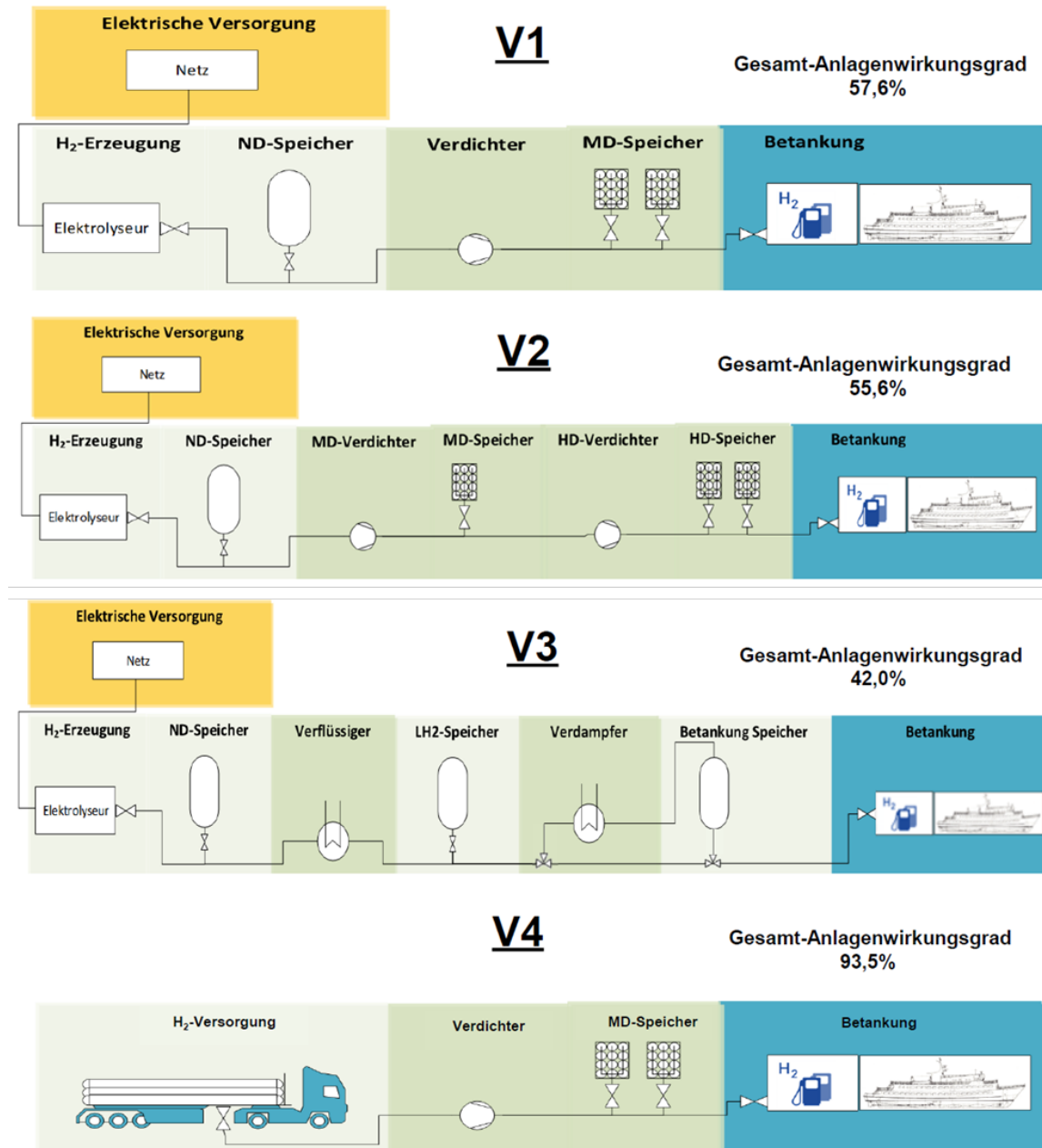


Abbildung 14: V1: Gasförmige Bereitstellung von 350 bar (GH₂ 350 bar), V2: Gasförmige Bereitstellung von 700 bar (GH₂ 700 bar), V3: Flüssige Bereitstellung (LH₂), V4: Externe H₂-Versorgungs-Infrastruktur mit gasförmiger Bereitstellung von 350 bar (GH₂ 350 bar) [18]

Um den Anlagenwirkungsgrad zu errechnen wird der Energiegehalt des bereitgestellten Wasserstoffs und die dafür benötigte Energie herangezogen. Die Elektrolyseanlage wird unter Berücksichtigung einer 80-prozentigen Auslastung ausgelegt, um einerseits eine geeignete H₂-Produktionsrate (kg/h) zu erzielen und andererseits einen etwaigen Mehrverbrauch effektiv abzudecken.

Als Beispiel einer umgesetzten dezentralen Wasserstoffherzeugungsanlage ist Gabersdorf in der Steiermark zu nennen, siehe Abbildung 15. Hier wurde die beschriebene Variante 2 umgesetzt.

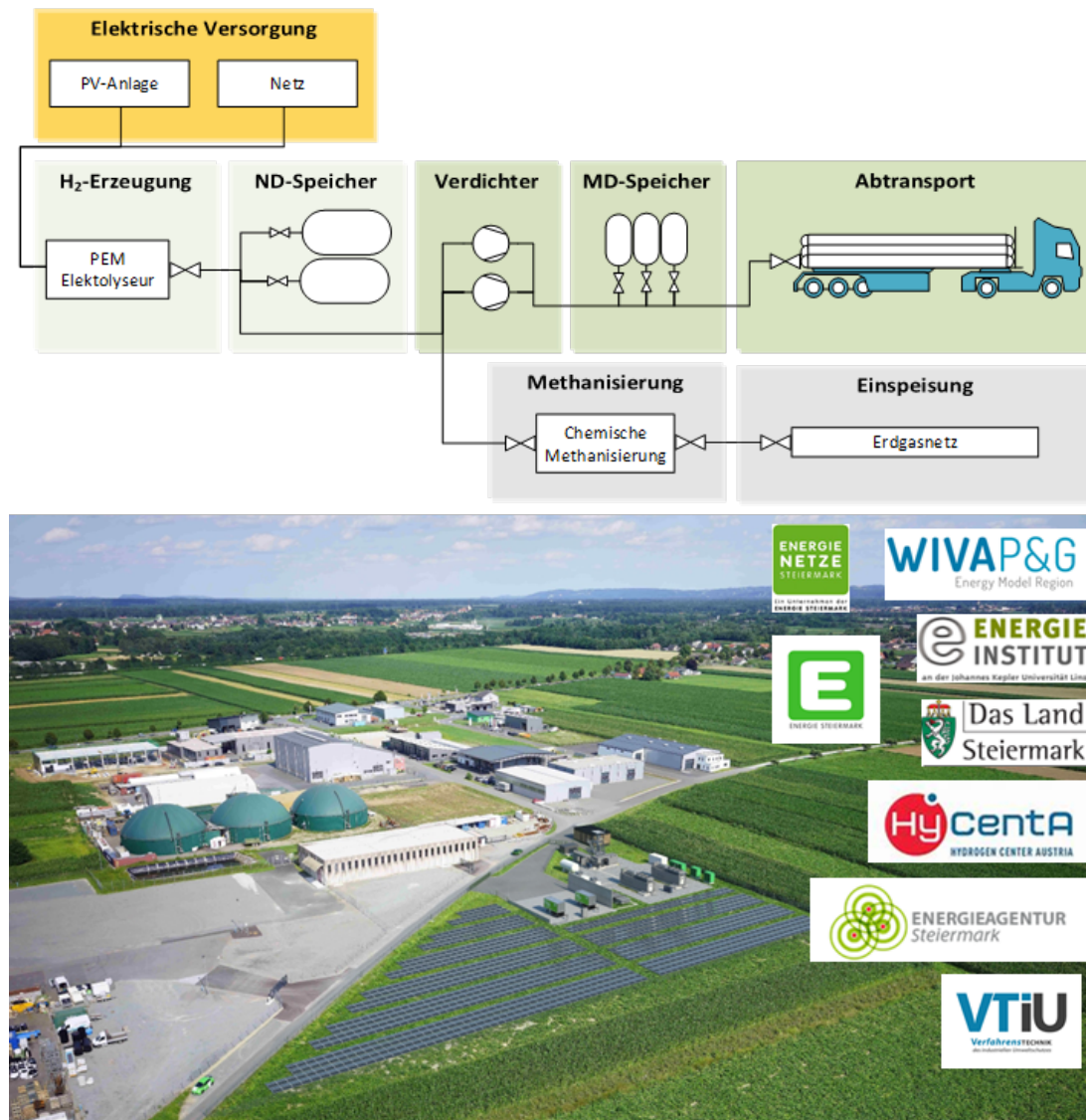


Abbildung 15: Dezentrale Wasserstofferzeugungsanlage in Gabersdorf [19]

Im Zuge des vom KLIEN geförderten Forschungsprojekts *Renewable Gasfield* wurde der ganzheitliche Ansatz Power-to-Gas implementiert. Durch lokal erzeugten erneuerbaren Strom aus einer 6.000 m² Photovoltaikanlage wird mittels einer 1 MW Elektrolyseanlage bis zu 300 Tonnen grüner Wasserstoff jährlich erzeugt. Dieser wird anschließend einerseits chemisch durch die Nutzung von CO₂ aus dem Rohbiogas einer bestehenden Biogasanlage methanisiert und ins Erdgasnetz eingespeist. Andererseits kann dieser über eine Verdichterstation und einem 300 bar Mitteldruckspeicher in Transporttrailer abgefüllt und verteilt werden. Der grüne Wasserstoff kann somit in den Bereichen Energie, Mobilität und Industrie im näheren Einzugsgebiet genutzt werden. [19]

5.2.2 Fallbeispiel zentrale Wasserstoffherstellung für den Transport

Die zentrale Wasserstoffherstellung und der Import und Export von Wasserstoff wird in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Durch die günstigen Strompreise basierend auf erneuerbaren Energien wie beispielsweise in Südamerika und Nordafrika können sehr niedrige Wasserstoffgestehungskosten erreicht werden. Unterschiedlichste Pfade können bei der Erzeugung, Speicherung und Verteilung genutzt werden, siehe Abbildung 16.

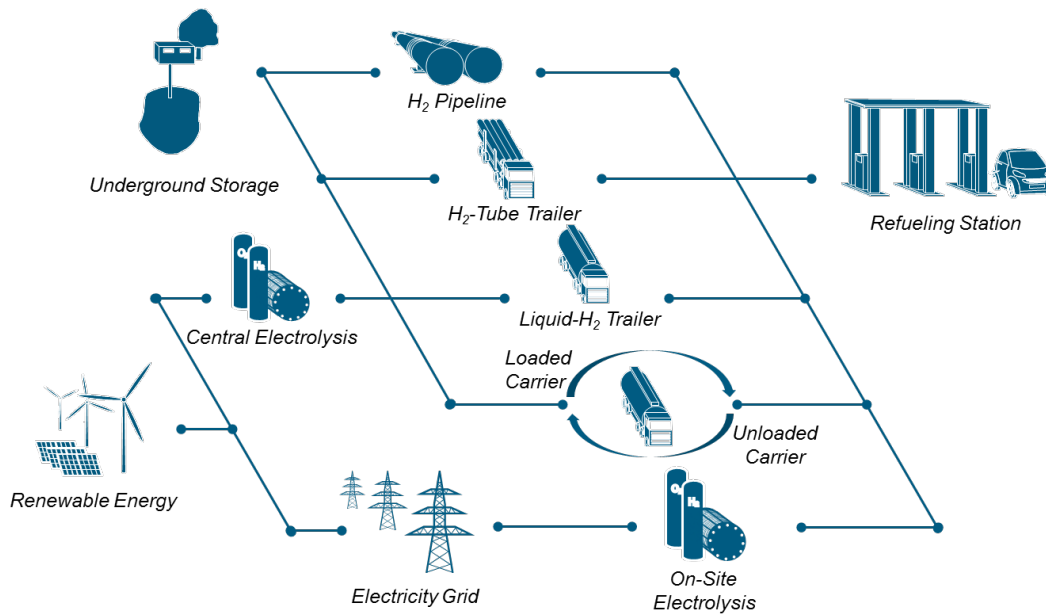


Abbildung 16: Pfade zur Erzeugung, Speicherung und Verteilung von grünem Wasserstoff [20]

Für die kostengünstige Bereitstellung von Wasserstoff beim Endnutzer muss eine möglichst effiziente Produktions- und Lieferketten umgesetzt werden. Um dies zu erreichen, ist eine genaue Analyse der einzelnen Prozessschritte erforderlich.

Um individuelle Herstellungs- und Verteilungspfade darstellen und bewerten zu können, wurde im FFG geförderten Projekt *EnergyHyWay* [21] ein Tool entwickelt. Dieses Projekt befasst sich mit allen Schritten, von der Primärenergiegewinnung bis zum Betankungsvorgang von Fahrzeugen an der Tankstelle. Nach der Energiegewinnung können die einzelnen Prozessschritte in Wandlungsprozesse, Konditionierungsprozesse und Transportprozesse unterteilt werden. Durch mehrfache Kombination dieser können gewünschten Prozessketten erstellt werden. Zu den Wandlungsprozessen zählen unter anderem Elektrolyseprozesse, Reformierungsanlagen, Methanisierungsverfahren und diverse Kraftwerke zur Stromerzeugung. Der Transport des Energieträgers über alle möglichen Distanzen und unterschiedliche Transportoptionen wird in den Transportprozessen berücksichtigt.

Mit Hilfe dieses Tools können mögliche Wasserstoff-Bereitstellungspfade hinsichtlich ihrer Wirkungsgrade übersichtlich analysiert und betrachtet werden. Der Vergleich der bewerteten Optionen, einschließlich reinem Wasserstoff in verschiedenen Zuständen und Wasserstoffderivaten,

umfasst Effizienz, Kosten, ökologische Gefahren und Beschränkungen aufgrund aktueller Transportvorschriften (z.B. ADR, Tunnelvorschriften, Toxizität, ...). In Abbildung 17 sind die Wirkungsgrade für die untersuchten Pfade dargestellt.

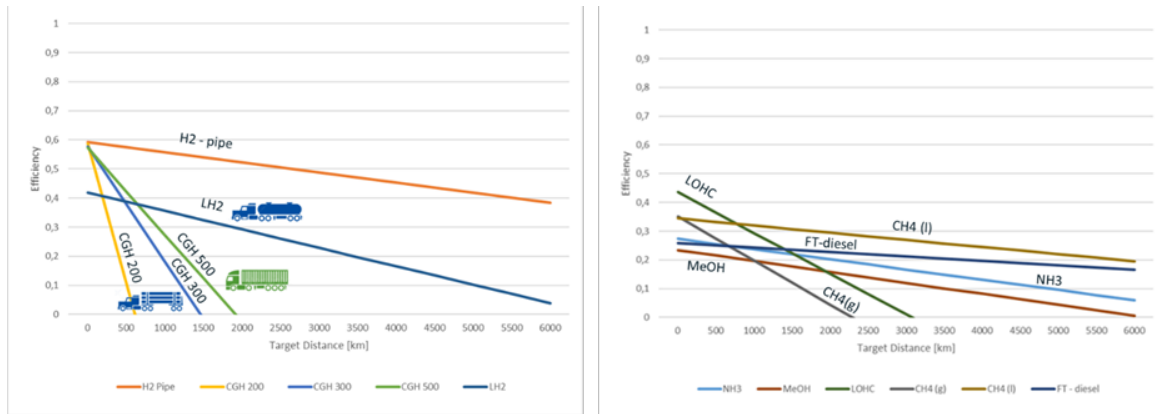


Abbildung 17: Vergleich der Transporteffizienzen für reinen Wasserstoff in verschiedenen Zuständen (links) und Wasserstoffderivate in Abhängigkeit vom Zielabstand (rechts). [21]

Insgesamt ist der Transport über eine Wasserstoffpipeline bei großen Entfernungen am effizientesten, erfordert aber eine hohe Anfangsinvestition. Bei geringen Entfernungen und Wasserstoff als gewünschtem Endenergieträger ist gasförmiger oder flüssiger Wasserstoff aufgrund der vermiedenen Rückwandlungsverluste den Wasserstoffderivaten vorzuziehen. Für mittlere Entfernungen und insbesondere, wenn die Derivate direkt in der nachfolgenden Prozesskette verwendet werden können, sind Biomethan, Ammoniak und Methanol wertvolle Transportalternativen. [21]

Am Beispiel der Wasserstoffherzeugung und dem Transport von Marokko nach Wien zeigt sich, dass bei Route B (Pipeline und Trailer) der Well-to-Tank Wirkungsgrad bei rund 80% liegt. Dieser ist um rund 25% über dem Wirkungsgrad von Route A (Schiffs, Zug und Trailer) und somit deutlich effizienter. [21]

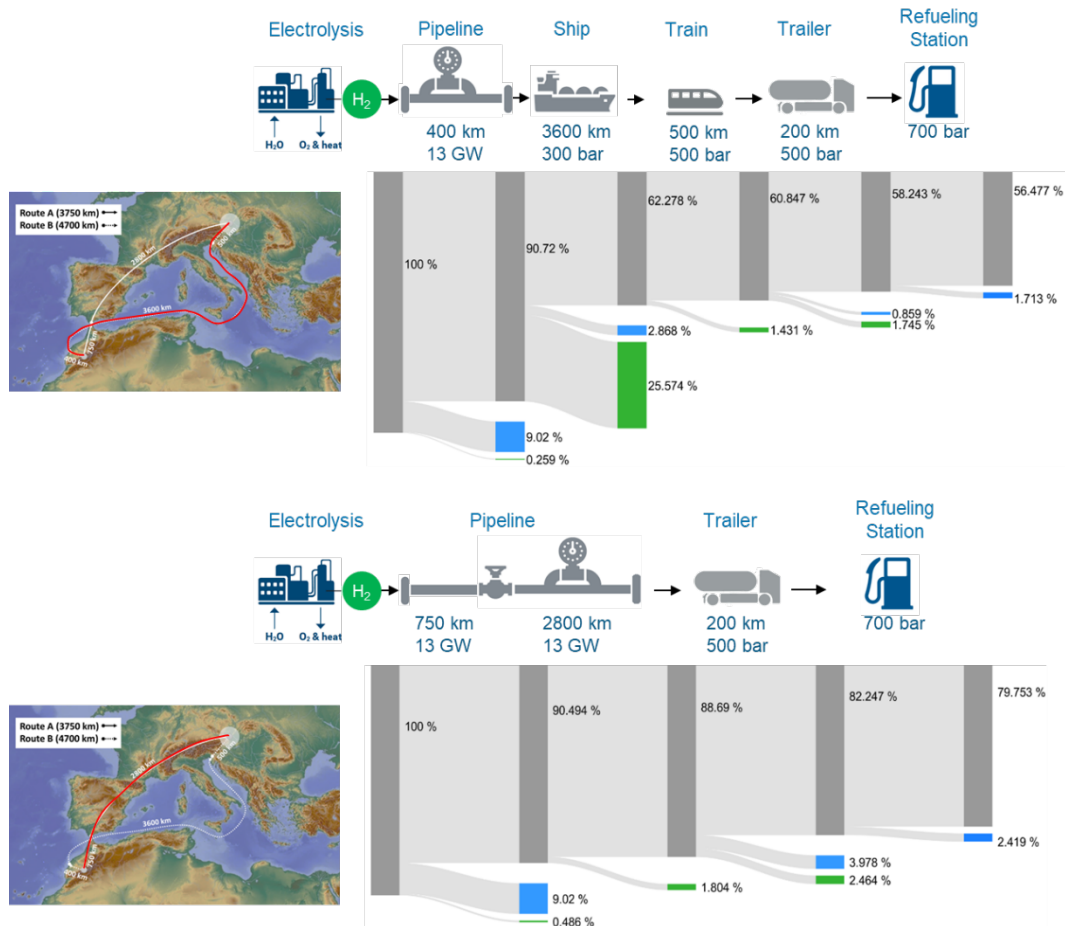


Abbildung 18: Well-to-Tank Wirkungsgradanalyse der Bereitstellung von Wasserstoff am Beispiel Marokko-Wien über Schiff, Zug und Trailer (oben) bzw. Pipeline und Trailer (unten) [21]

Die europäischen Bestrebungen ein überregionales Wasserstoff-Pipelinennetz aufzubauen, finden sich in der Initiative European Hydrogen Backbone (EHB) wieder, siehe Abbildung 19. Die EHB-Initiative zielt darauf ab, Europas Weg zur Dekarbonisierung zu beschleunigen, indem sie die entscheidende Rolle der Wasserstoffinfrastruktur - basierend auf bestehenden und neuen Pipelines - bei der Entwicklung eines wettbewerbsfähigen, flüssigen, paneuropäischen Marktes für erneuerbare und kohlenstoffarme Energieträger definiert. Weiteres soll die Initiative den Wettbewerb auf dem Markt, die Versorgungssicherheit, die Nachfragesicherheit und die grenzüberschreitende Zusammenarbeit zwischen den europäischen Ländern und ihren Nachbarländern fördern. Die beschleunigte EHB-Vision zeigt, dass bis 2030 ein erstes 28.000 km langes Pipelinennetz entstehen könnte, das Industriecluster, Häfen und Wasserstofftäger miteinander verbindet und die Grundlage für künftige groß angelegte Wasserstoffversorgungskorridore bildet. Die Wasserstoffinfrastruktur kann dann bis 2040 zu einem gesamteuropäischen Netz mit einer Länge von 53 000 km ausgebaut werden. [22]

Mature European Hydrogen Backbone
can be created by 2040

- H₂ pipelines by conversion of existing natural gas pipelines (repurposed)
- Newly constructed H₂ pipelines
- Export/Import H₂ pipelines (repurposed)
- Subsea H₂ pipelines (repurposed or new)
- Countries within scope of study
- Countries beyond scope of study
- ▲ Potential H₂ storage: Salt cavern
- Potential H₂ storage: Aquifer
- ◆ Potential H₂ storage: Depleted field
- Energy island for offshore H₂ production
- ★ City, for orientation purposes

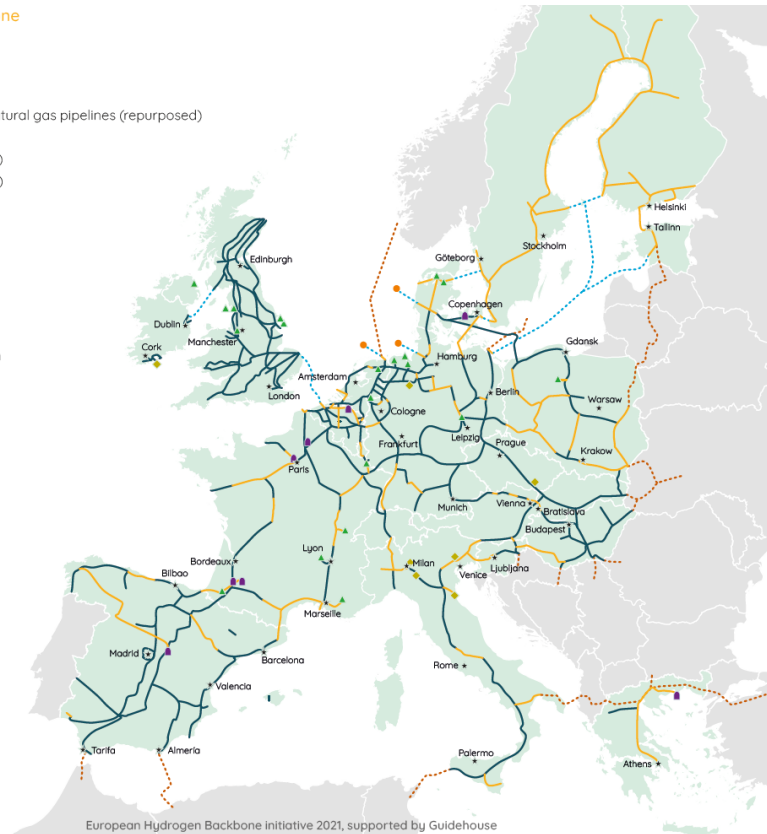


Abbildung 19: Vision des europäischen Wasserstoff-Pipelinennetzes im Zuge der Initiative European Hydrogen Backbone [22]

Die größten Projekte (umgesetzt und geplant) zur Produktion von grünem Wasserstoff sind in Tabelle 2 gelistet. Der weltweit größte Elektrolyseur steht im Rahmen des REFHYNE-Projekts am Standort von Shell in Wesseling, Deutschland. Mit einer Kapazität von 10 MW ist dies der derzeit größte PEM (Proton Exchange Membrane) Elektrolyseur der Welt. Der Elektrolyseur nutzt PEM-Technologie, die sich durch hohe Effizienz und schnelle Reaktionszeiten auszeichnet. Der produzierte grüne Wasserstoff wird hauptsächlich zur Dekarbonisierung der Raffinerieprozesse verwendet, indem er fossile Brennstoffe ersetzt und somit die CO₂-Emissionen der Raffinerie erheblich reduziert. [26]**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**Tabelle 2: Weltweit größte Produktionsanlage von grünem Wasserstoff (umgesetzt und geplant, Stand 2024)

Projekt/Anlage	Standort	Kapazität	Betriebsaufnahme	Beschreibung
REFHYNE [26]	Wesseling, Deutschland	10 MW	2021	Europas größte PEM-Elektrolyseanlage bei der Shell Rheinland Raffinerie. Produziert bis zu 1.300 Tonnen Wasserstoff pro Jahr für die Dekarbonisierung der Raffinerie.
H2Future [27]	Linz, Österreich	6 MW	2019	Eine der größten PEM-Elektrolyseanlagen, betrieben von Voestalpine, zur Reduzierung von CO ₂ -

				Emissionen im Stahlherstellungsprozess. Verwendet Strom aus Wasserkraft.
HyBalance [28]	Hobro, Dänemark	1,2 MW (erweiterbar auf >5 MW)	2018	Alkalische Elektrolyseanlage, die Windenergie nutzt. Produziert Wasserstoff für Wasserstofftankstellen und industrielle Anwendungen.
HydrogenPro [29]	Herøya, Norwegen	100 MW (im Aufbau)	2024 (geplant)	Eine der größten Elektrolyseanlagen der Welt, die grünen Wasserstoff durch Nutzung von erneuerbarer Energie erzeugen wird.
Gigafactory (McPhy) [30]	Belfort, Frankreich	1 GW (geplant)	2024 (geplant)	McPhy plant den Bau einer Gigafactory zur Herstellung von Elektrolyseuren mit einer jährlichen Produktionskapazität von 1 GW. Ziel ist es, die Nachfrage nach Elektrolyseuren für die Produktion von grünem Wasserstoff zu decken.
Djewels Project (McPhy) [31]	Delfzijl, Niederlande	20 MW	2024 (geplant)	Großanlage zur Produktion von grünem Wasserstoff durch alkalische Elektrolyse. Die Anlage soll erneuerbare Energien nutzen und die industrielle Dekarbonisierung unterstützen.
H2Giga (Thyssenkrupp) [32]	Duisburg, Deutschland	500 MW (geplant, Skalierbar)	2025 (geplant)	Großanlage zur Produktion von grünem Wasserstoff durch alkalische Elektrolyse. Teil des H2Giga-Projekts, das die industrielle Serienfertigung von Elektrolyseuren plant.
HEAVENN [33]	Groningen, Niederlande	20 MW (geplant)	Ab 2025 (geplant)	Aufbau eines integrierten Wasserstoffwirtschafts-Ökosystems. 20 MW Elektrolyseanlage nutzt erneuerbare Energien für Industrie, Mobilität und Energieversorgung.
...				

Grüner Wasserstoff, hergestellt durch die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung erneuerbarer Energiequellen, ist der Schlüssel zur Dekarbonisierung verschiedener Sektoren. Eine der wichtigsten Anwendungen ist bei industriellen Prozessen. Er wird als sauberer Brennstoff oder Reduktionsmittel in verschiedenen Branchen eingesetzt, von der Stahl- und Chemieindustrie bis hin zur Raffinerie- und Glasproduktion. Durch die Integration von grünem Wasserstoff in industrielle Prozesse können Unternehmen ihren CO₂-Fußabdruck reduzieren und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit verbessern.

Eine weitere wichtige Anwendung für grünen Wasserstoff liegt im Verkehrssektor. Brennstoffzellenfahrzeuge, die mit Wasserstoff betrieben werden, bieten eine emissionsfreie Alternative zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren. Durch die Verbesserung der Infrastruktur für Wasserstofftankstellen und die Entwicklung kostengünstiger Brennstoffzellenfahrzeuge könnte der Verkehrssektor erheblich zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen.

Ein weiterer wichtiger Bereich ist die Energiespeicherung und -umwandlung. Wasserstoff kann dazu dienen, überschüssige Energie aus erneuerbaren Quellen wie Wind- und Solarenergie zu speichern und bei Bedarf wieder in Strom umzuwandeln. Diese Flexibilität macht ihn zu einem wichtigen Instrument für die Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz und zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung.

Für die Anwendung von Wasserstoff in der Mobilität müssen genügend Wasserstofftankstellen für Fahrzeuge, Flugzeuge und Schiffe zur Verfügung stehen. In der Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR - Alternative Fuels Infrastructure Regulation) einem Teil des Pakets „Fit für 55“ – werden Ziele für den Aufbau einer solchen Infrastruktur in der EU in den kommenden Jahren festgelegt. Im Juli 2023 wurde die neue Verordnung vom Rat angenommen. [34]

Darin werden folgende konkrete Maßnahmen für den Aufbau eines EU-weiten Wasserstofftankstellennetzes reguliert. Mindestens eine Wasserstofftankstelle muss alle 200 km entlang des TEN-V-Kernetzes und an jedem städtischen Knoten aufgebaut werden. Jede Tankstelle soll für eine Kapazität von einer Tonne Wasserstoff pro Tag bei 700 bar ausgelegt sein. Die Richtlinie muss bis spätestens Ende 2030 von allen EU-Mitgliedsstaaten umgesetzt werden.

Der Status Quo des derzeitigen Wasserstofftankstellennetzes weltweit ist in Abbildung 20 zu sehen (Stand 2021). Derzeit führt Asien mit 275 Wasserstofftankstellen, Europa folgt mit etwa 200, von denen sich fast 100 in Deutschland befinden. In Nordamerika sind 75 Wasserstofftankstellen in Betrieb, ca. 50 davon in Kalifornien. [36]

In Europa ist Deutschland der Vorreiter beim Aufbau eines flächendeckenden und zuverlässigen Wasserstofftankstellennetz. Die Wasserstoff-Betankungstechnologie hat sich aus dem Forschungs- und Entwicklungsstadium herausentwickelt zu einer leistungsfähigen kommerziellen Anwendung mit hoher Verfügbarkeit für private und betriebliche Kunden. Für den ersten Hochlauf der öffentlichen Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur wurden kleine Stationen („small“ = S, max. Durchsatz 200 kg H₂/Tag) und mittlere Stationen („medium“ = M, max. Durchsatz 500 kg H₂/Tag) errichtet. Derzeit betreibt H₂ MOBILITY über 90 Tankstellen in Deutschland (86 umgesetzt, 27 in Planung [36]) und Österreich (6 umgesetzt, keine in Planung [36]) und ist damit der größte Einzelbetreiber von Wasserstofftankstellen weltweit. Pkw sowie LNF werden nach Stand der Technik mit 700-Bar-CGH₂ betankt, Busse mit 350-Bar-CGH₂. Auch die Wasserstoffbetankung von MNF ist an einigen H₂ MOBILITY Wasserstofftankstellen bereits möglich. Zurzeit wird der Wasserstoff hauptsächlich im gasförmigen Aggregatzustand angeliefert und gespeichert. Einige Stationen werden zudem mit flüssigem Wasserstoff versorgt, der entsprechend in diesem Aggregatzustand gespeichert wird. [35]

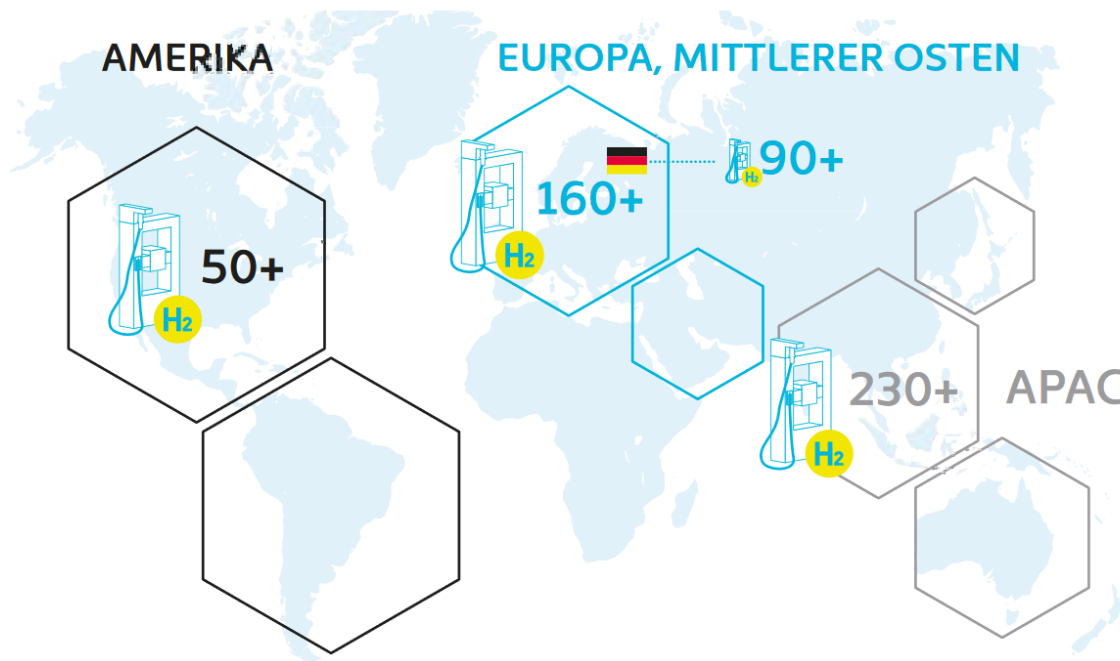


Abbildung 20: Wasserstofftankstellennetz weltweit (2021) [35]

Zahlreiche Akteure auf internationaler, europäischer und deutscher Ebene haben sich zum Aufbau einer umfassenden Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur verpflichtet. Dabei macht die zentrale Lage Deutschlands die transeuropäischen Routen zum integralen Bestandteil der hiesigen Transportinfrastruktur. Insbesondere die benötigten Wasserstoffmengen bei zeitgleicher Betankung mehrerer schwerer Nutzfahrzeuge macht einen weiteren Ausbau des Wasserstofftankstellennetz – entweder durch Nachrüstung oder durch Neubauten – unumgänglich. Dabei liegt der Fokus wegen der steigenden Nachfrage durch MNF und SNF auf Wasserstofftankstellen der Größen L bis XXL (Definition siehe Abbildung 21). Eine Kombination von Nachrüstung und Netzerweiterung gestaltet sich aufgrund von Synergien wirtschaftlich günstig. Die Nachrüstung von Stationen der Größe S auf Stationen der Größen M, L oder sogar XXL ist technisch möglich. Jede Wasserstofftankstelle kann hinsichtlich des Wasserstoffbedarfs, der Spitzenleistung und der Effizienz an spezifische Kundenbedürfnisse angepasst werden. Es ist davon auszugehen, dass die künftige Zunahme von SNF-Betankung eine XXL-Konfiguration mit einem durchschnittlichen Wasserstoffdurchsatz von 2,5 t/Tag notwendig macht. Bei einem angenommenen durchschnittlichen Wasserstoffbedarf von 60 kg pro Betankung könnten so mehr als 40 Lkw pro Tag und Station betankt werden. Wenn keine besonderen Anforderungen an Spitzenlasten gestellt werden, sind zwei Zapfsäulen je Station ausreichend. Diese Konfiguration würde eine Betankung von bis zu acht SNF stündlich mit einer angestrebten Betankungszeit von 10 bis 15 Minuten ermöglichen. Die sorgfältige Prüfung des Platzbedarfs für eine Wasserstofftankstelle bildet die Grundlage für die Entscheidung darüber, ob eine Aufrüstung der Station möglich ist oder die Tankstelle neu gebaut werden muss. Darüber hinaus müssen bei einer möglichen Erweiterung der Wasserstofftankstelle die technologische Machbarkeit und die wirtschaftlichen Auswirkungen berücksichtigt werden. Welche Wasserstoff-Betankungstechnologien und welche Zulieferketten in Zukunft bei H2 MOBILITY zum Einsatz kommen,

ist von den Fahrzeugkonfiguration, dem Reifegrad der Technologien, den Gesamtkosten und den möglichen Synergien mit der bestehenden Wasserstofftankstelleninfrastruktur abhängig. [35]



Size	S	M	L	2XL
Max. hydrogen throughput per day	200 kg	500 kg	1,000 kg	4,000 kg
Vehicle	PV, LCV	(PV, LCV, busses), MDV	(PV, LCV, busses), MDV, HDV	(PV, LCV, busses), MDV, HDV
Average hydrogen throughput per day	150 kg	350 kg	700 kg	2,500 kg
Annual demand	1 - 10 t	100 t+	500 t+	900 t+
Refuelling nozzle	1	2	2 - 3	2 - 4
Size components area	80 - 250 m ²	200 - 350 m ²	250 - 800 m ²	depending on HRS technology

Figure 3 – Size definitions of different HRS

Abbildung 21: Größendefinition Wasserstofftankstellen [35]

Im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff verfügt die LH₂-Speichertechnologie über eine wesentlich höhere volumetrische Energiedichte. Allerdings stellen Wärmeeintrag und entsprechendes Boil-Off (Verdampfen von H₂) bei der Nutzung von Wasserstoff im flüssigen Aggregatzustand eine Herausforderung dar, wie frühere Erfahrungen mit der Betankung von Flüssigwasserstoff in Pkw gezeigt haben (Abdampfungsverluste usw.). Die Weiterentwicklungen sLH₂- (neuere Entwicklung von LH₂) und CcH₂-Technologie (Fortführung der früheren BMW-Entwicklung, siehe nächster Abschnitt) sollen Abdampfungsverluste und Rückleitungslängen minimieren. Status Quo Die Technologieentwicklung für tiefkalten Flüssigwasserstoff wird derzeit von der Daimler Truck AG auf der Fahrzeugseite und von der Linde GmbH als Wasserstofftankstellen-Hersteller vorangetrieben. Mit der Verwendung von tiefkaltem Flüssigwasserstoff sollen hohe Speicherkapazitäten an Bord, Betankung mit hohem Durchfluss und große Reichweiten bei hoher Energieeffizienz möglich werden. Derzeit befindet sich die Technologie noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium (FuE) mit ersten Prototypen in der Fertigung. Da die Betankung direkt mit flüssigem Wasserstoff erfolgt, erscheint die LH₂-Anlieferung als sinnvollste Versorgungsoption. Eine Vor-Ort- Speicherung ist möglich, ebenso wie ein Wechseltrailer-Konzept. Jeder Zapfpunkt benötigt eine eigene sLH₂-Pumpe, die aber im Vergleich zu Gaskompressoren einen wesentlich geringeren Energiebedarf aufweist. Der Betankungsprozess selbst erfordert keine kontinuierliche Datenkommunikation zwischen Tankstelle und Fahrzeug, was die Komplexität weiter reduziert. Die derzeit größten Herausforderungen bestehen in der Erhöhung der Lebensdauer der Komponenten, die den tiefkalten Temperaturen des flüssigen Wasserstoffs ausgesetzt sind, einer präzisen Durchfluss-Messtechnik sowie der Minimierung der Abdampfungsverluste, beispielsweise durch verkürzte vakuumisolierte Rohrleitungen. [35]

Bei der Bewertung der verschiedenen Technologien müssen die Kosten der Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur berücksichtigt werden. Für diese Übersicht wurden Investitionsausgaben

(CAPEX, d. h. Kompressor, Kryopumpe, Rohrleitungen, Lagerung, Kühleinheit, Bauarbeiten, Stromanschluss), Betriebsausgaben (OPEX, d. h. Wartung, Reparatur, Bestandsverluste, Energieverbrauch) sowie Gestehungskosten (COGS) bewertet. Verglichen wurden Wasserstofftankstellen mit denselben Wasserstoffspeicherkapazitäten, wobei die Fahrzeugseite unberücksichtigt blieb. [35]

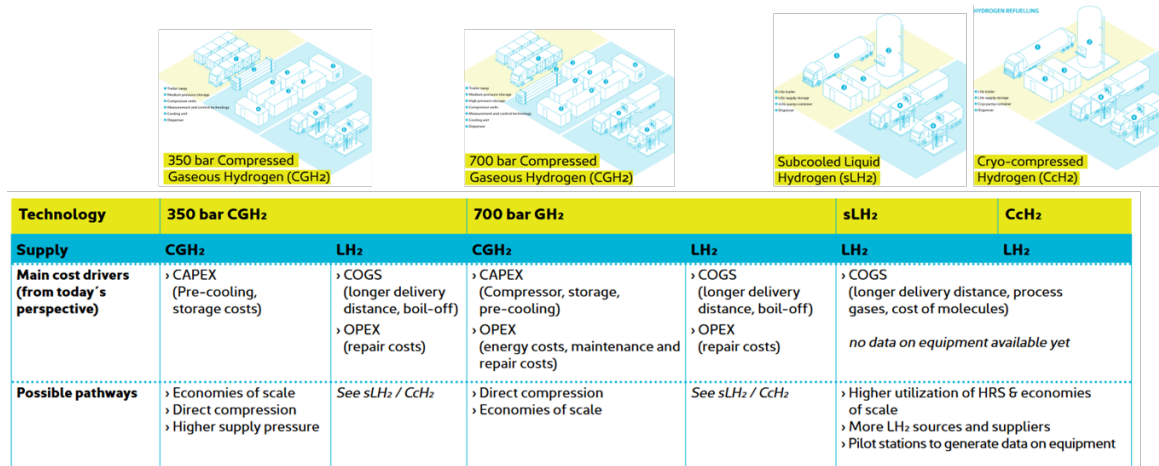


Abbildung 22: Kostentreiber für die Bereitstellung von Wasserstoff in unterschiedlichen Zuständen an Tankstellen [35]

5.3 Technologievalidierung für unterschiedliche mobile Einsatzgebiete

Wie bereits in Arbeitspaket eins erwähnt, werden Brennstoffzellensystem zukünftig vor allem für schwere Lasten und weite Wege eingesetzt. Hier kann jedoch wiederum in mehrere Anwendungsbereiche unterschieden werden, da besonders in Bereich des Personentransports wie beispielsweise mit Bussen, aber auch im Gütertransport mit Lastkraftwagen hoher Tonnage konträre Randbedingungen herrschen. Um die Brennstoffzellensysteme mit einer optimalen Betriebsstrategie ausstatten zu können und so die Effizienz bestmöglich zu steigern, müssen hier Einsatzgebiete genau evaluiert werden. Auch die Anwendungsbereiche im Schiff- und Flugverkehr sollten weiter evaluiert und diskutiert werden. Um den optimalen Einsatz in allen Bereichen garantieren zu können, wird in diesem Arbeitspaket auf die Methoden der Datenanalyseinternationaler, öffentlicher Projekte zurückgegriffen sowie auf interne Projektdaten. Die Risiken der unvollkommenen Datenglage und der Nichtbeachtung von relevanten Stakeholdern werden durch internationale Netzwerkarbeit sowie Experteninterviews minimiert.

5.3.1 Mobile Brennstoffzellen für den Personenverkehr

Die Herausforderungen beim Betrieb von Busflotten im öffentlichen Nahverkehr sind vielfältig. Am Beispiel der Wiener Linien können diese auf folgende Punkte fest gemacht werden. Kurze Intervalle, kurze Distanzen zwischen den Haltestellen (< 400 m), lange Linienlänge, herausfordernde Topografie mit entsprechenden Steigungsprofilen, starker Stop- & Go-Verkehr und hohes Passagieraufkommen. Aus diesem Grund haben sich die Wiener Linien dazu entschlossen Wasserstoffbusse für einen zukünftigen Linieneinsatz zu testen. Für die Betankung der Busse wurde gleichzeitig eine 350 und 700 bar Tankstelle in einem Busdepot in Leopoldau errichtet. Die wichtigsten Vorteile und Erkenntnisse des Testbetriebs zeigten, dass die Betankungszeit beim Wasserstoffbus rund zehn Minuten für 25 kg beträgt. Eine kurze Betankungszeit ist wichtig für die Betriebsführung, da sonst im Vergleich zu konventionellen Bussen deutlich mehr Fahrzeuge angeschafft und vorgehalten werden müssen, um die kurzen Intervalle zu bewältigen. Die Reichweite von 399 Kilometer bei idealen Witterungsbedingungen (ohne, dass viel beheizt oder viel gekühlt werden musste) ist in einer ähnlichen Größenordnung wie bei einem konventionellen Bus, somit ist auch die Betankungsfrequenz ähnlich. Im Winter hat der Wasserstoffbus auch noch den extremen Vorteil, dass man die Abwärme des Brennstoffsystems zum Heizen nutzen kann. Dafür schafft der Wasserstoffbus wiederum im Sommer aufgrund der Klimaanlage weniger Reichweite als im Winter. Den Vorteilen gegenüber stehen ganz klar die derzeitigen hohen Anschaffungskosten, die etwas dreifach so hoch sind wie bei einem Dieselbus und die kaum vorhandene Betankungsinfrastruktur. [24][25]

Im Zuge des öffentlich geförderten Projektes *HyPower* [23] wurde der Wasserstoffbus Solaris Urbino 12 Hydrogen Bus auf dem LKW-Rollenprüfstand des ITnA an der Technischen Universität Graz getestet. Im Mittelpunkt standen die Ermittlung des Wasserstoffverbrauchs, des Gesamtenergiebedarfs des Fahrzeugs inklusive Klimatisierung sowie Untersuchungen zum Thermomanagement von Batterie und Brennstoffzelle. Als Basis dafür dienten gemessene Fahrzyklen aus Villach und Umgebung, die von Postbus zur Verfügung gestellt wurden. Insgesamt wurden 24 Versuche mit einer Gesamtfahrstrecke von über 600 km durchgeführt. Die Ergebnisse der Datenauswertung fließen in Simulationsmodelle am HyCentA und ITnA ein, die eine Optimierung des Antriebsstrangs und des Gesamtenergieverbrauchs ermöglichen. Die enge Zusammenarbeit der Partner ermöglicht es, wichtige Kompetenzen in der Erprobung und Simulation von H₂-Bussen zu bündeln, um die Entwicklung von H₂-Bussen und anderen Schwerlastfahrzeugen voranzutreiben. [23]



Abbildung 23: Prüfung des Wasserstoffbus auf dem Rollenprüfstand (links) und Betankung (rechts) [23]

Im Projekt wurde ein Basis-Längsdynamik-Simulationsmodell für einen Brennstoffzellen-Bus-Antriebsstrang und parallel dazu ein Modell für dessen Thermomanagement aufgebaut. Beide Modelle werden für eine detaillierte Multi-Parameter-Optimierung verwendet, sind aber auch gekoppelt, um die Abhängigkeiten beider Systeme zu untersuchen. Als KPI für den Vergleich der verschiedenen Simulationsvarianten wird der Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzelle herangezogen. Für die ersten Ergebnisse wurden insgesamt 388 Simulationen durchgeführt, entsprechend dem DoE-Testplan. Für die ersten Ergebnisse wurde ein konstanter HLK-Bedarf von 2,2 kW angenommen und ein Fahrzyklus mit 216 km implementiert. Wie aus Abbildung 24 ersichtlich ist, haben die Brennstoffzellen-Teillastleistung während der Fahrt und die Brennstoffzellenleistung bei Stopps einen großen Einfluss auf den Wasserstoffverbrauch. Durch eine erste Optimierung der Leistungsparameter der Brennstoffzelle, der Batterie und des Elektromotors konnte für das Best-Case-Szenario ein Verbrauch von 4 kg/100 km erreicht werden, was einer Verbesserung von ca. 18 % im Vergleich zum gemessenen Verbrauch während der Tests entspricht. Dies zeigt das große Potenzial einer weiteren Verbesserung der Betriebsstrategie des Busses. [23]

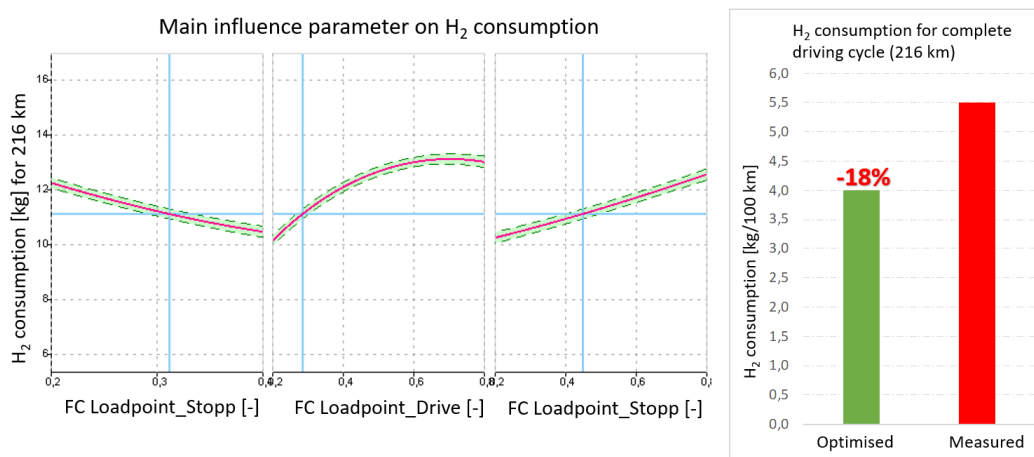


Abbildung 24: Erste Ergebnisse der Design of Experiments Studie für einen Fahrzyklus in Villach (216 km). Links: Haupteinflussparameter auf den H2-Verbrauch. Rechts: Erste Optimierungsergebnisse mit dem Simulationstool CruiseM im Vergleich zum gemessenen Verbrauch aus dem Rollenprüfstandstest für den gleichen Fahrzyklus. [23]

Den Einfluss von Heizung und Kühlung auf den Wirkungsgrad eines Fahrzeuges wird im Zuge einer Längsdynamiksimulation mit Betrachtung eines gesamten Kalenderjahres gezeigt, siehe Abbildung 25 und Abbildung 26. Während der Wirkungsgrad eines BEV in den kalten Monaten bis zu 12 % aufgrund des Heizungsbetriebs im Vergleich zum Bestpunkt abfällt, ist dieser beim FCEV konstant. Beim Betrieb der Klimaanlage in den Sommermonaten ist bei beiden Fahrzeugen ein Wirkungsgradinbruch zu verzeichnen.

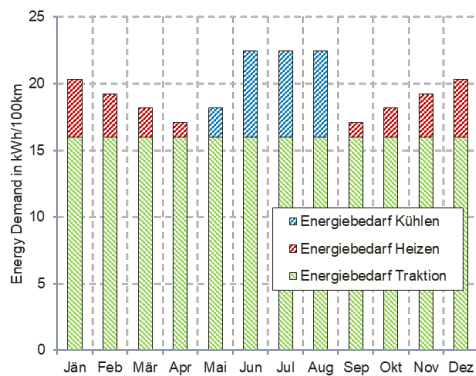


Abbildung 25: Energiebedarf für Traktion, Heizen und Kühlen über ein Kalenderbedarf

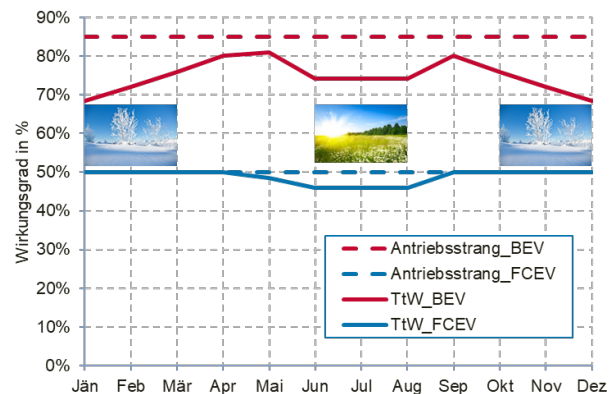


Abbildung 26: Wirkungsgradvergleich von BEV und FCEV mittels Längsdynamiksimulation mit Betrachtung von Kühlung und Heizung über ein Kalenderjahr

5.3.2 Anwendungsbereich von Brennstoffzellen für Züge, Schiffe und Flugzeuge

Brennstoffzellen werden zunehmend als vielversprechende Energiequelle für verschiedene Verkehrsmittel betrachtet, darunter Schiffe, Züge und Flugzeuge. Im Schiffsverkehr können Brennstoffzellen als alternative Antriebslösung eingesetzt werden, um die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern und die Umweltauswirkungen zu minimieren. Ein herausragendes Beispiel hierfür ist das "Zero-Emission Adriatic Ship" (ZEAS) Projekt, das darauf abzielt, ein Passagierschiff zu entwickeln und zu betreiben, das vollständig durch Wasserstoff-Brennstoffzellensysteme angetrieben wird. Diese Technologie reduziert die Emissionen von Kohlenstoffdioxid und Stickoxiden erheblich und trägt zur Dekarbonisierung des Schiffsverkehrs bei.



Abbildung 27: Übersicht des Projektes ZEAS (Zero Emission Adriatic Ship) [37]

Auch im Bereich des Schienenverkehrs bieten Brennstoffzellen innovative Möglichkeiten. Züge, insbesondere im Nah- und Regionalverkehr, können von der emissionsfreien Energieerzeugung durch Brennstoffzellen profitieren. Ein Beispiel hierfür ist der "Coradia iLint" von Alstom, der weltweit erste Wasserstoffzug. Dieser Zug wird mit Wasserstoff-Brennstoffzellen angetrieben. Er ist bereits im regulären Betrieb auf verschiedenen Bahnstrecken in Deutschland im Einsatz und zeigt das Potenzial von Brennstoffzellen im Schienenverkehr auf.

Für den Luftverkehr könnten Brennstoffzellen eine vielversprechende Alternative zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren darstellen. Kleinere Flugzeuge, insbesondere für regionale und kurze Strecken, könnten von der leisen und emissionsfreien Energieerzeugung profitieren, die Brennstoffzellen bieten. Ein Beispielprojekt ist der "Hy4" in Deutschland, ein viersitziges Flugzeug, das von einer Kombination aus Batterien und einer Brennstoffzelle angetrieben wird. Es hat bereits erfolgreiche Testflüge absolviert und demonstriert das Potenzial von Brennstoffzellen für die Luftfahrt. [38] Airbus hat das ZEROe-Programm ins Leben gerufen, das darauf abzielt, emissionsfreie Flugzeuge zu entwickeln, die mit Wasserstoff als Hauptenergieträger betrieben werden. Das Programm umfasst verschiedene Konzepte für Wasserstoffflugzeuge, darunter den "ZEROe Turbofan" und den "ZEROe Turboprop", die darauf abzielen, den Einsatz von Wasserstoff in kommerziellen Passagierflugzeugen zu realisieren. [39]



Abbildung 28: Technischen Daten der AIRBUS Konzeptflugzeuge [39]

Schienenverkehr

Der Schienenverkehr bietet das Potenzial eine der umweltfreundlichsten Formen der Mobilität zu sein. Dies ist aber nur dann gegeben, wenn auch elektrisch angetriebene Züge eingesetzt werden. Bis heute sind rund 56 % des europäischen Schienennetzes per Oberleitung elektrifiziert. Im Umkehrschluss werden 44 % mangels Alternativen noch weitgehend von dieselangetriebenen Zügen bedient, wobei große Mengen an Treibhausgasen emittiert werden. [41]

Entsprechend ist der dieselgebundene Schienenverkehr somit möglichst zeitnah durch lokal emissionsfreie Antriebsformen zu ersetzen. Die Elektrifizierung der betroffenen Strecken und die bestehenden Lücken im Oberleitungsnetz zu schließen ist daher naheliegend. Allerdings ist dies mit hohen Kosten für die Anschaffung und die Erhaltung der Oberleitungsinfrastruktur verbunden, weshalb hierfür eine dichte Fahrttaktung und eine hohe Beförderungsleistung vorausgesetzt ist. Da auch andere Problemstellungen mit einer klassischen Elektrifizierung einhergehen, werden neben den etablierten oberleitungsgeführten Triebzügen inzwischen zunehmend auch neue Antriebsformen, wie batterieelektrische oder wasserstoffelektrische Züge, diskutiert. [41]

Abhängig von den spezifischen Randbedingungen des Betreibers, der Strecke, den geographischen Gegebenheiten und weiteren Aspekten, besitzen alle drei Fahrzeugtypen unterschiedliche Vor- und Nachteile. Auf die Frage nach der besten Lösung für den Ersatz von Dieselnzügen, gibt es daher keine allgemeingültige Aussage. Vielmehr müssen die Technologien für jeden Einsatzfall individuell bewertet werden. Für den objektiven Entscheidungsprozess müssen dabei vielerlei Aspekte in die Bewertung mit einbezogen werden. Hierzu zählen Kriterien, wie Kosten, Ressourcenverbrauch oder CO₂-Fußabdruck aber auch Sicherheit, Resilienz, Innovationsgehalt oder Synergieeffekte. [41]

In der zugrunde liegenden Untersuchung des Projektes WIVA P&G HyTrain werden die vier Antriebsformen „Diesel“, „Oberleitung“, „Batterie“ und „Wasserstoff“ einem technologieoffenen und ganzheitlichen Vergleich unterzogen. Dabei werden sowohl fossile als auch erneuerbare Energieträger berücksichtigt. Zudem werden die Anschaffung und der Betrieb der Fahrzeuge und Infrastrukturen betrachtet. Grundlage dieses Vergleichs bilden Literaturdaten, Herstellerangaben sowie Erfahrungswerte. Die Teilergebnisse werden mit Hilfe einer Nutzwertanalyse bewertet und zu einem Gesamtergebnis zusammengeführt. Die Nutzwertanalyse erlaubt durch unterschiedliche Gewichtungen der Ergebnisse auch die Bewertung der alternativen Antriebsformen aus diversen Gesichtspunkten. [41]

Folgende Keyfacts des Technologievergleichs für die Zillertalbahn können nach derzeitigen Erkenntnisstand aufgezeigt werden. Die Keyfacts basieren ebenfalls auf der Vergleichsstudie: „A Comprehensive Comparison of Powertrain Options for the Substitution of Diesel Trains“. [41]

Allgemeines

Als alternative Antriebsformen sind primär Antriebskonzepte auf Basis von Elektromotoren auszuwählen. Im Vergleich zu Verbrennungsmotoren sind sie deutlich effizienter, leichter, geräuschärmer sowie wartungsfreundlicher. Außerdem ermöglichen sie bei Verwendung von rein erneuerbaren Energien einen emissionsfreien und klimaneutralen Betrieb. Der Einsatz von Strom aus fossilen Energiequellen oder dem Energiemix bzw. von Wasserstoff aus fossilen Energiequellen stellen keine zukunftsfähigen Optionen angesichts des fortschreitenden Klimawandels dar. Die einzig sinnhaften Lösungsvarianten sind jene, die mit erneuerbarem Strom oder erneuerbarem Wasserstoff ohne Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen betrieben werden können. [41]

Energieverbrauch

Unter den Technologien zeigt die Oberleitungsvariante (EMU) die höchsten Wirkungsgrade in Bezug auf die Fahrzeuge und Infrastrukturen und den geringsten Energieverbrauch von 6,5 kWh/km. Darauf folgen die Batterievariante (BEMU) mit 7,9 kWh/km und die Wasserstoffvariante (HEMU) mit 14,2 kWh/km. Die geringsten Wirkungsgrade hat die Dieselsvariante (DMU), was sich im höchsten Energieverbrauch von 19,7 kWh/km offenbart. Die zugrundeliegenden Wirkungsgrade sind in Tabelle 3 ersichtlich. [41]

Tabelle 3: Wirkungsgrade der Fahrzeuge und Infrastrukturen [41]

DMU	EMU	BEMU	HEMU
<u>Fahrzeug</u> 30-40 %	<u>Fahrzeug</u> 80-90 %	<u>Fahrzeug</u> 72-81 %	<u>Fahrzeug</u> 40-50 %
<u>Infrastruktur</u> 85-90 %	<u>Infrastruktur</u> 94-96 %	<u>Infrastruktur</u> 87,5-92,5 %	<u>Infrastruktur</u> 72-81 %

Ressourcenverbrauch

Den mit Abstand geringsten Ressourcenverbrauch für die Herstellung der Fahrzeuge und Installation der Infrastrukturen besitzt die Dieselve Variante mit 761 t (vorwiegend Aluminium, Stahl und Beton). Ca. 70 % mehr ist für die Batterievariante mit 1 298 t erforderlich, ca. 100 % mehr sind es bei der Wasserstoffvariante mit 1 454 t (ohne Eigenproduktion) und 1 575 t (mit Eigenproduktion).

Neben den ebenso dominanten Anteilen an Aluminium, Stahl und Beton, werden – wenn auch nur in kleineren Mengen – einige kritische Elemente für die Batterien, Brennstoffzellen, On-Board-Wasserstofftanks und Elektrolyseure benötigt. Hierzu zählen u.a. Lithium, Nickel, Mangan, Kobalt, Titan, Phosphat, Kohlefaser, Platin oder Iridium. Den absolut höchsten Ressourcenbedarf zeigt die Oberleitungsvariante mit 8 170 t, wobei die wesentlichen Materialien Aluminium, Stahl, Beton und Kupfer sind. [41]

CO₂-Fußabdruck

Die größten Mengen an Treibhausgasen verursacht die Dieselve Variante (fossiler Diesel) mit 149 775 t CO₂ über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren, siehe Abbildung 6. Die beste CO₂-Bilanz zeigt hier trotz der Tatsache, dass zur Sicherstellung der Fahrplanstabilität die Flotte ein Fahrzeug mehr umfasst als bei den anderen Antriebsformen, die Batterievariante (erneuerbarer Strom) mit 12 903 t CO₂. Die Oberleitungsvariante (erneuerbarer Strom) ist mit 14 644 t CO₂ etwas höher belastet. Auf einem ähnlichen Niveau liegt ebenfalls die auf Eigenproduktion beruhende Wasserstoffvariante (erneuerbarer Strom) mit 15 602 t CO₂. Die Wasserstoffvariante (erneuerbarer Wasserstoff) ohne Eigenproduktion, d. h. Zukauf von Wasserstoff, weist 18 713 t CO₂ auf. Um allerdings die Fahrzeuge und Infrastrukturen mit ausschließlich erneuerbarem Strom zu versorgen, kann das öffentliche Netz nicht genutzt werden. Die derzeit einzige Möglichkeit bildet ein privates Netz zur Eigenstromproduktion aus erneuerbaren Energien. Diesbezüglich ist die direkte Anbindung einer Elektrolyse die im Moment am einfachsten umzusetzende Option. [41]

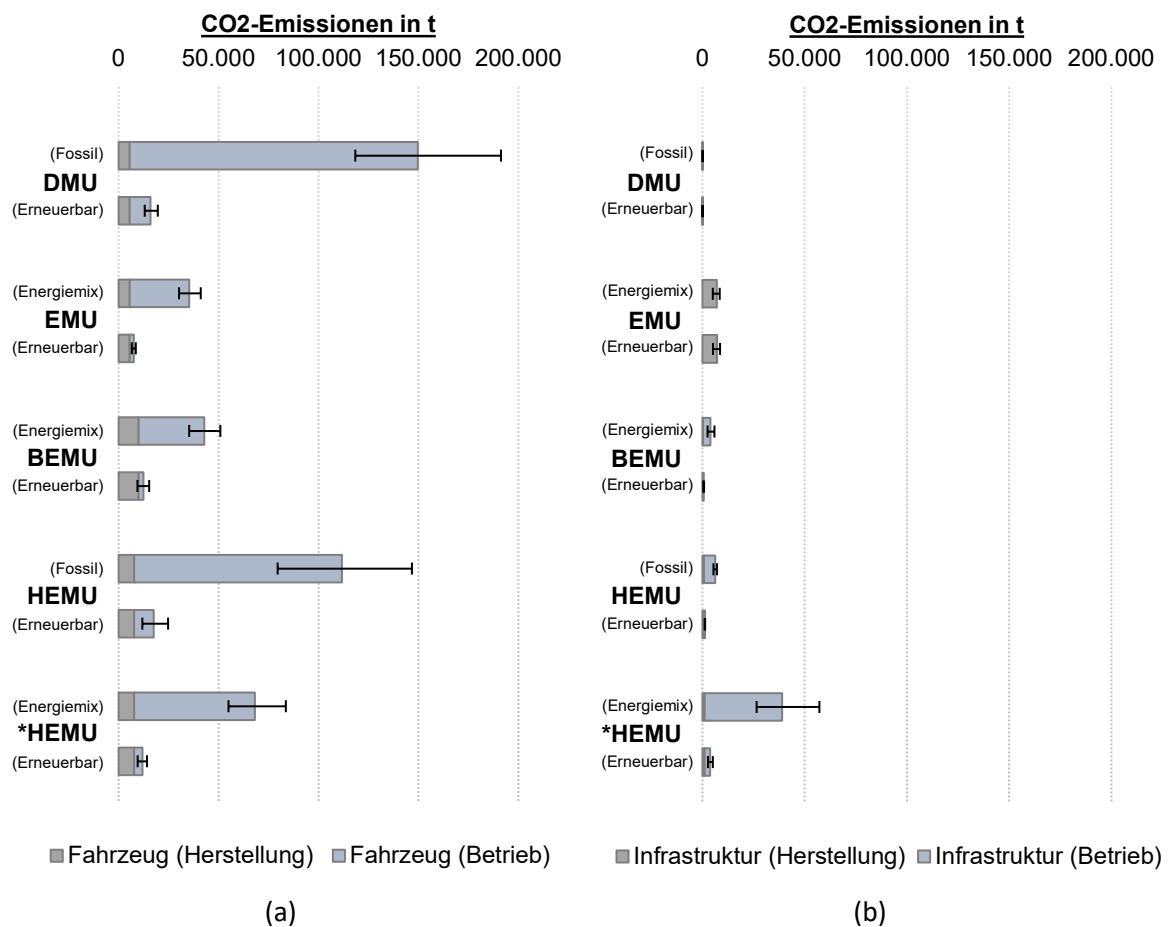


Abbildung 29: CO₂-Emissionen der (a) Fahrzeuge und (b) Infrastrukturen [41]

(*) Wasserstoffbetriebene Variante mit dezentraler Eigenproduktion des Wasserstoffes

Kosten

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht stellt die Dieselvariante mit Gesamtkosten von 7,6 €/km Stand heute die kostengünstigste Option dar, siehe Abbildung 30. Grund sind die im Gegensatz zu den anderen Technologien wesentlich geringeren Investitionskosten für Fahrzeuge und Infrastrukturen. Kostenintensiver, aber auf einem vergleichbaren Level finden sich die Oberleitungsvariante mit 8,6 €/km und die Batterievariante mit 8,8 €/km ein. In Bezug auf die Investitionskosten, sind Oberleitungszüge günstiger als Batteriezüge. Dagegen ist die Oberleitungsinfrastruktur teurer als die Ladeinfrastruktur. Ein ähnlicher Zusammenhang gilt für die Betriebskosten. Die Wasserstoffvariante ohne Eigenproduktion kommt auf 9,4 €/km, jene mit Eigenproduktion auf 9,7 €/km. Hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass die Oberleitungsvariante die höchsten Kosten hinsichtlich der Eranschaffung verursacht. Die genannten Gesamtkosten werden lediglich aufgrund der hohen Lebensdauern eines Teils der Oberleitungsinfrastruktur durch Anrechnung der Restwerte nach 30 Jahren erreicht. [41]

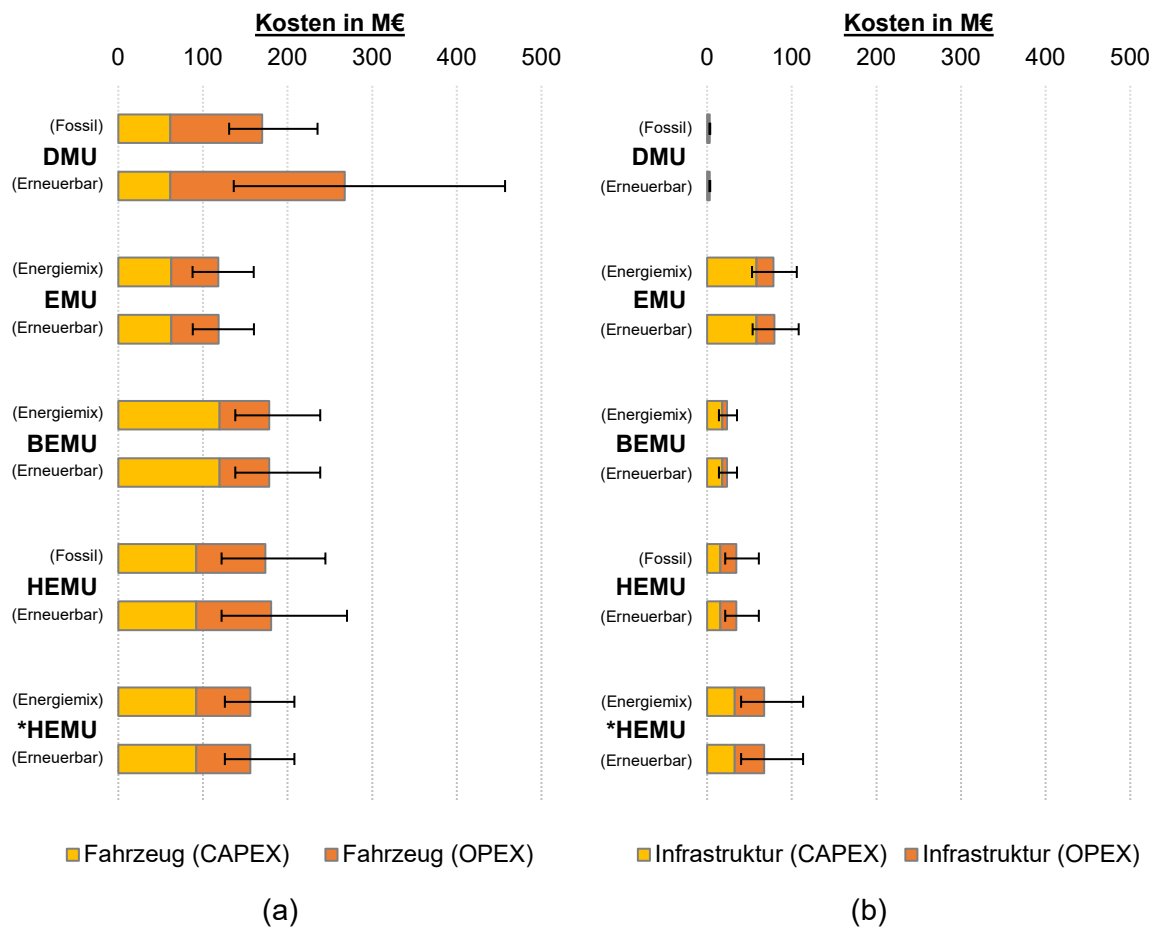


Abbildung 30: Kosten der (a) Fahrzeuge und (b) Infrastrukturen [41](*) Wasserstoffbetriebene Variante mit dezentraler Eigenproduktion des Wasserstoffes

Antriebsstrang

Hinsichtlich der Dimensionierung des Antriebsstrangs ist die Oberleitungsvariante den anderen Technologien bevorteilt. Für die Pantographen und den elektrischen Antrieb lässt sich die Masse auf 1,6 t und das Volumen auf 1,0 m³ schätzen. Deutlich schwerer und größer ist die auf einem Dieseltank und einen mechanischen Antrieb beruhende Dieselvariante mit einer Masse von 3,7 t und einem Volumen von 5,0 m³. Im Vergleich dazu ist die Batterievariante, basierend auf Lithiumtitanat-Akkumulatoren und dem elektrischen Antrieb, mit 22,3 t und 23,0 m³ signifikant schwerer und voluminöser. Die Wasserstoffvariante umfasst den Batterie-Pack, den On-Board-Wasserstoffspeicher, das Brennstoffzellensystem und den elektrischen Antrieb und unterliegt einer Masse von 12,2 t sowie eines Bauraums von 25,3 m³. Diese Spezifikationen sind insbesondere für die Achsbelastung und die Sitzplatzkapazität der Fahrzeuge relevant. [41]

Betriebsablauf

Was die Betriebsablauf angeht, ist die Oberleitungsvariante die beste Option, da für den unterbrechungsfreien Betrieb lediglich der Fahrkontakt vorausgesetzt ist. Bei der Diesel- und Wasserstoffvariante ergeben sich ebenfalls keine größeren Einschränkungen. In beiden Fällen genügt eine tägliche Betankung vor Fahrplanantritt bzw. nach Fahrplanbeendigung. Ausgehend von einer Betankungsleistung von 100 l/min resultiert für die Dieselvariante eine Betankungszeit von etwa 12 min, für die Wasserstoffvariante sind es 23 min bei 100 kg/h. Die Batterievariante erfordert das Laden nach jedem Umlauf. Für eine komplette Ladung mit 2,4 MW werden rund 25 min benötigt. Pro Tag und Zug resultieren insgesamt Ladezeiten von ca. 100 min. Im Gegensatz zu den anderen Technologien können damit Verspätungen, während der etwa 15-minütigen Wendezeiten kaum kompensiert werden, weshalb für die Batterievariante eine größere Ausfallreserve vorzuhalten ist. [41]

Flächenbedarf

Der geringste Flächenbedarf ergibt sich bei der Dieselvariante, die lediglich aus stationären Dieseltanks und einer Tankanlage besteht und zusammen etwa 500 m² ausmachen. Etwa doppelt so hoch ist der Flächenbedarf der Batterievariante mit 1 070 m², wobei die Infrastruktur aus einer Ladestation und einem Unterwerk besteht. Mehr als dreimal so hoch ist der Flächenbedarf der Wasserstoffvariante für die stationären Wasserstofftanks und einer Tankanlage mit 1 720 m². Der höchste Flächenbedarf resultiert bei der Oberleitungsvariante mit 2 660 m². Die Infrastruktur inkludiert hierbei Masten, Schaltgerüste, Unterwerke und Zuleitungen. [41]

Zeitliche Umsetzbarkeit

Die einfachste und schnellste Umsetzung ist mit der Dieselvariante möglich. Die langsamste Umsetzung ist bei der Oberleitungsvariante zu erwarten. Neben dem zeitintensiven Bau der Infrastruktur lässt sich dies auf größere Unsicherheitsfaktoren, wie der potenzielle Eingriff in private Grundstücke oder die etwaige Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung zurückführen. Weiters ist zu berücksichtigen, dass in der Bauphase die Strecke abschnittsweise nicht für den regulären Zugbetrieb genutzt werden kann und ein Schienenersatzverkehr einzurichten wäre. Die Batterie- und Wasserstoffvariante lassen sich wiederum deutlich schneller realisieren, da diese ohne Umbaumaßnahmen der Strecke, ohne Einschränkungen des lokalen Schienenverkehrs und ohne größere Verwaltungsaufwände auskommen. [41]

Netzstabilität

In Bezug auf die Netzstabilität ist die Dieselvariante am besten zu bewerten, da von dieser keine signifikante Belastung des öffentlichen Stromnetzes ausgeht. Gleiches gilt für die Wasserstoffvariante ohne Eigenproduktion. Die Wasserstoffvariante mit Eigenproduktion belastet das Netz wenig, da v.a. dann Wasserstoff erzeugt werden kann, wenn ein Überangebot an Strom aus den volatilen erneuerbaren Energien vorliegt. Dies hat den Vorteil, dass die Wasserstoffproduktion sogar netzdienlich wirkt. Werden die Oberleitungs- oder Batterievariante über das öffentliche Netz versorgt, können sich dagegen zum Teil negative Auswirkungen auf die Netzstabilität ergeben. Beim Betrieb über die Oberleitung wird durch den ununterbrochenen Fahrkontakt das Netz dauerhaft belastet.

Am kritischsten ist der Betrieb auf Basis von Batterien zu sehen. Um recht kurze Ladezeiten zu ermöglichen, wird das Netz dabei mit hohen Ladeleistungen punktuell belastet. [41]

Sonstiges

Sonstige Unterschiede der Technologien ergeben sich aus den jeweiligen Lebensdauern und technologischen Reife der Komponenten sowie den Sicherheiten und Resilienzen. Die Diesel- und Oberleitungsvariante haben diesbezüglich Vorteile gegenüber der Batterie- und Wasserstoffvariante. Darüber hinaus zeichnet die Wasserstoffvariante aus, dass diese einen innovativen Impuls als Werbe-/Imagefaktor wie auch einen synergetischen Effekt für weitere Mobilitätsformen in der Region liefern kann. Wenig bis keine Wirkung zeigen die anderen Technologien. [41]

Schifffahrt

Im Folgenden wird eine Machbarkeitsstudie zur Dekarbonisierung der österreichischen Seenschifffahrt mittels alternativer Antriebssysteme, spezifisch Wasserstoff- (H₂) Brennstoffzellen (BZ) und H₂-Verbrennungskraftmotoren (VKM) dargelegt. Dazu wurden beispielhaft technische Konzepte für zwei ausgewählte Seenschifffahrtsgesellschaften erarbeitet und analysiert, siehe Abbildung 31.

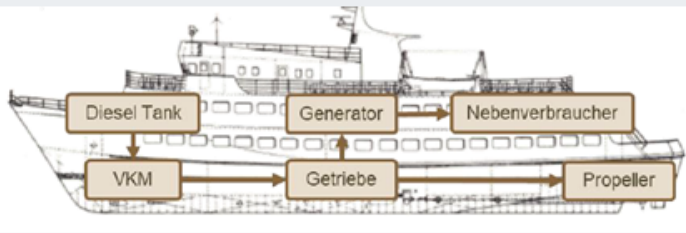
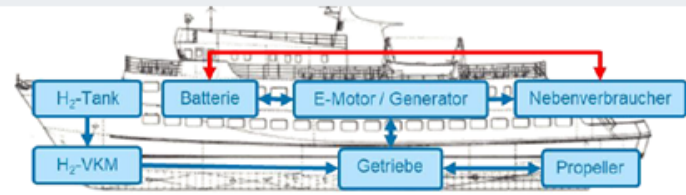
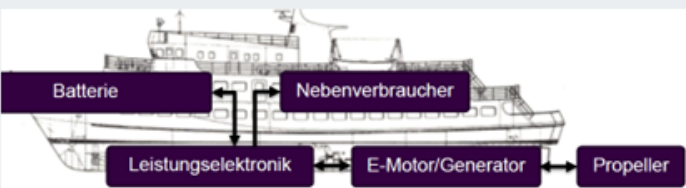
Layout	Antriebsart	Wirkungs- grad
	Diesel-VKM	37 %
	H ₂ -BZ	47 %
	H ₂ -VKM	39 %
	Batterie- elektrisch	82 %

Abbildung 31: Vergleich von Antriebsarten (Diesel-VKM, Wasserstoff-BZ, Wasserstoff-VKM und batterieelektrisch) und deren Wirkungsgrade [43]

Die beiden betrachteten Seenschiffahrtsgesellschaften sind die Vorarlberger-Lines am Bodensee (BSS) und die Wörtherseeschiffahrt am Wörthersee (WSS). Darauf aufbauend wurde die wirtschaftliche Machbarkeit der Dekarbonisierung bewertet und mögliche Förderinstrumente für die Umsetzung evaluiert. [43]

Die technische Analyse umfasst einerseits die Bedarfsberechnung für Wasserstoff der jeweiligen Flotte, als auch die Konzeption der Schiffstopologie und des Antriebsstranges eines spezifischen Schiffes je Schifffahrtsgesellschaft. Dazu wurde der spezifische Streckenverbrauch, die Summe der gefahrenen Streckenkilometer pro Jahr und die Einsatzstunden aller Schiffe analysiert und interpretiert. Die gesamte BSS-Flotte besteht aus sechs Schiffen, welche insgesamt rund 81.000 km pro Jahr zurücklegen. Die Flotte der WSS besteht aus vier Schiffen, mit einer kumulierten Jahreskilometerstrecke von 92.920–107.755 km je nach Betrieb. Die technische Analyse zeigt, dass die Schiffe der WSS und BSS sowohl als H₂-BZ-, als auch mit VKM-H₂-Antrieb, ohne Abänderung der

Fahrpläne oder Fahrtstrecken, realisierbar sind. Wobei H₂-BZ Antriebe eine höhere Systemeffizienz aufweisen als H₂-VKM Antriebe, wodurch H₂-BZ Antriebe durchschnittlich 20 % weniger H₂ benötigen als H₂-VKM-Antriebe. Zum Betrieb der gesamte BSS-Flotte mit H₂-Antrieb werden rund 135 tH₂ pro Jahr benötigt, für das geplante Einzelschiff werden 16 t H₂ benötigt. Bei H₂-BZ Antrieb benötigt die gesamte WSS-Flotte etwa 82 tH₂, wovon 60 % auf das spezifische Konzeptschiff entfallen. Weiters zeigt die Studie, dass auch die benötigte Infrastruktur vor Ort technisch umsetzbar ist. Die benötigte Menge an H₂ kann sowohl vor Ort produziert als auch, bei Verfügbarkeit, aus externen Quellen bezogen und angeliefert werden. Für die Produktion des H₂-Bedarfs der BSS vor Ort wird ein Elektrolyseur mit einer Nennleistung zwischen 545 kW (Einzelschiff BZ-Antrieb bei 350 bar) und 4.333 kW (Flotte bei VKM-Antrieb mit Flüssig-H₂) benötigt. Für die WSS befindet sich die benötigte Nennleistung zwischen 655 kW (Einzelschiff BZ-Antrieb bei 350 bar) und 1320 kW (Flotte bei VKM-Antrieb mit Flüssig-H₂). Positiv hervorzuheben ist, dass sowohl H₂-BZ-, als auch H₂-VKM-Antriebe eine höhere Gesamteffizienz aufweisen als der herkömmliche Dieselantrieb. Die Analysen kommen weiters zu dem Schluss, dass der BZ-Antrieb bei Neuanschaffung der Schiffe zu bevorzugen ist, da der H₂-Bedarf bei BZ-Antrieb unter jenem der VKM liegt. Im Gegensatz dazu ist bei Umrüstung von bestehenden Schiffen auf H₂-Antrieb der H₂-VKM-Antrieb zu bevorzugen, da hier anstelle des gesamten Antriebsstranges lediglich die VKM getauscht werden muss. Der Tausch der VKM hat den Vorteil, dass geringere Investitionskosten entstehen, und dass die Gewichtsverteilung des Schiffes nur geringfügig verändert wird. Die technische Analyse zeigt jedoch auch, dass die Tankintervalle bei H₂-Antrieb, aufgrund der geringeren Energiedichte von H₂, im Vergleich zu Diesel von wöchentlich auf alle zwei Tage sinken, siehe Abbildung 32. [43]

Topologie-BZ	Einheit	MS Austria	MS Vorarlberg	MS Stadt Bregenz	MS Alpenstadt Bludenz	MS Sonnenkönigin	H ₂ -Konzeptschiff
H ₂ -Bedarf	kg/h	29,55	29,79	17,69	11,17	31,88	21,30
H ₂ -Verbrauch *	kg/km	1,97	1,99	1,18	0,74	2,13	1,42
Tankintervall	d	2	2	2	2	2	2
Ben. Speicher- menge	kg H ₂	592	477	283	179	383	341
BZ-Systemleis- tung	kW	1.400	1.204	760	590	2.700	850
BZ-Modulanzahl	Stück	12	10	7	5	22	7
Batterieleistung	kW	148	128	81	62	286	90
E-Motorleistung	kW	1.100	900	640	500	1800	600

Abbildung 32: Dimensionierung der wichtigsten Antriebsstrangkomponenten der BZ-Schiffsflotte für die BSS [43]

Aufbauend auf dem Diesel- und H₂ Verbrauch wurde abschließend das Dekarbonisierungspotential der Seenschifffahrt analysiert. Hier zeigt sich deutlich, dass grüner H₂ ein Kernbestandteil der Dekarbonisierung ist und die WSS und BSS kumuliert bis zu 6,85 % der CO₂-Emissionen der österreichischen Schifffahrt 2019 einsparen können. Aufgrund des höheren Energiebedarfs von H₂-Antrieben im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben, muss der Einsatz von H₂ jedoch gut konzipiert und ganzheitlich betrachtet werden. H₂-Antriebe sind aber besonders bei großen und schweren Anwendungen zu bevorzugen, da hier die Energiedichte von H₂ einen deutlichen Vorteil schafft. Abschließend ist zu vermerken, dass es spezifische Normen und Sicherheitsregeln in Bezug auf H₂ Antriebe gibt und bei Einhaltung dieser ein H₂-Betrieb sicherheitstechnisch realisierbar und ebenso sicher ist wie der Betrieb mit anderen Treibstoffen. [43]

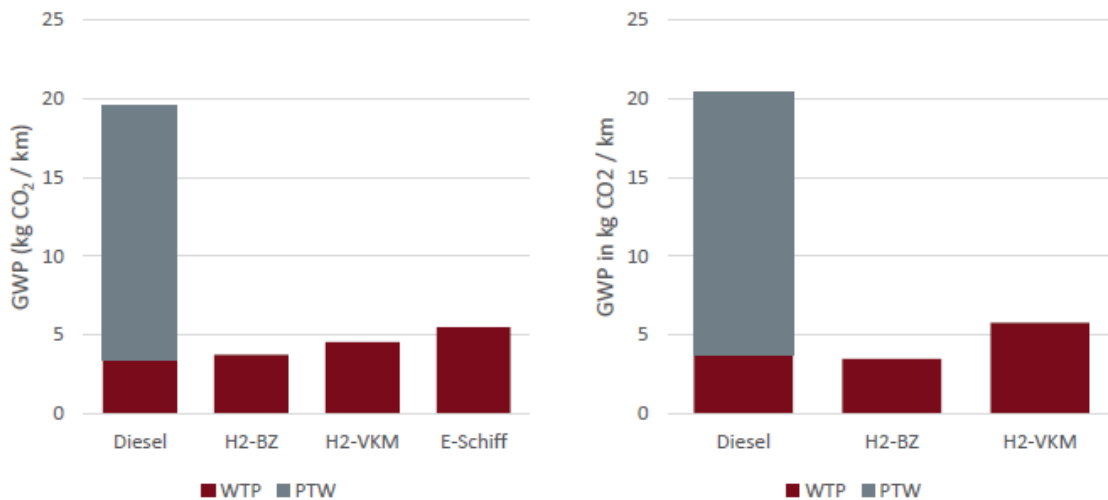


Abbildung 33: GWP-Vergleich pro Kilometer der BSS (links) und WSS (rechts) [43]

5.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse von Brennstoffzellensystemen und Wasserstoffgestehungskosten

Da Wasserstoff bereits als Champagner der Energiewende tituliert wird, werden derzeit die Einsatzgebiete und die Verfügbarkeit diskutiert. Im mobilen Bereich kann Wasserstoff vor allem in bestimmten Gebieten punkten, jedoch muss hier die Wirtschaftlichkeit gegeben sein. Um diese darstellen und evaluieren zu können, werden in diesem Arbeitspaket die Ergebnisse der vorangegangenen Arbeitspakete zwei und drei zusammengefasst und bezüglich Wirtschaftlichkeit bewertet. Dies lässt sich unter anderem mit HyCentA internen Modellberechnungen bewerkstelligen, die sowohl die Stromkosten erneuerbarer Energieträger sowie die Investitionskosten zentraler und dezentraler Anwendungen berücksichtigt. Risiken, wie beispielsweise falsche Annahmen zu Preisentwicklungen oder Wasserstoffmengen, werden durch basierte Prognosen international anerkannter Institute sowie Experteninterviews reduziert.

5.4.1 Dezentrale Wasserstoffproduktion und Anwendung

Innerhalb der Wirtschaftlichkeitsanalyse der präsentierten Machbarkeitsstudie (Dekarbonisierung der österreichischen Seenschifffahrt) wurden die H₂-Gestehungskosten berechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass die H₂-Gestehungskosten bei 8,08 €/kg starten, jedoch je nach Szenario und Betrachtung der Fördermechanismen bis zu 28,39 €/kg ansteigen können. Die momentanen Marktpreise liegen zwischen 7-9,50 €/kg H₂, wobei hier noch Transportkosten hinzuzurechnen sind. Die Analyse ergibt, dass die H₂-Gestehungskosten bei den hier betrachteten H₂-Mengen, mit den momentanen Marktpreisen konkurrieren können und sich aus langfristiger Sicht die Produktion vor Ort im Vergleich zum Zukauf auch wirtschaftlich rentieren kann. [43]

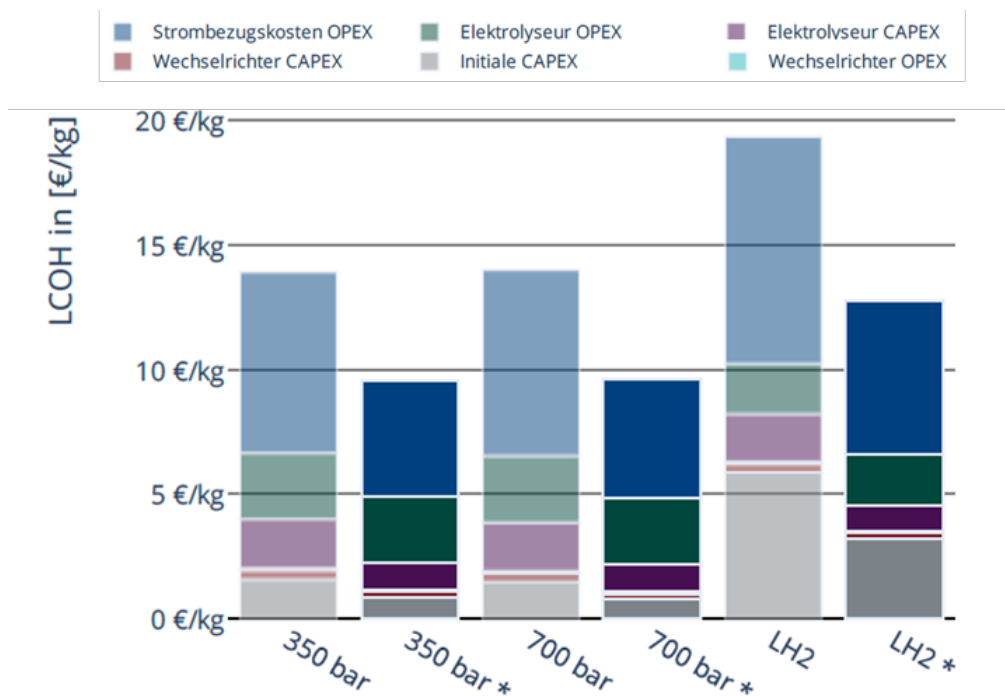


Abbildung 34: Wasserstoffgestehungskosten für unterschiedliche Szenarien für die gesamte Flotte der BSS (*unter Berücksichtigung der De-minimis-Förderung und dem Investitionszuschuss) [43]

Ausschlaggebend für eine wirtschaftlich rentable H₂-Produktion vor Ort ist jedoch die spezifische Auslegung des Elektrolyseurs. Abgesehen von der wirtschaftlichen Perspektive lohnt sich die H₂-Produktion vor Ort auch aus Sicht der Geopolitik und der lokalen Versorgungssicherheit. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse des Gesamtsystems zeigt, dass die kumulierten neu-Anschaffungs-, Installations- und Betriebskosten bei 20-jähriger Betrachtung zwischen 15-40 % über jenen des herkömmlichen Dieselantriebs liegen, siehe Abbildung 35. [43]

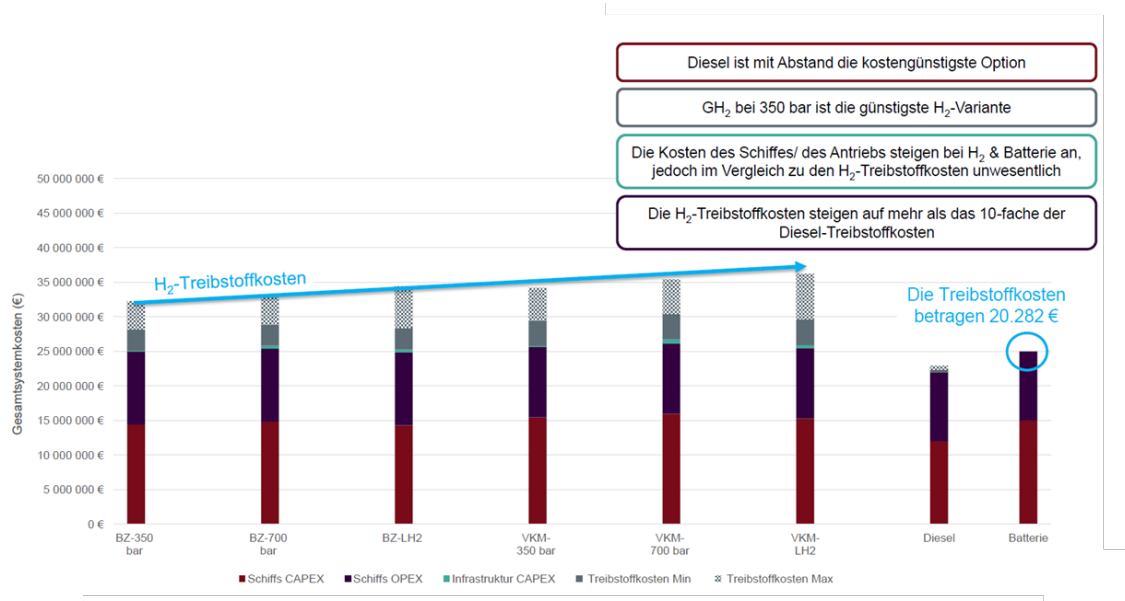


Abbildung 35: Gesamtkostenbetrachtung einer Flottenumstellung der BSS über einen Zeitraum von 20 Jahren [43]

Eine der Ursachen für die höheren Gesamtkosten liegt in den H₂-Kosten, so zeigt der H₂-Betrieb bis zu 10-mal höher Treibstoffkosten als der herkömmliche Dieselantrieb. Selbst bei dem kostengünstigsten Szenario und unter Betrachtung der Förderungen innerhalb des neuen EAGs sind die H₂ Betriebskosten fast 8-mal höher als bei einem herkömmlichen Dieselantrieb. Die H₂-Gestehungskosten können durch unterschiedliche Methoden weiter reduziert werden. Durch den saisonalen Betrieb der Schiffe wird der H₂ Großteil im Sommer benötigt, was bedeutet, dass der Elektrolyseur eine verhältnismäßig große Nennleistung und aber geringe Betriebsstunden aufweist. Durch einen ausgeglicheneren Betrieb des Elektrolyseurs können die H₂-Gestehungskosten weiter gesenkt werden. Eine Möglichkeit, um den Betrieb des Elektrolyseurs zu glätten wäre auch den umliegenden regionalen öffentlichen Verkehr zentral auf H₂ umzustellen, hierdurch würde der H₂-Bedarf besonders in den nicht-Tourismussaisons steigen und in weiterer Folge auch die Betriebsstunden des Elektrolyseurs ansteigen. An dieser Stelle muss jedoch angemerkt werden, dass aufgrund der hohen Stromkosten selbst bei einer theoretischen Auslastung des Elektrolyseurs von 80 % die H₂-Gestehungskosten kaum unter 7 €/kg H₂ sinken. Für die Energiekosten wurden in der Studie momentan die Großhandelsstrompreise und die jeweiligen Netzkosten, Steuern und Abgaben der Region herangezogen. Durch eine Änderung der Stromverträge, zum Beispiel in Direktabnahmeverträge, könnten die Strompreise weiter gesenkt werden, und somit auch die H₂-Gestehungskosten. Eine weitere Möglichkeit zur Senkung der Strompreise wäre die Installation und Eigenstromnutzung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen vor Ort, wie Wind- oder PV-Anlagen. [43]

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt weiters, dass, um die Transition zu emissionsfreien Antrieben weiter voranzutreiben, Förderungen sowohl in der H₂-Erzeugung, der Infrastruktur als auch der

Mehrkosten der H₂-Antriebe selbst unbedingt notwendig sind. Um einen kostenkompetitiven Betrieb sicherstellen zu können, müssten die H₂-Preise in etwa auf ein Zehntel der momentanen H₂-Gestehungskosten sinken. [43]

Abschließend kann also festgehalten werden, dass H₂-Antriebe momentan eine kostenintensive, jedoch eine nicht zu vernachlässigende Technologie zur Dekarbonisierung der österreichischen Seenschifffahrt darstellen.

5.4.2 Zentrale Wasserstoffproduktion und Gütertransport

Die Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energiequellen erfordert nicht nur eine Transformation der Stromerzeugung, sondern auch eine tiefgreifende Anpassung der Energiespeicherung und -verteilung. Wasserstoff als sekundärer Energieträger nimmt hierbei eine zentrale Rolle ein, insbesondere wenn er durch Elektrolyse aus erneuerbarem Strom erzeugt wird. Die Studie von Radner et al. (2023) bietet eine umfassende techno-ökonomische Analyse zur optimalen Dimensionierung und Wirtschaftlichkeit regionaler Elektrolyseanlagen in zentralen europäischen Regionen mit fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung.

Ziel der Untersuchung war es, einfache und praxisnahe Richtlinien zur Skalierung netzunterstützender Elektrolysesysteme zu entwickeln. Der Fokus liegt dabei auf Regionen mit PV- oder Windstromüberschüssen, wobei der Einsatz regional verfügbarer Überschussenergie zur Wasserstoffproduktion analysiert wird. Die Autoren greifen auf ein detailliertes Simulationsmodell (Hydra) zurück, das stündliche Energieflüsse berücksichtigt und in der Lage ist, über das Jahr verteilte Überschüsse zur Ermittlung von Wasserstoffträgen und spezifischen Herstellungskosten (LCOH) zu quantifizieren. Berücksichtigt wurden dabei technologische Parameter wie Effizienzkennlinien, Dynamikgrenzen der Elektrolyse sowie ökonomische Aspekte wie Investitions-, Betriebs- und Strombezugskosten. (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

Für die Analyse wurden drei Szenariotypen modelliert: ein PV-dominiertes, ein winddominiertes und ein gemischtes Szenario. Untersucht wurden jeweils zwei Skalierungsstufen – 10 MWp und 100 MWp Erzeugungsleistung – wobei der Leistungsbedarf und die verfügbare Netzkapazität systematisch variiert wurden. Ziel war es, eine möglichst hohe Ausnutzung der verfügbaren Überschussenergie zu gewährleisten, definiert als mindestens 80 % Nutzung des Überschusses zur Wasserstoffproduktion. (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit stark von der Art der erneuerbaren Quelle und der Systemintegration abhängt. In Regionen mit hoher Windenergieverfügbarkeit kann Wasserstoff besonders kostengünstig produziert werden. Im optimalen Fall, bei vollständigem Inselbetrieb ohne Netz- oder Lastanbindung, erreichen die LCOH Werte von 4,5 €/kg H₂ für winddominierte Regionen. Für PV-dominierte Regionen beträgt der niedrigste LCOH 5,6 €/kg H₂. Diese Best-

werte setzen jedoch eine maximale Nutzung der Elektrolysekapazität voraus, was nur bei hinreichend gleichmäßiger Stromerzeugung, wie sie Windenergie bietet, realistisch ist. (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

Sobald jedoch regionale Stromnachfrage oder Einspeisekapazitäten über das Netz hinzukommen – was in zentralen europäischen Regionen der Regelfall ist – steigen die LCOH deutlich an. In der Referenzkonfiguration mit je 25 % regionalem Stromverbrauch und Netzkapazität beträgt der LCOH 6,1 €/kg (Wind) bzw. 8,5 €/kg (PV). Die Wasserstoffausbeute pro installierter MWp-Leistung sinkt hierbei signifikant: von 38,8 t/MWp (Wind, Inselbetrieb) auf 12,3 t/MWp bei Netz- und Lastintegration, siehe Abbildung 36. (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

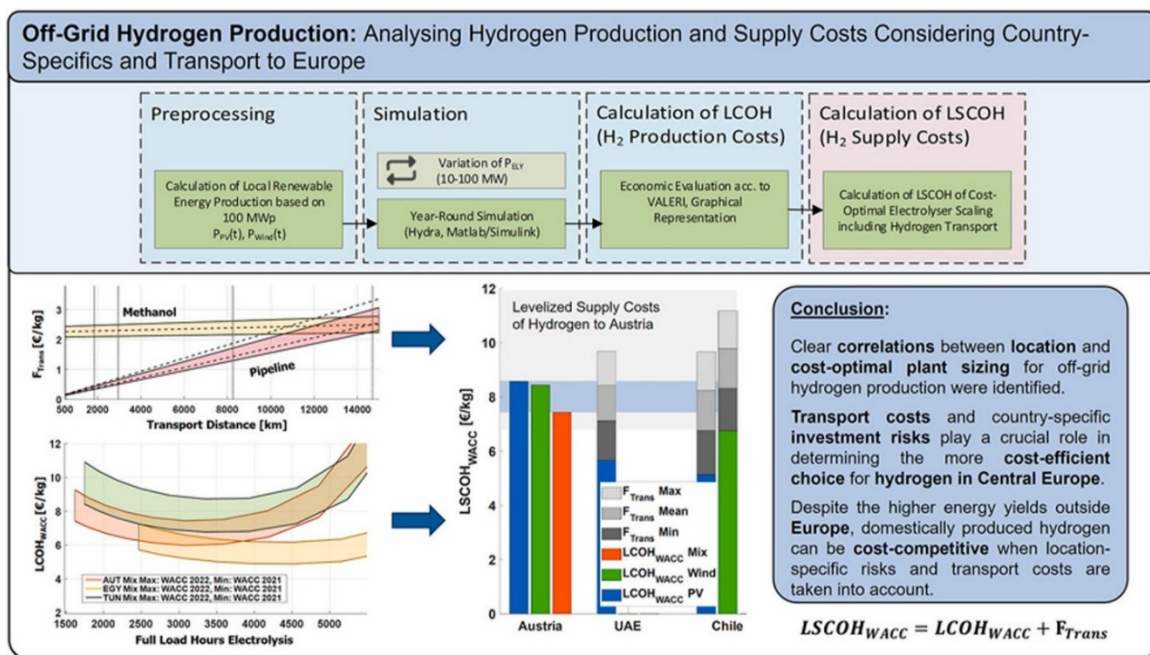


Abbildung 36: Analyse der Wasserstoffproduktion und Versorgungskosten nach Europa **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Ein zentrales Ergebnis der Studie betrifft die optimale Skalierung der Elektrolyseleistung im Verhältnis zur Erzeugungsleistung. Für PV-Systeme wird eine Skalierung auf 45 % der Spitzenleistung empfohlen, für Windsysteme auf 60 %. Diese Werte garantieren eine möglichst vollständige Nutzung der verfügbaren Überschussenergie bei gleichzeitig vertretbaren Investitionskosten. Die zugrundeliegende Annahme ist eine Preisentwicklung von -3,8 % jährlich für Elektrolyseure, ergänzt um Betriebskosten von etwa 5 % der Investition. (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

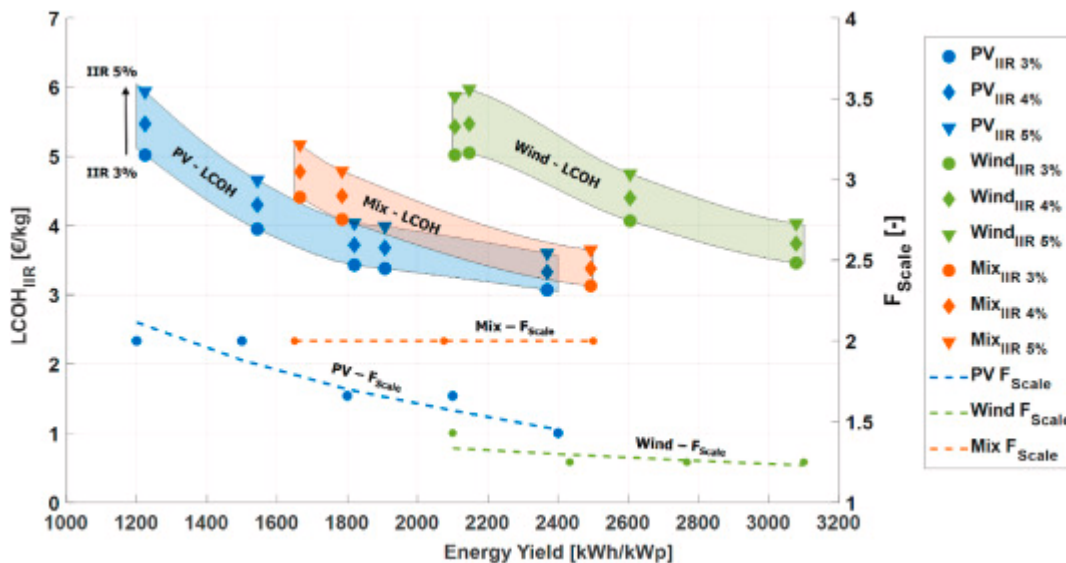


Abbildung 37: Energiequellenabhängige Korrelation zwischen standortabhängigem Energieertrag, erwarteten LCOH und Skalierungsfaktor F-Scale auf Basis eines kostenoptimalen Systemdesigns für IIR zwischen 3 % und 5 %. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Besondere Beachtung findet die kombinierte Betrachtung von PV- und Windenergie. Hier zeigt sich, dass sich zwar Produktionsprofile ergänzen können, jedoch der Nutzen dieser Kombination stark vom Netzanschluss abhängt. Im Inselbetrieb kann durch Mischbetrieb ein höherer Jahresertrag erzielt werden (bis zu 34 t/MWp), allerdings steigen in netzintegrierten Szenarien die LCOH teils überproportional an, da Lastprofile geglättet werden und somit Überschüsse seltener auftreten. (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass regionale Unterschiede in Wetterprofilen und Standorten zu Abweichungen von bis zu ± 10 % bei LCOH führen können. Die optimale Skalierung der Elektrolyseleistung variiert jedoch nur um ± 5 %, was die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf zentraleuropäische Regionen bestätigt. (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

Im Vergleich zu anderen Studien (z. B. Terlouw et al., 2022 [45]; Simonis & Newborough, 2017 [46]) zeigt sich, dass die in der vorliegenden Arbeit berechneten LCOH im unteren Bereich der derzeit möglichen Kosten liegen. Dies liegt unter anderem an der Berücksichtigung realer Standorte, detaillierter Energieprofile und moderner technischer Annahmen (z. B. Wirkungsgradkurven moderner PEM-Elektrolyseure mit Spitzenwirkungsgraden von 70 % LHV).

Die Studie liefert einen wertvollen Beitrag zur Entscheidungsfindung für regionale Planer, Netzbetreiber und Investoren. Die bereitgestellten Heatmaps zur LCOH, zur Skalierung und zum Wasserstofftertrag können als konkrete Werkzeuge zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten dienen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass zentrale Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse in windreichen Regionen mit begrenzter Netzkapazität besonders wirtschaftlich ist. LCOH unter 5 €/kg sind möglich, wenn Inselbetrieb und großskalige Anlagen (>30 MW) mit niedrigen Investitionskosten kombiniert werden. Für netzgekoppelte Szenarien mit PV-Dominanz müssen hingegen Kosten von 6–9 €/kg H₂ einkalkuliert werden. Die Integration in bestehende regionale Infrastrukturen sind entscheidend für die Umsetzung.

6 Vernetzung und Ergebnistransfer

Das Projekt richtete sich an ein breites Spektrum an Zielgruppen – von Studierenden über Fachkräfte aus Forschung und Industrie bis hin zu politischen Entscheidungsträger:innen, Planer:innen und Vertreter:innen der öffentlichen Verwaltung.

Zielgruppen und Einbindung

Ein zentrales Element der Zielgruppenintegration war die jährlich stattfindende Lehrveranstaltung „Wasserstoff in der Fahrzeug- und Energietechnik“, die im Rahmen des Maschinenbaustudiums an der Technischen Universität Graz von Dr. Alexander Trattner abgehalten wird. In dieser Veranstaltung werden aktuelle Ergebnisse aus Forschung und Entwicklung unmittelbar in die universitäre Lehre integriert und damit direkt an die nächste Generation von Fachkräften weitergegeben.

Darüber hinaus ist HyCentA Research GmbH aktiv in zahlreichen nationalen und internationalen Netzwerken, Gremien und Interessensvertretungen rund um Wasserstofftechnologien eingebunden (siehe Abbildung 39). Diese enge Vernetzung ermöglicht eine kontinuierliche Rückkopplung mit relevanten Stakeholdern und eine aktive Mitgestaltung technologischer und politischer Entwicklungen.



Abbildung 38: Nationale und internationale Mitgliedschaften von HyCentA

Kommunikation und Ergebnistransfer

Die Ergebnisse und Erkenntnisse wurden zielgruppenspezifisch auf unterschiedlichen Ebenen kommuniziert und zugänglich gemacht:

- **Fachveranstaltungen und Workshops:** Ein herausragendes Beispiel ist der Workshop „Hydrogen and fuel cells for transportation – status, examples and recommendations for action“ vom 12.09.2023, der sowohl online als auch vor Ort stattfand. Mit renommierten Vortragenden – u.a. Laurent Antoni (IPHE), Vertreter:innen von AVL, Ballard, SASA, Wien Energie und HyCentA – wurde eine Plattform für Wissenstransfer und Diskussion geschaffen (vgl. Abbildung 39). Eine begleitende Umfrage unter Teilnehmenden aus Industrie (57 %) und Forschung (21 %) lieferte zudem wertvolle Einblicke in aktuelle Einschätzungen zu Herausforderungen, Potenzialen und Markthochlauf von Wasserstoffmobilität.



Abbildung 39: Highlights der Veranstaltung “Hydrogen and fuel cells for transportation – status, examples and recommendations for action”

- **Internationale Konferenzen:** Am 26. Februar 2025 veranstaltete HyCentA im Rahmen des IEA AFC Annex 34 die „Hydrogen Sustainability and Circularity Conference“. Die Konferenz bot eine hochkarätige Austauschplattform zwischen Industrie, Wissenschaft und Politik. Vortragende aus Europa und Kanada präsentierten aktuelle Ergebnisse zu Ökodesign, Recyclingstrategien, Nachhaltigkeitsbewertungen und zirkulären Konzepten (siehe Abbildung 40). Die Themen spiegeln zentrale Herausforderungen der Branche wider und unterstreichen die Relevanz von Nachhaltigkeit in der Entwicklung wasserstoffbasierter Systeme.

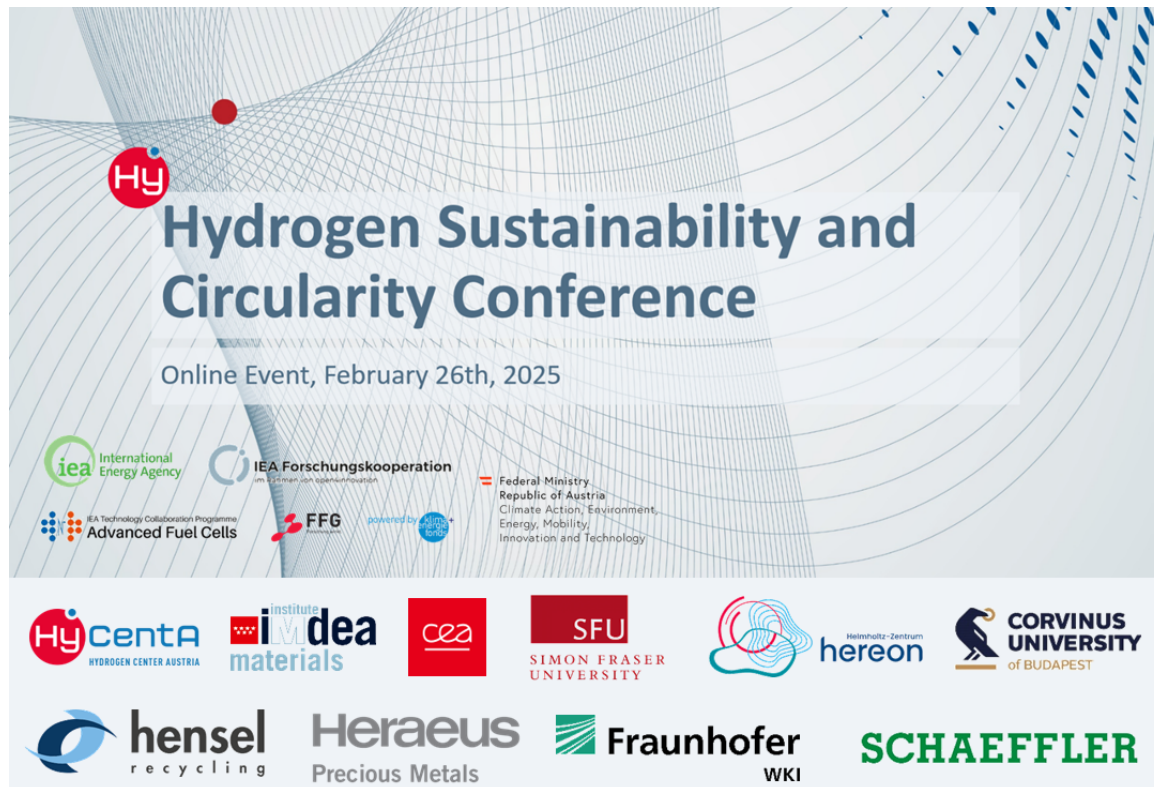


Abbildung 40: Titelbild der “Hydrogen Sustainability and Circularity Conference” mit Auflistung der beteiligten Firmen

- **Digitaler Wissenstransfer:** Mit dem von HyCentA entwickelten Online-Tool *HyTool* (<https://www.gruenes-gas.at/hytool>) steht Planer:innen, Gemeinden und Unternehmen ein intuitives Werkzeug zur Verfügung, um geeignete Standorte und Szenarien für Wasserstoffproduktion und -nutzung zu identifizieren. Es kombiniert technologische, geografische und ökonomische Daten und unterstützt fundierte Entscheidungen in der Projektentwicklung (vgl. Abbildung 41). [47]



Abbildung 41: Startseite des Online-Tools „HyTool“ zur Auslegung von Wasserstoff-Infrastrukturen [47]

Relevanz und Verwertung national/international

Die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse leisten einen konkreten Beitrag zur Weiterentwicklung von Wasserstofftechnologien in Österreich und darüber hinaus. Die Ergebnisse fließen bereits in bestehende nationale und internationale Netzwerke und Diskussionsforen ein und fördern dort den fachlichen Austausch zwischen Forschung, Industrie und Politik.

Durch die aktive Beteiligung von HyCentA in verschiedenen Gremien und Initiativen werden Projekterkenntnisse kontinuierlich diskutiert, validiert und weiterentwickelt. Hierzu zählen unter anderem neue Erkenntnisse zur Auslegung von Wasserstoffinfrastrukturen, zur Marktentwicklung im Schwerlastverkehr sowie zu technologischen Hürden beim Hochlauf der Wasserstoffmobilität.

Die internationale Konferenz „*Hydrogen Sustainability and Circularity Conference*“ diene als inhaltliche Grundlage für die Entwicklung eines Projektvorschlags mit dem Titel „*Sustainability Assessment of Fuel Cell Electric Vehicles: Design for Recycling, Maintenance, and Material Efficiency*“, der beim IEA AFC ExCo-Meeting am 30.04.2025 vorgestellt wurde. Ziel des Vorschlags ist die systematische Analyse des Lebenszyklus von Brennstoffzellenfahrzeugen, einschließlich der Rückgewinnung kritischer Rohstoffe und der Entwicklung von Second-Life-Konzepten.

Der Vorschlag stieß bei den internationalen Annex-Partnern auf breites Interesse und soll nun zur Ausschreibung eingereicht werden. Eine endgültige Entscheidung über die Projektumsetzung und die konkreten Verwertungs- und Transferpfade steht jedoch noch aus. Sollte das Projekt bewilligt werden, wäre eine enge Kooperation mit Industrie, Forschungseinrichtungen und internationalen Standardisierungsinitiativen geplant, um langfristig auch Impulse für neue Normen, politische Rahmenbedingungen und technologische Best Practices zu setzen.

7 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

In Österreich besteht seit Jahren eine ausgeprägte wissenschaftliche und technologische Kompetenz im Bereich der Wasserstofftechnologien. Zahlreiche Pilot- und Demonstrationsprojekte sowie anwendungsorientierte Forschungsvorhaben – unter anderem durch die HyCentA Research GmbH – haben innovative Systeme zur Wasserstoffproduktion, -speicherung und -nutzung hervorgebracht. Dennoch bleibt der Übergang von der Forschung in die wirtschaftliche Anwendung bislang limitiert. Um das strategische Ziel der Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen, ist es erforderlich, die technologische Entwicklung, die Wertschöpfung entlang der gesamten Wasserstoffwertkette sowie die Markteinführung innovativer Produkte systematisch zu stärken.

Ein zentraler Hebel zur Umsetzung dieser Transformation liegt in der **internationalen Zusammenarbeit**. Die Energiewende und der Aufbau einer resilienten Wasserstoffwirtschaft sind keine isolierten, nationalen Aufgaben, sondern erfordern koordinierte europäische und globale Strategien. Wasserstoff bietet insbesondere im Kontext der saisonalen Energiespeicherung signifikante Vorteile. Österreichs bestehende Erdgasspeicherkapazitäten könnten mittelfristig auch für Wasserstoff genutzt werden – vorausgesetzt, entsprechende regulatorische und technische Rahmenbedingungen werden geschaffen.

Dabei spielt auch die Berücksichtigung von Umwelt- und Gesundheitsaspekten eine zentrale Rolle, insbesondere im Zusammenhang mit **PFAS (per- und polyfluorierte Alkylsubstanzen)**, die in verschiedenen Komponenten von Wasserstoffanlagen – etwa Dichtungen, Membranen oder Schläuchen – verwendet werden können. Diese Stoffe gelten als persistent und potenziell gesundheitsgefährdend. Es sind daher geeignete Strategien zu entwickeln, um den Einsatz von PFAS in der Wasserstoffwertschöpfungskette zu minimieren oder durch unbedenkliche Alternativen zu ersetzen.

Die **Österreichische Wasserstoffstrategie** [3] sieht die Anwendung von klimaneutralem Wasserstoff sehr differenziert und vor allem im Bereich der Industrie, wie beispielsweise der Stahlproduktion. International wird aber der Einsatz von Wasserstoff gerade für den ÖPNV und die Bewältigung von langen Strecken mit hohen Lasten beispielsweise im Schwerverkehr als wichtige Säule für die Dekarbonisierung im Transportsektor gesehen. Gerade auch wenn man bedenkt, dass PKW immer schwerer werden und SUVs derzeit und zukünftig auf dem Vormarsch sind, kann Wasserstoff auch im Individualverkehr eine Rolle spielen. Gleichzeitig mit dem Vorantreiben der Wasserstoff-Mobilität muss auch die Betankungsinfrastruktur aufgebaut werden. Durch den gezielten **Ausbau der Wasserstoff-Tankstellen Infrastruktur** wird der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft beschleunigt, gleichzeitig wird gewährleistet, dass der erneuerbare Wasserstoff abnahmeseitig

nicht ins Hintertreffen gerät. Die Abgeordneten des Europäischen Parlaments haben dafür gestimmt, die ehrgeizigen Ziele, die der Verkehrsausschuss des Europäischen Parlaments in der Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) festgelegt hat, beizubehalten. Eine maximale Entfernung von 200 km zwischen den einzelnen Wasserstofftankstellen, sowohl entlang des Kernnetzes als auch des umfassenden TEN-T-Netzes, bedeutet, dass bis zum Aufbau der Infrastruktur 2030 bis zu 2.000 Wasserstofftankstellen in ganz Europa zur Verfügung stehen sollen, die bis zu 1 Million Tonnen Wasserstoff pro Jahr liefern, ausreichend für den Antrieb von bis zu 59.000 Lkw (bei einer Annahme von 60 kg/LKW pro Tag). Ein Umsetzungsplan in Österreich fehlt bis dato.

Gerade in Österreich ließe sich ein flächendeckendes Tankstellennetz leicht umsetzen. Durch 36 zusätzliche Tankstellen an neuralgischen Verkehrsknotenpunkten und in Ballungszentren könnten 126.000 PKW oder 4.150 Busse/LKW und 12.000 PKW bedient werden, siehe Abbildung 42.

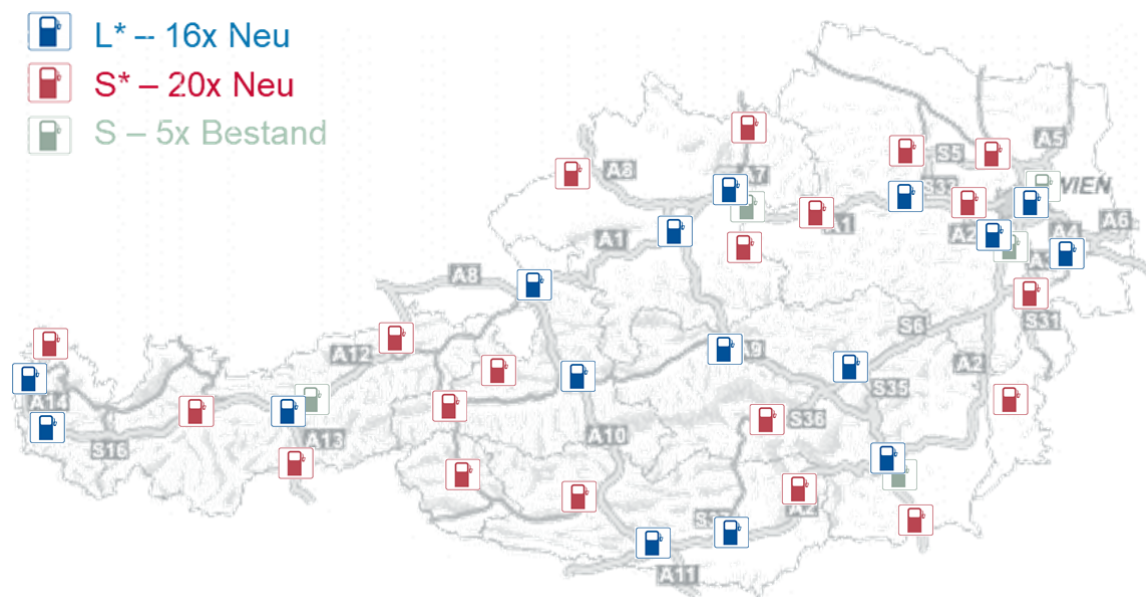


Abbildung 42: Vorgeschlagenes Wasserstofftankstellennetz für Österreich; Tankstelle L hat eine Kapazität von 2.500 kgH₂/Tag, Tankstelle S 212 kgH₂/Tag

Durch die dichtere Tankinfrastruktur wird eine schnelle und erleichterte Umrüstung von Fahrzeugflotten ermöglicht. Weiteres können dadurch die Clean Vehicle Directive und die zukünftige Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR) konsequent erfüllt werden.

Mit Hilfe einer **CAPEX Förderung von Tankstellen-Infrastruktur und Elektrolyseanlagen** werden Investitionen in diesem Bereich für die Wirtschaft attraktiver und profitabel, gleichzeitig das Henne-Ei-Problem gelöst. Diese Maßnahme ist erst der Schlüssel zur Realisierung des vorgeschlagenen Ausbaus der Tankstellen-Infrastruktur für Wasserstoff-Fahrzeuge. Als Best Practice Beispiel ist hier Japan zu nennen, die seit 2017 massiv den Ausbau von Wasserstoff-Infrastruktur und Fahrzeugen fördert.

Laut österreichischer Wasserstoffstrategie soll Wasserstoff besonders in jenen Bereichen eingesetzt werden, die einen hohen Bedarf an thermischer Energie aufweisen, sowie in Anwendungen,

bei denen die Möglichkeiten der Elektrifizierung begrenzt sind (Chemische Industrie, Stahlindustrie, Flugverkehr, Schiffsverkehr, Spitzenausgleich für volatile erneuerbare Energien). Damit grüner Wasserstoff langfristig jedoch auf dem Markt wettbewerbsfähig ist, muss er unter dem Preisniveau der Energieträger verfügbar sein, die er in den einzelnen Sektoren ersetzen würde. Daher sollte eine **kostenbasierte Sichtweise** bevorzugt werden. Abbildung 43 zeigt die Preisspanne, in der Wasserstoff in verschiedenen Anwendungsbereichen gegenüber den etablierten Kraftstoffen (wie Diesel, Erdgas oder Kohle) wettbewerbsfähig wäre, sowie den ungefähren Zeitrahmen, in dem eine groß angelegte Einführung von sauberem Wasserstoff in jedem Sektor zu erwarten ist. Die **"Zahlungsbereitschaft"** für jede Anwendung spiegelt den Gesamtpreis wider, zu dem Wasserstoff für den Endverbraucher verfügbar sein muss, einschließlich der Kosten für Produktion, Verteilung und zusätzliche Aufbereitung vor Ort, wie Verdichtung, Speicherung und Abgabe.

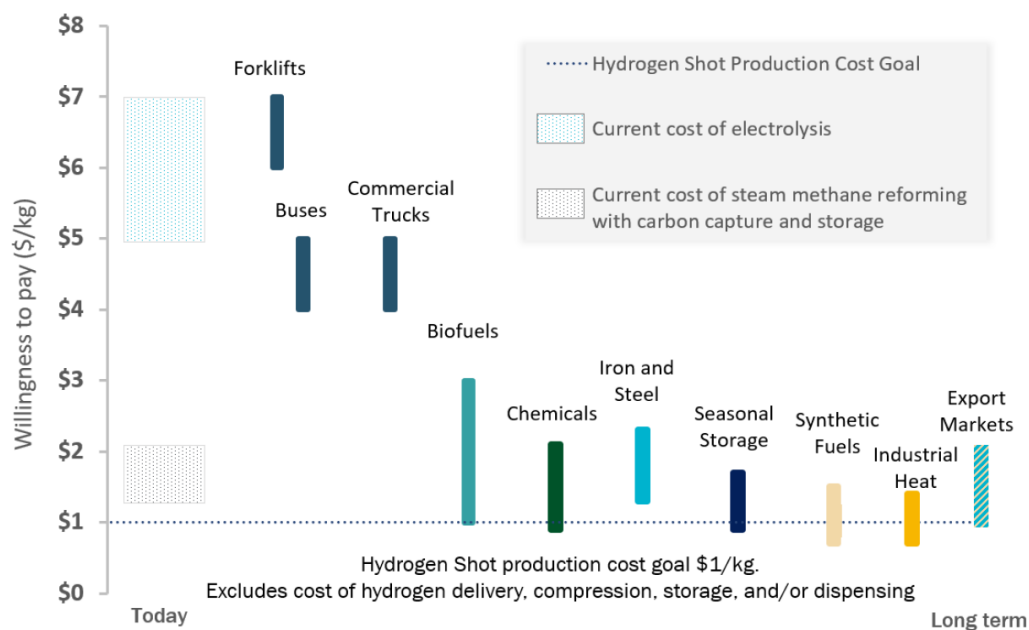


Abbildung 43: Die Zahlungsbereitschaft bzw. der Schwellenpreis für sauberen Wasserstoff in mehreren aktuellen und neu entstehenden Sektoren (einschließlich Produktion, Lieferung und Aufbereitung vor Ort, wie zusätzliche Verdichtung, Abfüllung, Kühlung und/oder Abgabe) [48]

Durch eine erhöhte **Förderung von Wasserstoff-Fahrzeugen** kann die Transformation von Fahrzeugen und -flotten (Bus, LKW, PKW) auf Brennstoffzellenantrieb vorangetrieben werden. Die Kosten von Brennstoffzellenfahrzeuge wie z.B. Bussen liegen derzeit bei rund 300 % im Vergleich zu einem konventionellen Antrieb. Im öffentlichen Personennahverkehr könnte z.B. mit einer Mehrkostenausgleichsregelung der Anteil an Wasserstoff-Fahrzeugen gehoben und die Clean Vehicle Directive konsequent umgesetzt werden. Auch im PKW-Sektor sind die derzeitigen Anschaffungskosten mit rund 65.000 € exkl. MwSt. (Beispiel Hyundai Nexo) sehr hoch und daher nicht für die breite Masse erschwinglich. Hier benötigt es eine Koordination der Anschaffungen, die Umsetzung von Leuchtturmprojekten und der Schaffung von Use Cases.

Zur Erhöhung der lokalen Wertschöpfung und der Jobbeschaffung sollte die **Industrialisierung von Brennstoffzellen** mittels Ausbaus der F&E Landschaft in Österreich gefördert werden. Zur Erhöhung der Lebensdauer und Effizienz sowie der Reduktion der Kosten von Brennstoffzellen und deren Komponenten sollten insbesondere der Aufbau von Entwicklungszentren und Fertigungsstandorten in Österreich vorangetrieben werden. Auch hier ist als Best Practice Beispiel wieder Japan zu nennen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die **Kreislaufwirtschaft**. Komponenten von Wasserstoffsystemen – von Elektrolyseuren bis hin zu Brennstoffzellen – enthalten wertvolle Materialien, deren umweltgerechtes Recycling einen Beitrag zur Ressourcenschonung und zur Reduktion der Umweltbelastung leisten kann. Aufbau und Förderung von Rücknahme- und Verwertungsstrukturen für Altkomponenten sollten daher Teil einer ganzheitlichen Strategie zur nachhaltigen Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft sein.

Die **Schaffung von zero-emission Zonen** in urbanen Räumen kann unterstützend bei der Einführung von Brennstoffzellen-Fahrzeugflotten (Bus, LKW, PKW) wirken. Gleichzeitig führt dies zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Anwendung und dadurch eine Attraktivierung für den Umstieg zu emissionsfreien Technologien. Mit Hilfe von Leuchtturmprojekten und der Schaffung von Use Cases können die Emissionsziele und die Umsetzung der Clean Vehicle Directive besser erreicht werden.

Für den Ausbau und Neubau von großen Wasserstoff-Infrastrukturen sollten **rechtliche Rahmenbedingungen** wie z.B. der Erhöhung der unteren Mengenschwelle für die Lagerung von Wasserstoff angepasst werden (SEVESO III Richtlinie, 5 Tonnen). Generell sollte eine einheitliche Festlegung für den Umgang mit der Zurechnung von Wasserstoff-Mengen zur genannten Mengenschwelle festgelegt werden (Fahrzeugtanks von Wasserstoff-Fahrzeugen, Speicherbündel, Wasserstoff-Trailer). Eine Umsetzung führt zu einer erleichterten Umsetzung von Wasserstoff-Infrastrukturen und zu einer gesicherten Versorgung von Fahrzeugflotten bei dezentraler Produktion und Tankstellen.

Ein **Abbau behördlicher Hürden** für den Aufbau von Wasserstoff-Infrastrukturanlagen kann mit der Umsetzung eines Genehmigungsleitfadens für Wasserstoff-Anlagen erfolgen. Dadurch wird der Genehmigungsprozess sicherer, transparenter und einfacher. Darüber hinaus sollte zwischen privaten, kommerziellen, industriellen Anlagen sowie F&E-Anlagen unterschieden werden. Dadurch können die Umsetzung gesamtheitlich beschleunigt und die Klimaziele erreicht werden. Als Best Practice Beispiele sind der Genehmigungsleitfaden der NOW GmbH in Deutschland und das EU Projekt HyLaw zu nennen.

Durch eine **Netzentgeltbefreiung** wird die Herstellung von grünem Wasserstoff wettbewerbsfähig. Gleichzeitig wird der Hochlauf der Wasserstoff-Verfügbarkeit beschleunigt und der Einsatz in Industrie und Mobilität erleichtert. Einheitliche EU-Regelungen sind zu bevorzugen, jedoch sollten nationale Zwischenregelungen zur raschen Umsetzung von möglichen Business-Cases implementiert werden.

Für all diese Bereiche bedarf es klar definierter **regulatorischer Rahmenbedingungen**, die auf europäischer und nationaler Ebene harmonisiert und regelmäßig angepasst werden. Die dynamische

Entwicklung der Wasserstofftechnologien erfordert flexible, innovationsfreundliche Regulatorien, die sowohl Planungssicherheit für Investoren als auch den Schutz von Umwelt und Gesundheit gewährleisten.

Ein vorgelagerter **Ausbau von F&E Infrastruktur** ist wesentlich für einen industriellen Markthochlauf von Wasserstoff-Technologien, daher muss diese gefördert werden. Die Verbesserung von Effizienz, Lebensdauer und Kosten führen zu konkurrenzfähigen Produkten. Die lokale Wertschöpfung wird dadurch erhöht und der F&E Standort gestärkt. Die Industrie muss hierbei unterstützt werden, um auf innovative Produkte umzustellen. Der Fokus sollte auf Elektrolyse, Brennstoffzelle und Wasserstoff-Speicher liegen. Als Best Practice Beispiel ist hier das Wasserstoff-Cluster in Nordrhein-Westfalen, Deutschland zu nennen.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich der Projektziele mit den erreichten Simulationsergebnissen	27
Tabelle 2: Weltweit größte Produktionsanlage von grünem Wasserstoff (umgesetzt und geplant, Stand 2024)	37
Tabelle 3: Wirkungsgrade der Fahrzeuge und Infrastrukturen [41]	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vision von Energiewende und Wasserstoffwirtschaft [2]	12
Abbildung 2: Vergleich von Reichweite, Nutzlast und Technologie [6]	14
Abbildung 3: Übersicht der Mitgliedsstaaten des TCPs Advanced Fuel Cells [7]	16
Abbildung 4: Layout eines modularen Brennstoffzellensystems mit Multi-Stack Anordnung [9]	20
Abbildung 5: Mehrere HyRail BZ-Systeme von Proton Motors für Zuganwendungen parallel angeordnet [9].....	20
Abbildung 6: Entwicklung eines modularen Brennstoffzellensystems für verschiedenste Anwendungen im Zuge des Projektes HyFleet [10]	21
Abbildung 7: BZ-Stack und Systemwirkungsgrad von 100 kW und 200 kW BZ-Systemen in Abhängigkeit der Stromdichte [11]	21
Abbildung 8: Variation der Anzahl von Brennstoffzellensystemen und der Batteriegröße mit Einfluss auf Wasserstoffverbrauch, Antriebsstrangvolumen, -masse und -kosten	23
Abbildung 9: Wasserstoffkosten vs. BZ-Systemkosten für unterschiedliche BZ-Systemleistungen für eine konstante Betriebszeit von 25.000 Betriebsstunden in einem Autobahnzyklus [11]	24
Abbildung 10: Ejektor Prototyp aus Edelstahl und Konzeptstudie aus Spritzguss für die kostengünstige Serienfertigung bei Stückzahlen größer 10.000 Stück.....	25
Abbildung 11: Stand der Technik und Ziele für 2030 sowie darüber hinaus für BZ-Systeme für den Schwerlastverkehr	26
Abbildung 12: Entwicklung eines 40 Tonnen LKW mit Brennstoffzellenantrieb im Zuge des Projekts FC4HD [16]	26
Abbildung 13: TCO für LKWs mit unterschiedlichen Antriebsstrangtechnologien	29
Abbildung 14: V1: Gasförmige Bereitstellung von 350 bar (GH2 350 bar), V2: Gasförmige Bereitstellung von 700 bar (GH2 700 bar), V3: Flüssige Bereitstellung (LH2), V4: Externe H2- Versorgungs-Infrastruktur mit gasförmiger Bereitstellung von 350 bar (GH2 350 bar) [18].....	32
Abbildung 15: Dezentrale Wasserstofferzeugungsanlage in Gabersdorf [19].....	33
Abbildung 16: Pfade zur Erzeugung, Speicherung und Verteilung von grünem Wasserstoff [20] ...	34
Abbildung 17: Vergleich der Transporteffizienzen für reinen Wasserstoff in verschiedenen Zuständen (links) und Wasserstoffderivate in Abhängigkeit vom Zielabstand (rechts). [21]	35
Abbildung 18: Well-to-Tank Wirkungsgardanalyse der Bereitstellung von Wasserstoff am Beispiel Marokko-Wien über Schiff, Zug und Trailer (oben) bzw. Pipeline und Trailer (unten) [21]	36
Abbildung 19: Vision des europäischen Wasserstoff-Pipelinennetzes im Zuge der Initiative European Hydrogen Backbone [22]	37
Abbildung 20: Wasserstofftankstellennetz weltweit (2021) [35]	40
Abbildung 21: Größendefinition Wasserstofftankstellen [35]	41
Abbildung 22: Kostentreiber für die Bereitstellung von Wasserstoff in unterschiedlichen Zuständen an Tankstellen [35]	42
Abbildung 23: Prüfung des Wasserstoffbus auf dem Rollenprüfstand (links) und Betankung (rechts) [23]	44
Abbildung 24: Erste Ergebnisse der Design of Experiments Studie für einen Fahrzyklus in Villach (216 km). Links: Haupteinflussparameter auf den H2-Verbrauch. Rechts: Erste	

Optimierungsergebnisse mit dem Simulationstool CruiseM im Vergleich zum gemessenen Verbrauch aus dem Rollenprüfstandtest für den gleichen Fahrzyklus. [23]	44
Abbildung 25: Energiebedarf für Traktion, Heizen und Kühlen über ein Kalenderbedarf	45
Abbildung 26: Wirkungsgradvergleich von BEV und FCEV mittels Längsdynamiksimulation mit Betrachtung von Kühlung und Heizung über ein Kalenderjahr.....	45
Abbildung 27: Übersicht des Projektes ZEAS (Zero Emission Adriatic Ship) [37]	46
Abbildung 28: Technischen Daten der AIRBUS Konzeptflugzeuge [39]	47
Abbildung 29: CO ₂ -Emissionen der (a) Fahrzeuge und (b) Infrastrukturen [41]	50
Abbildung 30: Kosten der (a) Fahrzeuge und (b) Infrastrukturen [41]	51
Abbildung 31: Vergleich von Antriebsarten (Diesel-VKM, Wasserstoff-BZ, Wasserstoff-VKM und batterieelektrisch) und deren Wirkungsgrade [43]	54
Abbildung 32: Dimensionierung der wichtigsten Antriebsstrangkomponenten der BZ-Schiffsflotte für die BSS [43]	56
Abbildung 33: GWP-Vergleich pro Kilometer der BSS (links) und WSS (rechts) [43]	57
Abbildung 34: Wasserstoffgestehungskosten für unterschiedliche Szenarien für die gesamte Flotte der BSS (*unter Berücksichtigung der De-minimis-Förderung und dem Investitionszuschuss) [43]	58
Abbildung 35: Gesamtkostenbetrachtung einer Flottenumstellung der BSS über einen Zeitraum von 20 Jahren [43]	59
Abbildung 36: Analyse der Wasserstoffproduktion und Versorgungskosten nach Europa [44].....	61
Abbildung 37: Energiequellenabhängige Korrelation zwischen standortabhängigem Energieertrag, erwarteten LCOH und Skalierungsfaktor F-Scale auf Basis eines kostenoptimierten Systemdesigns für IIR zwischen 3 % und 5 %. [44]	62
Abbildung 38: Nationale und internationale Mitgliedschaften von HyCentA	64
Abbildung 39: Highlights der Veranstaltung “Hydrogen and fuel cells for transportation – status, examples and recommendations for action”	65
Abbildung 40: Titelbild der “Hydrogen Sustainability and Circularity Conference” mit Auflistung der beteiligten Firmen	66
Abbildung 41: Startseite des Online-Tools „HyTool“ zur Auslegung von Wasserstoff-Infrastrukturen [47]	67
Abbildung 42: Vorgeschlagenes Wasserstofftankstellennetz für Österreich; Tankstelle L hat eine Kapazität von 2.500 kgH ₂ /Tag, Tankstelle S 212 kgH ₂ /Tag.....	69
Abbildung 43: Die Zahlungsbereitschaft bzw. der Schwellenpreis für sauberen Wasserstoff in mehreren aktuellen und neu entstehenden Sektoren (einschließlich Produktion, Lieferung und Aufbereitung vor Ort, wie zusätzliche Verdichtung, Abfüllung, Kühlung und/oder Abgabe) [48] ...	70

Literaturverzeichnis

- [1] Statista. CO2-Ausstoß - Anteil des Verkehrs | Statista. 5/01/2024. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/317683/umfrage/verkehrstraegeranteil-co2-emissionen-fossile-brennstoffe/>. [Abgerufen am 30.05.2025, 08:30]
- [2] Klell, M., Eichlseder, H., & Trattner, A. (2018). Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung. (4., aktual. und erw. Aufl. Aufl.) (ATZ/MTZ-Fachbuch). Springer Vieweg.
- [3] Österreichische Wasserstoffstrategie, Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2022, <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html> [Aufgerufen am 28.07.2022, 15:40]
- [4] Van Rossum R., Jaro J., La Guardia G., Wang A., Kühnen L. Overgaag M., European Hydrogen Backbone: A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries, 2022, <https://ehb.eu/>
- [5] Hydrogen Insights 2023, Hydrogen Council, <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2023-december-update/>
- [6] Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, Hydrogen roadmap Europe – A sustainable pathway for the European energy transition, Publications Office, 2016, <https://data.europa.eu/doi/10.2843/341510>
- [7] <https://ieafuelcell.com/about/#vision> [Abgerufen am 30.05.2025, 10:20]
- [8] <https://www.ballard.com/> [Abgerufen am 28.06.2023, 9:45]
- [9] <https://www.proton-motor.de/> [Abgerufen am 28.06.2023, 9:53]
- [10] <https://www.klimafonds.gv.at/themen/bewusstseinsbildung/serviceseiten/zem/hyffleet-wasserstofftechnologie-fuer-emissionsfreie-fahrzeugflotten/> [Abgerufen am 28.06.2023, 11:41]
- [11] Backofen, D., Jünemann, D., Ulmer, H., Häckermann, F., Delebinski, T., Wascheck, R. (2022). Modularization of Fuel Cell Systems for CV-Applications. In: Liebl, J. (eds) Heavy-Duty-, On- und Off-Highway-Motoren 2021. Proceedings. Springer Vieweg, Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-38105-9_17
- [12] <https://millionmilefuelcelltruck.org/> [Abgerufen am 28.06.2023, 8:45]
- [13] DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record 19006: Hydrogen Class 8 Long Haul Truck Targets. Department of Energy 2019. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19006_hydrogen_class8_long_haul_truck_targets.pdf
- [14] Austrian Roadmap for Sustainable Mobility – a long-term perspective. Austrian Association for Advanced Propulsion Systems - A3PS 2022. <https://www.a3ps.at/sites/default/files/images/downloadfiles/roadmap2022-08-17.pdf>

- [15] Singer Gerald, Gappmayer Gregor, Macherhammer Marie-Gabrielle, Pertl Patrick, Trattner Alexander: A development toolchain for a pulsed injector-ejector unit for PEM fuel cell applications, International Journal of Hydrogen Energy, 2022, Volume 47, p.23818 - 23832
- [16] <https://www.klimafonds.gv.at/themen/bewusstseinsbildung/servicesseiten/zem/fc4hd-heavy-duty-fuel-cell-road-demonstrator/> [Abgerufen am 28.06.2023, 15:45]
- [17] Henke, J., Kiemel, S., Borchardt, I., Sielaff, L., Schutzbach, M., Kulow, L., Faltenbacher, M., Eckert, S., Krieg, H., Gassenheimer, J., Kienzler, H.-P., Labinsky, A., & Gibbels, B. (2022). I-H2-Hub-BW (A. Sauer (ed.)).
- [18] Kapeller, J., Kathan, J., Monsberger, C., Sean, P., Steinlechner, S., Pertl, P., Karan, B. Bericht Dekarbonisierung der österreichischen Seenschifffahrt. Austrian Institute of Technology und HyCentA Research GmbH 2020.
- [19] <https://www.klimafonds.gv.at/dossier/wasserstoff-dossier/projekte/renewable-gasfield/> [Abgerufen am 28.06.2023, 13:36]
- [20] <https://www.now-gmbh.de/> [Abgerufen am 28.06.2023, 15:20]
- [21] <https://projekte.ffg.at/projekt/3991155> [Abgerufen am 28.06.2023, 11:30]
- [22] <https://ehb.eu/> [Abgerufen am 28.06.2023, 16:40]
- [23] <https://www.hytechonomy.com/projekte/hypower-brennstoffzellen-antriebsstrangtechnologie.html> [Abgerufen am 28.06.2023, 17:05]
- [24] <https://www.energieleben.at/profis-am-wort-bald-zehn-wasserstoffbusse-der-wiener-li-nien-unterwegs/> [Abgerufen am 29.06.2023, 10:45]
- [25] Liebermann, J. H₂-Mobilität in Wien – von der Planung bis zur Umsetzung (WIVA P&G Erfahrungsaustausch Mobilität, 30.11.2022). Wien.
- [26] <https://www.refhyne.eu/refhyne-2/> [Abgerufen am 23.05.2024, 14:25]
- [27] <https://www.h2future-project.eu/> [Abgerufen am 23.05.2024, 14:36]
- [28] <https://hybalance.eu/> [Abgerufen am 23.05.2024, 14:50]
- [29] <https://hydrogenpro.com/#> [Abgerufen am 23.05.2024, 14:45]
- [30] <https://mcphy.com/en/press-releases/mcphy-gigafactory/> [Abgerufen am 23.05.2024, 15:10]
- [31] <https://mcphy.com/en/achievements/industrial-hydrogen/djewels/> [Abgerufen am 23.05.2024, 15:50]
- [32] [https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presetailseite/ausbau-auf-5-gigawatt-jahrliche-fertigungskapazitat--thyssenkrupp-in-allen-drei-wasserstoff-leitprojekten-des-bmbf-vertreten-121708](https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presdetailseite/ausbau-auf-5-gigawatt-jahrliche-fertigungskapazitat--thyssenkrupp-in-allen-drei-wasserstoff-leitprojekten-des-bmbf-vertreten-121708) [Abgerufen am 23.05.2024, 16:15]
- [33] https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-dashboard/projects-repository/heavenn_en [Abgerufen am 23.05.2024, 18:30]

- [34] <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/fit-for-55-afir-alternative-fuels-infra-structure-regulation/FC4HD>
- [35] H2Mobility, Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick, 2021, https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/08/H2-MOBILITY_Overview-Hydrogen-Refuelling-For-Heavy-Duty-Vehicles_2021-08-10.pdf
- [36] <https://h2.live/> [Abgerufen am 23.05.2024, 09:05]
- [37] https://www.tu-chemnitz.de/projekt/alf/content.php?view=forschungsprojekte_details&lang=de&id=64 [Abgerufen am 23.05.2024, 10:20]
- [38] <https://www.h2fly.de/2023/09/07/h2fly-and-partners-complete-worlds-first-piloted-flight-of-liquid-hydrogen-powered-electric-aircraft/> [Abgerufen am 23.05.2024, 11:55]
- [39] <https://www.airbus.com/en/innovation/low-carbon-aviation/hydrogen/zeroe> [Abgerufen am 23.05.2024, 11:45]
- [40] Airbus, <https://www.airbus.com/en/innovation/low-carbon-aviation/hydrogen/zeroe> [Abgerufen am 23.05.2024, 11:45]
- [41] WIVA P&G HyTrain: Technologischer, wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich von nachhaltigen Schienenfahrzeuganwendungen für das Zillertal (2024), Arbeitspaket 7, Auszug aus Handbuch Task 7.1: Economical Assessment, Exploitation Strategy and Business Plan
- [42] Statista: „Prognosen zur Inflationsrate in Österreich von 2023 bis 2028“, online: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/290144/umfrage/prognosen-zur-entwicklung-der-inflationsrate-in-oesterreich/>
- [43] Kapeller J., Kathan J., Monsberger C., Sean P., Seinlechner S., Pertl, P., Karan B., Dekarbonisierung der Österreichischen Seenschifffahrt, 2022.
- [44] F. Radner, N. Strobl, M. Köberl, et al. Off-grid hydrogen production: Analysing hydrogen production and supply costs considering country-specifics and transport to Europe, *Int J Hydrog Energy*, 80 (2024), pp. 1197-1209, 10.1016/j.ijhydene.2024.07.142
- [45] Terlouw, T. et al. (2022). Large-scale hydrogen production via water electrolysis: a techno-economic and environmental assessment. *Energy Environ. Sci.* <https://doi.org/10.1039/D2EE01023B>
- [46] Simonis, B., Newborough, M. (2017). Sizing and operating power-to-gas systems to absorb excess renewable electricity. *Int. J. Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.07.121>
- [47] <https://www.gruenes-gas.at/hytool/> [Abgerufen am 30.05.2025, 16:30]
- [48] DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap, Draft, September 2022

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
AEM-FC	Anion Exchange Membrane Fuel Cell (Anionenaustauschmembran-Brennstoffzelle)
AFIR	Alternative Fuels Infrastructure Regulation
AFC	Advanced Fuel Cells
BEV	Battery Electric Vehicle
BoP	Nebenaggregate (Balance of Plant)
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
ExCo	Executive Committee
F&E	Forschung und Entwicklung
FC	Fuel Cell
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FTI	Forschung, Technologie und Innovation
H ₂	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency
LCOH	Wasserstoffgestehungskosten (Levelized Costs of Hydrogen)
LH ₂	Flüssigwasserstoff (Liquid Hydrogen)
LKW	Lastkraftwagen
OPEX	Operational Expenditures (Betriebsausgaben)
PEM	Proton Exchange Membrane
PFAS	Per- und polyfluorierte Alkylsubstanzen
PKW	Personenkraftwagen
SUV	Sport Utility Vehicle
TCP	Technology Collaboration Programme
VKM	Verbrennungskraftmaschine

