

Abschlussbericht im Rahmen der HyExpert - Modellregion Saarland

„Saarland 2030 – auf dem Weg zum Wasserstoffland“

Mit Unterstützung durch:
Reiner Lemoine Institut, consulting4drive & IAV automotive engineering



Die Entwicklung des Saarlands zur Wasserstoffregion wird im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) mit insges. 271.744 Euro durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich umgesetzt.

Berichtsstand: September 2021

Mit Unterstützung durch

IAV GmbH	Reiner Lemoine Institut gGmbH	consulting4drive GmbH
Rockwellstr. 16	Rudower Chaussee 12 D	Hallerstraße 6
38518 Gifhorn	12489 Berlin	10587 Berlin

Kontakt

Dr.-Ing. Michael Nöding	Carolin Daam, M.Sc.	Marcus Lassowski, M.Sc.
michael.noeding@iav.de	carolin.daam@rl-institut.de	m.lassowski@consulting4drive.com
+49 172-6939661	+49 30-1208 434 86	+49 173-6020085

Auftraggeber

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr
Franz-Josef-Röder-Straße 17
66119 Saarbrücken

Ansprechpartner

Nicola Sacca, Klimaschutzkoordinator der Landesregierung
n.sacca@wirtschaft.saarland.de
+49 681-501 2287

Inhaltsverzeichnis

1	Übersicht zukünftiger Wasserstoff-Nachfrage, Anlagen zur Erzeugung und entsprechender Infrastruktur.....	6
1.1	Prognose zukünftiger H ₂ -Nachfragen.....	6
1.2	Übersicht bereits geplanter und potentieller Erzeugungsanlagen.....	8
1.3	Übersicht bereits geplanter und potentieller Tankstellen	8
1.4	Geografische Darstellung der Wasserstoff-Abnehmer, -Erzeugungsanlagen, - Tankstellen und -Infrastruktur	9
2	Hydro Hub Fenne	10
2.1	Abschätzung der Wasserstoff-Gestehungskosten.....	10
2.2	Nutzung des Nebenprodukts Sauerstoff.....	10
2.3	Nutzung des Nebenprodukts Abwärme.....	11
2.4	Aufbereitung des Wasserstoffs	12
3	Leitungsanbindung des Hydro Hub.....	15
3.1	Wirtschaftliche und technische Herausforderungen des leitungsgebundenen Wasserstofftransports	15
3.2	Wirtschaftliche und technische Bewertung der Verbindungsleitung zwischen dem STEAG Kraftwerk und der H ₂ -Tankstelle in Saarbrücken-Gersweiler.....	16
3.3	Wirtschaftliche und technische Bewertung der potentiellen Verlängerung der Leitung bis zum Betriebshof der Saarbahn	17
3.4	Grobabschätzung der Kosten für eine H ₂ -Leitung für die Anbindung zu einem französischen Wasserstoffnetz	18
4	Optimierte H ₂ -Tankstellenversorgung für Busse am Beispiel des Betriebshofs der Saarbahn.....	19
4.1	Synthetisierung des Wasserstoffbedarfes der Busse	19
4.2	Wirtschaftliche Bewertung der Betankung an einer öffentlichen Tankstelle: Erweiterung der 700 bar-Tankstelle in Gersweiler auf Schnittstelle mit 350 bar ..	20
4.3	Wirtschaftliche Bewertung der Betankung am Betriebshof mit neuer 350 bar-Tankstelle und Belieferung per LKW	20
4.4	Wirtschaftliche Bewertung der Betankung am Betriebshof mit neuer 350 bar-Tankstelle und Belieferung mit verlängerter Leitung von Gersweiler	21
5	Wirtschaftlicher Schienenbetrieb mit H ₂	23
5.1	Auswahl zu untersuchenden, nicht-elektrifizierten Strecken.....	23
5.2	Strecke 1 - Rosseltalbahn: Technoökonomischer Vergleich zwischen Zügen basierend auf Batterie und Brennstoffzelle.....	25
5.3	Strecke 2 - Bisttalbahn: Technoökonomischer Vergleich zwischen Zügen basierend auf Batterie und Brennstoffzelle.....	26
5.4	Wirtschaftliche Bewertung der benötigten Infrastruktur zur Betankung eines Wasserstoffzuges inkl. Tankstelle	26
6	Kritisch-konstruktive Begleitung der Verbrennungsmotoralternative	28
6.1	Tauglichkeitsprüfung der Gesamtlösungen für wasserstoffbetriebene LKW	28

6.2	Abschätzung der Gesamtkosten für die abgestimmten Einsatzszenarien der LKW.....	29
6.3	Quantifizierung der CO ₂ -Einsparpotentiale für die abgestimmten Einsatzszenarien der LKW.....	30
7	Marktübersicht über verfügbare Wasserstoffe-LKW und –Busse inkl. Risikobetrachtung.....	31
7.1	Vor- und Nachteile von Wasserstoffverbrennungs- und Brennstoffzellen-LKWs und -Bussen	31
7.2	Risikobewertung der Technologien Wasserstoffverbrennungsmotoren (H ₂ -VKM) und -Brennstoffzellen	31
7.3	Möglichkeiten zur Risikoaufteilung für Kaufverträge in der Pilotphase	32
7.4	Eckpunkte in Kaufverträgen für Pilotprojekte	32
8	Umrüstung des Fuhrparks von Verkehrsbetrieben.....	34
8.1	Wirtschaftliche Analyse von zwei Betreiberkonzepten für H ₂ -Tankstellen am Beispiel Saarlouis	34
8.2	Erläuterung des Ankerkundenprinzips und Anwendung auf Betreiberkonzepte.....	35
9	Beschaffungsprozess für LKW, Busse und PKW mit H ₂	36
9.1	Erarbeitung und Harmonisierung von Anforderungen und Lastenheften	36
9.2	Prozessbeschreibung zur Erarbeitung von Sammelausschreibung für H ₂ -Fahrzeuge	36
9.3	Gegenüberstellung von Leasingoptionen und Eigenfinanzierung an einem ausgewählten Beispiel	37
10	Bestimmung vorteilhafter Standorte für weitere potentielle H ₂ -Tankstellen	39
11	Einsatzmöglichkeiten für Kraft-Wärme-Kopplung.....	42
11.1	Szenarien der Kraft-Wärme-Kopplung mit zeitnaher Wirtschaftlichkeit.....	42
11.2	KWK am Stadtbad Saarlouis.....	43
11.3	KWK zur Nahwärmeversorgung von Saarlouis-Steinrausch.....	43
12	Gasnetzverträglichkeit und Zumischen von H ₂ für KWK-Anwendungen.....	45
13	Machbarkeitsstudie H ₂ -Distributionsplattform	47
14	AP H ₂ -Anwendungen in der Industrie	49
14.1	Deutschlandweite Übersicht zur Nutzung von H ₂ in der Stahlindustrie	49
14.2	H ₂ -Versorgung des Industriegebiets Homburg	49
A.	Anhang.....	51
A.1	Abschnitt 1	51
A.1.1	Zusammentragen und Aufbereitung prognostizierter H ₂ -Bedarfe	51
A.1.2	Tabellarische Übersicht von H ₂ -Aktivitäten in umliegenden Regionen (Rheinland-Pfalz, Niedersachsen, Benelux, Frankreich)	52
A.2	Abschnitt 2.....	54
A.2.1	Zusammenfassung vergleichbarer Projekte mit Wasserstoffversorgung von einer zentralen Wasserstoffquelle.....	54
A.2.2	Abschätzung der Wasserstoff-Gestehungskosten.....	56
A.2.3	Nebenprodukt Abwärme: Zusammenstellung möglicher Anwendungen im Umfeld der STEAG Kraftwerkes Völklingen-Fenne	56

A.3	Abschnitt 3.....	59
A.3.1	Konsolidierung der Erfahrungen aus Projekten in NRW und NDS.....	59
A.3.2	Wirtschaftliche und technische Bewertung der potentiellen Verlängerung der Leitung bis zum Betriebshof der Saarbahn	61
A.4	Abschnitt 4.....	62
A.4.1	Beschreibung möglicher Tankstellen-Topologien.....	62
A.4.2	Anschluss der bestehenden Tankstelle in Gersweiler an den Hydro Hub per Pipeline.....	63
A.4.3	Wirtschaftliche Bewertung der Betankung am Betriebshof mit neuer 350 bar-Tankstelle und Belieferung per LKW.....	64
A.4.4	Gegenüberstellung der Grobabschätzung und der computergestützten Optimierung der Tankstellendimensionierung	65
A.4.5	Abstrahierung der Ergebnisse mit Einbeziehung der HyExpert- und HyPerformer-Netzwerke.....	69
A.4.6	Förderung	71
A.5	Abschnitt 5.....	73
A.5.1	Gegenüberstellung und Bewertung verfügbarer Züge.....	73
A.6	Abschnitt 6.....	76
A.6.1	Kritische Tauglichkeitsprüfung der Gesamtlösungen für wasserstoffbetriebene LKW.....	76
A.6.2	Abschätzung der Gesamtkosten unter Berücksichtigung der abgestimmten Einsatzszenarien für LKW.....	78
A.6.3	Quantifizierung der CO ₂ -Einsparpotentiale für Busse für das abgestimmte Szenario	78
A.6.4	Zusammenfassung der Fördermöglichkeiten und -bedingungen für die Anschaffung wasserstoffbetriebener LKW	79
A.7	Abschnitt 7	81
A.7.1	Marktübersicht über verfügbare Wasserstoff-LKW und -Busse	81
A.7.2	Dokumentation der Vor- und Nachteile von Wasserstoffverbrennungs- und Brennstoffzellen-LKWs und -Bussen.....	82
A.7.3	Kurzsteckbrief zur Übertragbarkeit der Wirtschaftlichkeitsparameter auf die Wasserstoffnutzung in Bussen mit Dieselmotoren	83
A.8	Abschnitt 9.....	84
A.8.1	Marktübersicht über verfügbare Wasserstoff-PKW und leichte Wasserstoff-NFZ	84
A.8.2	Gegenüberstellung von Leasingoptionen und Eigenfinanzierung an einem ausgewählten Beispiel	84
A.9	Abschnitt 10.....	87
A.9.1	Funktionsweise und technische Voraussetzungen von H ₂ -Tankstellen	87
A.9.2	Datengrundlage und Optimierungsansatz.....	88
A.10	Abschnitt 11	91
A.10.1	Vergleich des Flächenbedarfs Biogas und PV	91

A.10.2	Zusammenstellung der Fördermöglichkeiten für BHKW mit H ₂ , Gemisch H ₂ -CH ₄ und stationäre Brennstoffzellen.....	93
A.10.3	Szenarien der Kraft-Wärme-Kopplung mit zeitnaher Wirtschaftlichkeit.....	95
A.10.4	Wirtschaftliche und technologische Untersuchung einer H ₂ -BHKW-Lösung am Stadtbad Saarlouis mit Gesamtjahreskosten	102
A.10.5	Wirtschaftliche und technologische Untersuchung eines H ₂ -BHKW zur Nahwärmeversorgung von Saarlouis-Steinrausch	106
A.11	Abschnitt 13.....	107
A.11.1	Suche geeigneter Förderprogramme für die Umsetzung der H ₂ -Distributionsplattform	107
A.11.2	Machbarkeitsstudie der H ₂ -Distributionsplattform.....	109
A.12	Abschnitt.....	110
A.12.1	Bosch/Schaeffler: Wirtschaftlicher Vergleich der H ₂ -Produktion vor Ort mit Bezug aus Fenne oder Ensdorf	110
A.12.2	Förderprogramme für H ₂ -Flurförderfahrzeugen, Klein-LKW und -Bussen für den innerbetrieblichen Verkehr bzw. Binnenverkehr	112
A.12.3	Stahlindustrie: Zusammentragung der bestehenden oder in Planung befindlichen besonders vielversprechende Projekte in DE, A, CH und den BE-NE-LUX-Staaten hinsichtlich der Integration von Wasserstoff	114

1 Übersicht zukünftiger Wasserstoff-Nachfrage, Anlagen zur Erzeugung und entsprechender Infrastruktur

Dieser Abschnitt gewährt einen Überblick über wichtige Kennzahlen. In Abschnitt 1.1 werden Prognosen über zukünftige Wasserstoff (H₂)-Nachfragen dargelegt. Erzeugungsanlagen werden in Abschnitt 1.2 beleuchtet. Anschließend werden in Abschnitt 1.3 potentielle Standorte zukünftiger Tankstellen vorgestellt. Eine geografische Darstellung erfolgt in Abschnitt 1.4.

1.1 Prognose zukünftiger H₂-Nachfragen

Die Bedarfe werden kategorisiert in die Bereiche Mobilität, Industrie und Kraft-Wärme-Kopplung. Im Bereich Mobilität sind zunächst Pkw zu nennen. Ausgangsbasis ist die ambitionierte Annahme, dass bis zum Jahr 2050 ca. 15% der elektrifizierten Pkw mit Wasserstoff betrieben werden; Zwischenwerte werden anhand einer typischen s-förmigen Hochlaufkurve bestimmt. Es wird angenommen, dass der Motorisierungsgrad in Deutschland bzw. dem Saarland unverändert bleibt. Entsprechend der Abbildung 11 im Anhang A.1.1 entspricht die Entwicklung etwa 132 wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen im Saarland bis 2030. Da H₂-Fahrzeuge besonders interessant bei hohen Reichweitenanforderungen sind, wird eine Jahresfahrleistung von 30.000 Kilometern und zudem ein Verbrauch von 1 kg/100 km angenommen. Basierend auf diesen Annahmen besteht in den Jahren 2025 bzw. 2030 ein Jahresbedarf von ca. 9 bzw. 40 t. Die ausführliche Auswertung erfolgt in Tabelle 9 im Anhang. Ersichtlich wird dort auch die für Hochlaufkurven in den ersten Zeiträumen typische exponentielle Fahrzeugzunahme. Falls die Hochlaufkurve um beispielsweise zwei Jahre verkürzt wird, können die Jahresbedarfe der PKW bereits im Jahr 2030 Werte von ungefähr 75 t aufweisen.

H₂-Fahrzeuge sind insbesondere dann prädestiniert für den öffentlichen Nahverkehr, wenn hohe Anforderungen an die Reichweite bestehen. Sowohl die Saarbahn mit Sitz in Saarbrücken (ca. 138 Busse) als auch die KVS mit Sitz in Saarlouis (ca. 80 Busse, plus 50 eines externen Betreibers) planen mittelfristig bis langfristig eine Umstellung eines Großteils der Flotte. Die Jahresfahrleistungen der Fahrzeuge betragen ca. 60.000 km. In einem optimistischen Szenario werden bis 2030 ungefähr 70 Busse bei der Saarbahn und 28 Busse bei der KVS mit Wasserstoff betrieben. Die entsprechenden jährlichen H₂-Bedarfe betragen demnach für 2030 ca. 650 t/a. Insgesamt werden im Saarland derzeit ca. 1.150 Kraft-Omnibusse betrieben. Werden bis zum Jahr 2025 etwa 20% der Fahrzeuge auf Wasserstoff umgestellt, steigt die Brennstoffzellen (BZ)-Fahrzeuganzahl auf rund 200 Busse und bei 40% im Jahr 2030 auf ca. 470 Busse. Die jährlichen H₂-Bedarfe entsprechen ca. 1.320 t bzw. 3.100 t.

Weitere signifikante Bedarfe werden im Logistikbereich entstehen. Mit dem Ziel der Aufklärung wurde der Kontakt zu zahlreichen Logistikern aufgenommen, von denen knapp zehn Unternehmen ein großes Interesse an H₂-Fahrzeugen signalisierten und als First Mover bezeichnet werden können. Exemplarisch hervorzuheben ist der Lebensmittelgroßhandel VLG, welcher eine schrittweise Umstellung des Fuhrparks erwägt. Weitere Gespräche wurden mit Unternehmen anderer Branchen geführt. Trotz eines intensiven Austauschs ist die Abschätzung von Beschaffungsplänen einzelner Unternehmen aufgrund der Nicht-Verfügbarkeit der Fahrzeuge schwer möglich. Aus diesem Grund erfolgt die Abschätzung auf Basis öffentlich verfügbarer Daten: Laut Kraftfahrtbundesamt werden in Deutschland derzeit 3,28 Mio. LKW betrieben. Ungefähr 37.350 dieser LKW – und somit 1,1% – können dem Saarland zugeordnet werden. Laut einer Schätzung des Fraunhofer ISI werden in Deutschland im Jahr 2030 ungefähr 50.000 LKW mit Wasserstoff angetrieben.¹ Unter der Annahme, dass die soeben erwähnte prozentuale Verteilung auch für Fahrzeuge mit Wasserstoffantrieb gilt, werden im Jahr 2030 im

¹ <https://ecomento.de/2020/10/14/deutschland-140-wasserstoff-tankstellen-fuer-brennstoffzelle-lkw-reichen-analyse/>

Saarland ungefähr 570 LKW mit Wasserstoff betrieben. Basierend auf diesen Annahmen und einem linearen Anstieg der Fahrzeuge ab dem Jahr 2024 resultieren jährliche H₂-Bedarfe von ca. 1.000 t in 2025 bzw. 3.650 t in 2030. Weitere Details sind Tabelle 9 im Anhang zu entnehmen.

Ein weiterer potentieller H₂-Abnehmer im Bereich der Mobilität sind Brennstoffzellenzüge. Deren Einsatz wird ausführlich in Abschnitt 5 untersucht. Entsprechend dem Verkehrsentwicklungskonzept des Saarlands sind bis 2030 keine Strecken für einen H₂-Betrieb vorgesehen. Vielmehr setzt die Landesregierung wegen relativ bescheidener Wegstrecken darin auf batterieelektrische Züge. Insofern kann von keinem zusätzlichen Wasserstoffbedarf ausgegangen werden.

Die zweite und ganz wesentliche Kategorie der Bedarfe können der Industrie zugeordnet werden. Hervorzuheben ist insbesondere die Stahlindustrie am Standort der Dillinger Hütte. Bis zum Jahr 2026 sollen entsprechend beantragter Fördergelder der sogenannten IPCEI (=Important Projects of Common European Interest)-Projekte für zwei Ziele eingesetzt werden. Zunächst wird der sogenannte Hydro Hub in Fenne für die Produktion von grünem Wasserstoff errichtet. Dieser ermöglicht Produktionsraten von jährlich bis zu 5.500 t Wasserstoff.

Um diesen Wasserstoff nutzen zu können, erfolgt zeitlich parallel die leitungstechnische Anbindung der Dillinger Hütte. Dort wird der Wasserstoff dem Synthesegas aus dem Hochofenprozess zugemischt. Hierbei können die Bedarfe die Produktionsraten des Hydro Hub bei Weitem übersteigen. Der zusätzlich benötigte grüne Wasserstoff würde per Leitung aus einer Produktionsanlage in dem benachbarten Lothringen bezogen werden.

In einer ersten Ausbaustufe werden jährlich bis zu 10.000 t Wasserstoff benötigt. Bis zum Jahr 2030 könnten in einer zweiten Stufe bis zu 75.000 t Wasserstoff jährlich eingesetzt werden. Die CO₂-Emissionen würden um 900.000 t sinken. Dies entspricht fast 12% der heutigen Gesamtemissionen des Saarlands.

Ein weiterer möglicher Verwendungszweck des Wasserstoffs ist der Betrieb sehr leistungsstarker Brennstoffzellen am Standort des Hydro Hub. Ein mögliches Szenario ist, dass die Brennstoffzellen derart ausgelegt werden, dass sie den gesamten am Hydro Hub produzierten Massenstrom von bis zu 680 kg/h aufnehmen können. Die elektrische Leistung der Brennstoffzellen würde demnach ungefähr 13,5 MW betragen. Aus wirtschaftlichen Gründen würde die Anlage beim Vorliegen niedriger Strompreise betrieben werden. Die Vollbenutzungsstunden wären somit beschränkt. Für ein Szenario mit ungefähr 1.000 Vollbenutzungsstunden resultieren jährliche Wasserstoffbedarfe von ungefähr 680 t.

Weitere H₂-Bedarfe entstehen im Industriegebiet Ost in Homburg. Bosch wird die eigenen Bedarfe ab 2022 durch einen eigenen Elektrolyseur mit 150 kW elektrischer Eingangsleistung abdecken. Die Wirtschaftsförderung der Stadt Homburg hat weitere Bedarfe erfragt. Sie können durch Buslinien, einen Baubetriebshof, LKW sowie durch diverse Unternehmen wie Schaeffler, Moehwald, Dr. Theiss oder Michelin entstehen. Die Nachfrage an Wasserstoff wird abgeschätzt zu 100 t in 2025 und 150 t in 2030.

Weitere H₂-Nutzungspotentiale in der Industrie im Saarland resultieren aus dem Umstieg von Erdgas auf H₂ (z.B. Härteöfen der Fa. Brück in Ensheim sowie Gasturbine der Fresenius Medical Care in St. Wendel). Neben einer potentiellen Umstellung des Fuhrparks könnte Wasserstoff mittel- bis langfristig für Flurförderzeuge eingesetzt werden. Eine exakte Bedarfsprognose ist derzeit nicht möglich.

Die dritte wesentliche Kategorie für Wasserstoffbedarfe sind Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, also der gleichzeitigen Produktion von Strom und Wärme. Eine ausführliche Bewertung solcher Systeme erfolgt in Abschnitt 11. Nach dortigen Kalkulationen erscheint insbesondere der Einsatz von Anlagen mit einer elektrischen Leistung von maximal 100 kW wirtschaftlich möglich. Im Saarland sind dutzende Anlagen dieser Größenordnung im Einsatz – bisher allerdings unter Einsatz von Erdgas. Basierend auf den Erkenntnissen der AG zur H₂-KWK-Nutzung ist davon auszugehen, dass Wasserstoff bis zum Jahr 2025 in mehreren Pilotprojekten in Homburg, Saarbrücken und Saarlouis zum Einsatz kommt. Die Voraussetzung

ist ein kostengünstiger H₂-Bezug. Für fünf Anlagen mit einer mittleren elektrischen Leistung von 50 kW würde bei 6.000 Vollbenutzungsstunden ein jährlicher Wasserstoffbedarf von ungefähr 3.100 t resultieren. Zahlreiche weitere Anwendungen dieses Größenbereichs werden bis zum Jahr 2030 folgen. Da zudem auch ein Beimischen von Wasserstoff möglich ist, halten wir jährliche Wasserstoffbedarfe von bis 10.000 t ab dem Jahr 2030 für realistisch. Aufgrund der derzeitigen Regulatorik, insbesondere im Hinblick auf das EEG und die Vergütung im Rahmen des KWKG, wird der Einsatz von leistungsstarken Anlagen im Megawatt-Bereich wirtschaftlich nicht darstellbar sein und daher hier nicht berücksichtigt.

1.2 Übersicht bereits geplanter und potentieller Erzeugungsanlagen

Die folgende Tabelle 1 ist eine Übersicht über die bereits geplanten bzw. diskutierten Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff. Die leistungsfähigste Anlage ist der Hydro Hub, siehe hierzu Abschnitt 2. Mit dem Ziel den Zeitraum der Inbetriebnahme zu überbrücken bzw. aufgrund einer erschwerten Belieferung wird die Installation weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen untersucht – dies betrifft insbesondere Homburg und den Betriebshof der Saarbahn in Saarbrücken. Siehe hierzu die Abschnitte 4 und 14.

Das Distributionszentrum Ensdorf wurde untersucht als möglicher Standort für eine Dehydrieranlage, also zur Weiterverarbeitung von Wasserstoff, der per LOHC angeliefert wird. Es haben sich daraus jedoch nicht die erhofften Geschäftsmodelle erkennen lassen. Insofern entfällt diese Versorgungsalternative. Siehe hierzu die Ausführungen in Abschnitt 13.

Am Standort der Fa. Pyrum in Dillingen entstehen bereits heute große Mengen an Wasserstoff innerhalb des Abgasstromes eines Recyclingprozesses von Altreifen. Falls ein Herauslösen des Wasserstoffs wirtschaftlich möglich ist, stellt dies eine vielversprechende neue Wasserstoffquelle dar. Allerdings benötigt diese Lösung noch die EU-weite Anerkennung als grüner H₂ aus Reststoffen.

Potentielle weitere Erzeugungsanlagen können entstehen am Wasserstoff-Campus Röderberg.

Bezeichnung	Inbetriebnahme	elektr. Leistung in MW	max. H ₂ -Produktion in kg/d	Stromversorgung	Betreiber	Sonstiges
Hydro Hub	2026	35	15.000	regenerativ aus Netz	Steag	
Industriegebiet Homburg	2023	1,5 bis 2,0	400 bis 800	Ökostrom	Stadtwerke Homburg	Installation und ggf. Größe wird derzeit bewertet
Versorgung Tankstelle Saarbahn	2023	noch offen	noch offen	Ökostrom	Saarbahn	Größe wird derzeit bewertet; zudem Vergleich mit Anlieferung des Wasserstoffs
Pyrum	bereits in Betrieb	nicht relevant	noch offen	nicht relevant	noch offen	bei Recycling entstehen Gase mit bis zu 40 Volumenprozent H ₂
Wasserstoff-Campus Röderberg	noch offen	noch offen	noch offen	noch offen	noch offen	Ggf. Zukunftscampus Technologie- und Mobilität auf Saarlouiser Röderberg

Tabelle 1: Geplante und potentielle H₂-Erzeugungsanlagen

1.3 Übersicht bereits geplanter und potentieller Tankstellen

In Tabelle 2 sind die bereits geplanten und potentiellen Tankstellen aufgelistet. Die Tankstelle in Gersweiler ist seit April 2021 im Betrieb. Die Tankstellen am Betriebshof der Saarbahn sowie in Homburg sind durch Dialoge der entsprechenden Stakeholder als sehr konkret einzuschätzen. Die restlich aufgeführten Standorte zusätzlicher potentieller Tankstellen entstammen weiteren Stakeholderdialogen im Saarland. Welche dieser Tankstellenstandorte

tatsächlich für das Saarland relevant sind und ob ggf. andere zusätzliche Standorte zu priorisieren sind, wird im Abschnitt 10 bewertet.

Bezeichnung	Inbetriebnahme	Druckniveau in bar	max. H ₂ -Betankung	Nutzung durch	Betreiber
Gersweiler	2021	700	ca. 200 kg/d	öffentlich	H2 Mobility
Saarbahn	2023	350 bar	Bis zu 1.000 kg/d	halb öffentlich	Saarbahn
Homburg	2023	350 und 700	noch offen	öffentlich	Stadtwerke Homburg
Saarlouis	noch offen	noch offen	noch offen	halb öffentlich	Stadtwerke Saarlouis
Merzig	noch offen	vmtl. 350 und 700	noch offen	öffentlich	noch offen
St. Ingbert	noch offen	vmtl. 350 und 700	noch offen	öffentlich	noch offen
Sulzbach	noch offen	vmtl. 350 und 700	noch offen	öffentlich	noch offen
St. Wendel	noch offen	vmtl. 350 und 700	noch offen	öffentlich	noch offen
Neunkirchen	noch offen	vmtl. 350 und 700	noch offen	öffentlich	noch offen

Tabelle 2: Geplante und potentielle H₂-Tankstellen im Saarland

Nach weiteren Gesprächen mit den Stakeholdern, kommen auch Tankstellen an vorgesehenen H₂-Pipelines infrage. Entsprechend der aktuellen Vorhaben der Creos sind Pipelineverbindungen nach Perl, an den Röderberg in Saarlouis und nach Saarbrücken am ehesten wahrscheinlich. Diese können nicht nur zur Versorgung von industriellen H₂-Anwendungen, sondern auch zur Deckung des Mobilitätsbedarfs mit Wasserstoff dienen.

1.4 Geografische Darstellung der Wasserstoff-Abnehmer, -Erzeugungsanlagen, -Tankstellen und -Infrastruktur

In Abbildung 1 sind alle Standorte mit Wasserstoff-Bedarf sowie alle Standorte zur Wasserstoff-Erzeugung dargestellt. Auffallend ist hierbei, dass fast all diese Standorte entlang der Hauptverkehrsachsen liegen. Daneben sind außerdem geplante und potenzielle H₂-Tankstellen, sowie die seit April 2021 in Betrieb befindliche H₂-Tankstelle in Gersweiler gekennzeichnet. Die Daten basieren auf den vorangegangenen Abschnitten. Die Wasserstoffaktivitäten angrenzender Regionen und Länder sind in Anhang Tabelle 10 tabellarisch dargestellt.

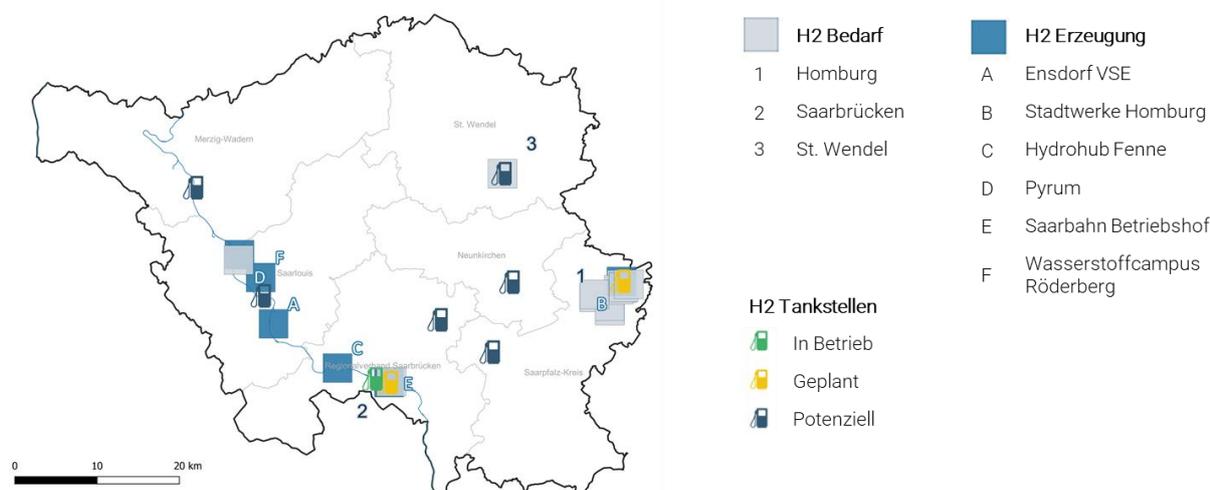


Abbildung 1: Wasserstoffbedarf, -erzeugung und -tankstelleninfrastruktur im Saarland

2 Hydro Hub Fenne

In diesem Abschnitt wird die zukünftige Rolle des Hydro Hub Fenne erörtert. Der Hydro Hub wird mit einer elektrischen Eingangsleistung von 35 MW mittelfristig der größte Erzeuger von grünem Wasserstoff im Saarland. Unter Annahme eines Wirkungsgrads von 65% ermöglicht dies maximale Wasserstoffproduktionsraten von ca. 680 kg/h. Im Gegensatz zu kleineren Elektrolyseuren erfolgt die Wasserstoffproduktion unter Atmosphärendruck. Die Inbetriebnahme sowie die Leitungsanbindung sind geplant für das Jahr 2026. Eine Übersicht über ähnliche geplante Projekte innerhalb Deutschlands ist dargelegt im Anhang in Abschnitt A.2.

Zusammenfassend zeigt sich, dass grüner Wasserstoff mit Gesteungskosten von ungefähr 5 bis 6 €/kg produziert werden kann. Das Nebenprodukt Sauerstoff kann mit Hilfe der bestehenden Infrastruktur verkauft werden und ermöglicht jährlich zusätzliche Erlöse von bis zu 1 Mio. Euro. Das Nebenprodukt Abwärme könnte prinzipiell direkt vor Ort genutzt oder in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Ein lokal angebundener Abnehmer ist jedoch nicht vorhanden. Die Einspeisung in das Fernwärmenetz ist zu teuer, da die Temperatur der Abwärme zunächst mit einer kostenintensiven Wärmepumpe angehoben werden müsste.

2.1 Abschätzung der Wasserstoff-Gesteungskosten

Aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung für energieintensive Unternehmen können die Umlagen des Strombezugs am Hydro Hub stark reduziert werden. Die Stromkosten werden mit 5,5 Cent pro Kilowattstunde veranschlagt. Es wird angenommen, dass die Erzeugung eines Kilogramms Wasserstoff einen Stromverbrauch von 50 Kilowattstunden verursacht – dies entspricht einem optimistischen Wirkungsgrad von 67%. Weitere wichtigen Kostenbestandteile sind Wartungskosten und Abschreibungen. Die Wartungskosten von Elektrolyseuren werden auf jährlich 3% der Anschaffungskosten geschätzt. Aufgrund der Größe des Hydro Hubs ist dieser Wert eine konservative Schätzung. Unter Berücksichtigung der Abschreibungen kalkuliert STEAG mit H₂-Gesteungskosten von ungefähr 5,00 Euro bis 6,20 Euro. Der konkrete Wert ist insbesondere abhängig von der Genehmigung des bereits erwähnten IPCEI-Antrags; im Folgenden wird ein Mittelwert von 5,60 €/kg angenommen. Die Werte sind zusammengefasst in Tabelle 11.

2.2 Nutzung des Nebenprodukts Sauerstoff

Bei der Spaltung von 9 kg Wasser entstehen 1 kg Wasserstoff und 8 kg Sauerstoff. Unter der Annahme von 6.000 Vollbenutzungsstunden, werden am Hydro Hub jährlich ca. 33 Mio. kg Sauerstoff produziert. Prinzipiell kann dieser Sauerstoff auf zahlreiche Arten verwendet werden, insbesondere bei Verbrennungs-, Oxidations- und Heizprozessen sowie – entsprechend aufbereitet – in der Medizin und der Luft- sowie Raumfahrt.

Obwohl der Bedarf somit hoch ist, wird der bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff nur in wenigen Ausnahmefällen genutzt. Der Grund ist, dass die notwendige Aufbereitung und der Transport vielfach teurer sind als die großindustrielle Produktion auf Basis von Destillationsvorgängen.

Bezogen auf den Hydro Hub erscheint eine wirtschaftliche Nutzung des Sauerstoffs jedoch aus zwei Gründen möglich: Zunächst wird der Hydro Hub leistungsstärker als viele bisher in Deutschland installierten Elektrolyseure sein, siehe hierzu die Ausführungen in Abschnitt A.2. Die spezifischen Kosten für Transport und Aufbereitung sind somit geringer. Des Weiteren wurde am Standort des Kraftwerks bereits zuvor eine Luftzerlegungsanlage betrieben – es existieren somit Leitungen, welche den kostengünstigen Sauerstofftransport bis nach Dillingen ermöglichen.

Konkret werden zwei mögliche Abnahmeszenarien untersucht. Das wahrscheinliche Szenario ist eine Abnahme durch Nippon Gas, was zu Erträgen von ungefähr 2,5 bis 3,0 Cent pro Kilogramm Sauerstoff führen würde. Da der Bedarf bei Nippon Gas entsprechend hoch ist und die vorhandene Leitung Druckniveaus von bis zu 40 bar ermöglicht, könnte der gesamte

Sauerstoff veräußert werden. Bezogen auf die maximale Wasserstoff-Produktionsrate des Hydro Hubs könnten bis zu 5,4 t Sauerstoff pro Stunde für bis zu 162 Euro abgesetzt werden. Unter Annahme von 6.000 Vollbenutzungsstunden betragen die jährlichen Erlöse 972.000 Euro.

Das zweite Szenario der Sauerstoffabnahme ist die Verwendung in einer Kläranlage des Entsorgungsverbands Saar (EVS). In Kläranlagen dienen Mikroorganismen zum Abbau schädlicher Inhaltsstoffe. Diese aerob arbeitenden Organismen werden üblicherweise über Lüfter mit Frischluft versorgt. Würde alternativ Sauerstoff eingeblasen, könnte der Volumenstrom derart verringert werden, dass der Strombedarf auf 20% gesenkt werden kann. Der Sauerstoff könnte an den Standorten Völklingen-Wehrden und/oder Burbach eingesetzt werden. Die jährlich benötigten Sauerstoffmengen sind 28 bzw. 15 Mio. kg; die dazugehörigen jährlichen Stromeinsparpotentiale sind ca. 0,9 bzw. 1,7 Mio. kWh. Unter Berücksichtigung von Stromkosten i.H.v. 20 bis 25 ct pro kWh betragen die jährlichen Einsparpotentiale in Wehrden zwischen 175.000 und 220.000 Euro und in Burbach zwischen 335.000 und 420.000 Euro. Die spezifischen Einsparungen betragen ungefähr 1,5 ct pro eingesetztem Kilogramm Sauerstoff.

Da diese Werte geringer sind als bei der Abnahme durch Nippon Gas und bei dieser Alternative zudem auf eine vorhandene Infrastruktur zurückgegriffen werden kann, wird der Verkauf an Nippon Gas empfohlen.

2.3 Nutzung des Nebenprodukts Abwärme

Neben Sauerstoff ist Abwärme ein weiteres Nebenprodukt, das regelmäßig im Betrieb des Hydro Hub Fenne anfällt. Die Höhe des Abwärmestroms ist abhängig vom Betriebspunkt. Basierend auf einer elektrischen Eingangsleistung von 35 MW und einem geschätzten Wirkungsgrad von 65% beträgt der maximale Abwärmestrom ca. 12 MW.

Die Nutzbarkeit von Abwärme ist abhängig von ihrer Temperatur. Sie ist umso höher, je stärker sich die Temperatur von der Umgebung unterscheidet. Im technischen Bereich wurde in diesem Zusammenhang der Begriff der Exergie eingeführt, welche den maximal nutzbaren Anteil von Energie beschreibt. Der nicht-nutzbare Anteil wird Anergie genannt. Falls Abwärme dieselbe Temperatur wie die Umgebung aufweist, besteht Wärme ausschließlich aus Anergie.

Bei Elektrolyseuren, welche auf der alkalischen oder PEM-Technologie basieren, erreicht die Abwärme eine Temperatur von üblicherweise maximal 80°C. Wärme auf diesem Temperaturniveau hat einen dermaßen geringen Exergieanteil, dass die Wärme nicht zur Gewinnung elektrischer Energie geeignet ist. Beispielsweise beträgt der Exergieanteil einer Wärmemenge nur 17%, falls die Wärme eine Temperatur von 80°C und die Umgebung eine Temperatur von 20°C aufweisen. Aufgrund endlicher Temperaturdifferenzen bei der Wärmeübertragung wäre der tatsächlich nutzbare Energieanteil noch wesentlich geringer. Zu untersuchen bleibt daher ausschließlich die direkte Wärmenutzung.

Eine direkte Wärmenutzung wird vielfach in Zusammenhang mit kleinen und dezentralen Elektrolyseuren untersucht. Diese Anlagen weisen typischerweise eine elektrische Eingangsleistung von bis zu 2 MW auf und stehen zudem häufig in örtlicher Nähe zu Gebäuden mit Heizwärmebedarf. Das Temperaturniveau der Abwärme ist ausreichend hoch für den Betrieb herkömmlicher Heizungen, insbesondere jedoch für den Betrieb von Fußbodenheizungen. Falls Vorlauftemperaturen von ca. 70°C erreicht werden können, kann die Abwärme zudem zur Warmwasseraufbereitung genutzt werden.

Die Herausforderung bei zentralen und leistungsstarken Elektrolyseuren wie dem Hydro Hub ist, dass in unmittelbarer Nähe meist kein größerer Wärmebedarf besteht. Der Standort des Hydro Hubs weist demgegenüber die günstige Option einer Einspeisung in das Fernwärmenetz für die Nutzung der Abwärme auf.

Eine wesentliche Herausforderung ist das zur Einspeisung ins Fernwärmenetz notwendige Temperaturniveau. Im Sommer beträgt dies ca. 100 und im Winter bis zu 135 °C. Eine Temperaturerhöhung mittels elektrischer Heizer ist technisch sehr einfach umzusetzen, jedoch unrentabel. Der Grund ist, dass die Temperaturerhöhung im Winter eine der Abwärme ungefähr äquivalent hohe elektrische Eingangsleistung erfordern würde. Um eine Megawattstunde

Abwärme für die Einspeisung ins Fernwärmenetz zu erzeugen, müssten somit ungefähr 500 Kilowattstunden Strom verwendet werden. Da Energie in Form von Wärme jedoch nur den Bruchteil des Werts von Strom aufweist, ist dieses Vorgehen unrentabel.

Abhilfe könnte eine Wärmepumpe schaffen. Sogenannte Hochtemperaturwärmepumpen können das Temperaturniveau auf sehr effiziente Weise erhöhen. Die Wirksamkeit wird mit Hilfe des *Coefficient of Performance* bzw. der Leistungszahl angegeben. Dieser Wert beschreibt den Faktor, um wie viel die elektrische Leistungsaufnahme gegenüber elektrischen Heizern sinkt. Typische Werte für Hochtemperaturwärmepumpen liegen bei ungefähr 3 bis 3,5. Grob vereinfacht würden zur Einspeisung einer Megawattstunde Abwärme somit nur 285 Kilowattstunden Energie benötigt. Falls der Strom somit für ungefähr ein Drittel des Preises der Abwärme bezogen werden kann, wäre ein wirtschaftlicher Betrieb denkbar.

Entsprechende wirtschaftliche Analysen wurden durchgeführt und werden hier vereinfacht dargelegt. Die Kosten der Wärmepumpe werden mit 3,5 Millionen Euro veranschlagt. Da die Arbeitsweise des Elektrolyseurs schwankend ist, können für die unstete Abwärme ca. 10 Euro pro Megawattstunde Ertrag erzielt werden. Für einen Erlös von 10 Euro sind somit ungefähr 285 Kilowattstunden Strom zu beziehen. Tabelle 12 listet die wesentlichen Kennzahlen auf unter der Annahme einer Laufzeit von zehn Jahren. Die letzte Spalte zeigt eindeutig, dass eine Wirtschaftlichkeit nicht erreicht werden kann. Dies gilt insbesondere für den hervorgehobenen und realistischen Fall, dass der Strom für 50 Euro pro Megawattstunde bezogen wird. Da bei der Einspeisung einer Megawattstunde Wärme ein Ertrag von 10 Euro erwirtschaftet wird, jedoch bereits Stromkosten i.H.v. 14,25 Euro anfallen, sinkt die Wirtschaftlichkeit mit steigenden Werten für die Auslastung des Elektrolyseurs. Anstatt die Abwärme rückzugewinnen, wird sie daher mit Hilfe eines Nasszellenkühlers an die Umgebung abgegeben. Hierzu wird eine elektrische Leistung i.H.v. ungefähr 500 Watt benötigt.

Weiterhin zeigen Tabelle 13 bis Tabelle 16 analoge Untersuchungen für den Fall, dass die Wärme für 15, 20, 25 oder 30 Euro pro Megawattstunde abgenommen wird. Für realistische Auslastungen und Stromkosten i.H.v. 5 ct/kWh scheint eine wirtschaftliche Nutzung der Abwärme möglich, falls die Wärme für 20 Euro pro Megawattstunde abgenommen wird. Im bestmöglichen Fall hoher Auslastungen, hoher Erträge für die Abwärme und niedriger Stromkosten sind für eine Laufzeit von 10 Jahren Gewinne i.H.v. 25 Millionen Euro möglich.

2.4 Aufbereitung des Wasserstoffs

In diesem Abschnitt werden mögliche Formen der Wasserstoffaufbereitung diskutiert. Die Aufbereitung bezieht sich zum einen auf die Feinreinigung und zum anderen auf die Verdichtung des Wasserstoffs.

Bei den Überlegungen sind drei Ebenen zu berücksichtigen: Die Anforderungen der Endverbraucher an Reinheit und Druckniveau des Wasserstoffs, die Anforderungen und Limitierungen beim Transport und die Eigenschaften des – noch nicht aufbereiteten – Wasserstoffs bei der Produktion im Hydro Hub.

Die Endverbraucher sind im Wesentlichen in der Mobilität und der Industrie, im Saarland bevorzugt in der Stahl- und Automobilindustrie, angesiedelt. Brennstoffzellenfahrzeuge erfordern eine 5.0 Qualität, also eine Wasserstoffreinheit von 99,999%. Dass die Anforderungen von Fahrzeugen mit H₂-Verbrennungsmotor geringer sind, ist insofern irrelevant, da diese auf dieselbe Tankstelleninfrastruktur zugreifen. Die Tankstelleninfrastruktur wird derzeit ausschließlich für Fahrzeugtanks für gasförmigen Wasserstoff ausgelegt. LKWs und Busse werden mit bis zu 350 bar und kleinere Fahrzeuge wie PKWs mit bis zu 700 bar betankt.

In der Stahlindustrie wird der Wasserstoff zukünftig auf zwei Weisen eingesetzt: Bei den ersten Schritten zur Reduktion von CO₂ wird Wasserstoff als Ersatz für Einblaskohle verwendet – anstatt Kohlenstoffdioxid entsteht Wasserdampf. Eine nachhaltigere Veränderung wird ermöglicht durch Direktreduktionsanlagen. Hierbei wird kein flüssiges Roheisen, sondern ein fester Eisenschwamm produziert. Die Einschmelzung erfolgt im Anschluss mit strombetriebenen Einschmelzern. Unabhängig von der Technik bestehen keine hohen

Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs; zudem wird dieser bei niedrigen Drücken bzw. sogar Umgebungsdruck eingesetzt.

Neben den Endverbrauchern resultieren weitere Anforderungen und Limitierungen an Druck sowie Reinheit aus dem Transport des Wasserstoffs. Bei einem leitungsgebundenen Wasserstoff sind – je nach Leitungsart – obere Druckniveaus zwischen 16 bar und 80 bar möglich. Um ausreichende Massenströme transportieren zu können, sollte das Druckniveau nicht niedriger als ungefähr 5 bar sein. Bezüglich der Reinheit ist anzumerken, dass laut DVGW für den leitungsgebundenen Transport prinzipiell Wasserstoffreinheiten von nur 98% gewährleistet werden können.

Zur Verringerung des Volumens erfolgt der Transport mit Trailern auf sehr viel höheren Druckniveaus. Üblich sind Druckniveaus zwischen 200 und 500 bar; höhere Werte sind insbesondere zur Versorgung von PKW-Tankstellen denkbar. Der Transport mit Trailern ermöglicht zudem die Einhaltung höherer Reinheitsgrade. Insbesondere, falls häufiges Umfüllen vermieden werden kann – die LKW also beispielsweise Wechselspeicher transportieren – kann eine 5.0 Qualität auch beim Transport eingehalten werden.

Neben den Endverbrauchern sowie dem Transport sind die Eigenschaften des Hydro Hub ausschlaggebend für die Infrastruktur zur H₂-Aufbereitung. Während kleinere dezentrale Elektrolyseure den Wasserstoff auf Druckniveaus von 10 bis 50 bar produzieren, entsteht dieser bei großen Elektrolyseuren wie dem Hydro Hub bei Umgebungsdruck. Diese Aussage ist zunächst unabhängig davon, ob der Elektrolyseur auf der alkalischen- oder PEM-Technologie basiert. Qualitativ müssen sämtliche Elektrolyseure bereits aus Sicherheitsgründen sicherstellen, dass die untere bzw. obere Explosionsgrenzen von 4,0 Mol-% bzw. 95,2 Mol-% eingehalten werden. Typischerweise sind die Verunreinigungen sehr viel geringer; eine 5.0 Qualität wird ohne entsprechende Aufbereitung jedoch nicht erreicht.

Zusammenfassend sind dies diejenigen Aspekte, welche bei der Auslegung einer Infrastruktur für die H₂-Aufbereitung zu berücksichtigen sind.

- Die Anforderungen an die Reinheit sind bei Mobilitätsanwendungen sehr hoch, sodass eine Gasfeinreinigung unumgänglich ist. Für die Stahlindustrie ist eine Gasfeinreinigung i.d.R. nicht erforderlich.
- Eine 5.0 Qualität eines zuvor aufbereiteten Gases kann bei einem Trailertransport wahrscheinlich, bei einem Leitungstransport jedoch keinesfalls sichergestellt werden.
- Alle Transportmöglichkeiten erfordern ein Mindestmaß an Verdichtung in Erzeugungsnähe, wobei die Druckniveaus für den Trailertransport immer höher sind und ggf. derart gewählt werden, dass keine weitere Verdichtung bei der (LKW-) Tankstelle erforderlich ist.

Für die Aufbereitung am Hydro Hub können daher folgende Handlungsempfehlungen für den Druck abgeleitet werden

- Sämtlicher produzierte Wasserstoff ist auf ein Mindest-Druckniveau zu verdichten.
- Da mittelfristig entweder große Anteile oder die gesamte Menge des produzierten Wasserstoffs per Leitung transportiert werden, sollte das Druckniveau Werte zwischen 5 bar und 40 bar aufweisen.
- Der Ausgangsdruck des Elektrolyseurs beträgt 1 bar; Hubkolbenverdichter können das Druckniveau typischerweise verdrei- bis verfünffachen. Eine mögliche sinnvolle Lösung wäre es daher, den gesamten Wasserstoff zweistufig auf Werte zwischen 10 und 20 bar zu verdichten.

Eine weitere Verdichtung von Teilen des Wasserstoffs vor Ort ist nur in zwei Fällen sinnvoll:

- Entweder für den Fall, dass am Gelände des Hydro Hub eine Tankstelle, bspw. für den Bahnverkehr, installiert wird.
- Alternativ, falls am Gelände des Hydro Hub Trailer befüllt werden.

Bezüglich der Gasfeinreinigung gilt:

- Prinzipiell sollte niemals derjenige Wasserstoff gereinigt werden, welcher anschließend leitungsgebunden transportiert wird.
- Aufgrund möglicher Verunreinigung beim Umfüllen, der weiteren Verdichtung etc. ist es zudem fraglich, ob der für einen möglichen Trailertransport vorgesehene Wasserstoff am Ort der Erzeugung gereinigt werden sollte.
- Da Gasfeinreinigungsanlagen auch für kleine Leistungsklassen verfügbar sind, sollten diese alternativ bevorzugt in der Nähe der Verbraucher aufgestellt werden.

Basierend auf diesen und ähnlichen Überlegungen wird der Ansatz verfolgt, sämtlichen am Hydro Hub produzierten Wasserstoff in die zukünftigen Leitungen einzuspeisen. Da alleine durch den leitungsgebundenen Transport keine für Brennstoffzellenfahrzeuge benötigte Wasserstoffreinheit gewährleistet werden kann, erfolgt am Standort keine Gasfeinreinigung. Alternativ wird diese dezentral bei den jeweiligen Tankstellen durchgeführt. Vor der Einspeisung in das Leitungsnetz wird der Wasserstoff von 1 bar auf Werte zwischen 10 und 20 bar verdichtet; hierfür bietet sich bspw. der Einsatz von zweistufigen Kolbenverdichtern an.

3 Leitungsanbindung des Hydro Hub

Dieser Abschnitt knüpft direkt an die vorherigen Überlegungen an und behandelt die Leitungsanbindung des Hydro Hub. Die folgenden Überlegungen ergänzen weitere Infrastruktur-Projekte von Creos und GRTgaz in Frankreich. In Abschnitt 3.1 werden allgemeine Betrachtungen für den leitungsgebundenen Transport erörtert. In Abschnitt 3.2 werden eine wirtschaftliche und technische Bewertung einer Verbindungsleitung hin zu der Tankstelle in Gersweiler durchgeführt. Die Leitung könnte von dort weitergeführt werden bis zum Betriebshof der Saarbahn in Alt-Saarbrücken. Die vorherigen Untersuchungen werden in Abschnitt 3.3 entsprechend ausgeweitet. In 3.4 werden analoge Untersuchungen für die Verbindung zu Carling und einem sich ebenfalls im Aufbau befindlichen französischen Netz dargelegt.

Zur Einordnung des Vorhabens werden im Anhang A.3.1 vergleichbare Projekte aus Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen beschrieben.

Zusammenfassend ist eine leitungsgebundene Anbindung unbedingt erforderlich zur Versorgung von großen Abnehmern wie der Dillinger Hütte. Da die Bedarfe auch bei der Saarbahn stark ansteigen werden, bietet sich mittelfristig eine Verbindungsleitung in Ostrichtung an. Neben dem Betriebshof der Saarbahn kann somit zusätzlich die Tankstelle in Gersweiler mit grünem Wasserstoff versorgt werden.

3.1 Wirtschaftliche und technische Herausforderungen des leitungsgebundenen Wasserstofftransports

Die leitungsgebundene Anbindung kann auf vier verschiedene Weisen erfolgen:

- Umstellung der vorhandenen Stahlleitungen
- Verlegung neuer Stahlleitungen
- PE-Leitung neben vorhandene Stahlleitung
- PE-Leitung in vorhandene Stahlleitungen (Inliner)

Die Vor- und Nachteile werden im Folgenden dargelegt. Die Ausführungen verdeutlichen, dass die Verlegung von PE-Leitungen zahlreiche Vorteile bietet.

Umstellung der vorhandenen Stahlleitungen

Die untersuchte Gesamtleitung besteht aus drei zusammengeführten Einzelleitungen mit einer Gesamtlänge von ca. 7,6 km. Die Leitungen reichen bis zum Messegelände in Alt-Saarbrücken; somit fehlen ungefähr 500 m bis zur Anbindung an die Saarbahn. Der erste Leitungsteil ist eine ca. 1,4 km lange Gasleitung im Besitz der STEAG. Anschließend folgt eine weitere Stahlleitung der Creos.

Die Umstellung der STEAG-Leitung wird derzeit geprüft. Die Leitung ist seit über zehn Jahren außer Betrieb. Eine Verwendung würde eine Verlängerung am Anfang und Ende der Leitung erfordern. Eine Prüfung kann prinzipiell auf Basis deterministischer oder probabilistischer Verfahren erfolgen. Eine deterministische Prüfung setzt eine exakte Kenntnis der verwendeten Bauteile, der Verbindungsarten, der Nutzungsintensität etc. voraus. Aufgrund des hohen Aufwands und dem hohen Informationsbedarf über Lastwechsel etc. wird dieser Ansatz nicht verfolgt. Alternativ wird ein probabilistisches Prüfverfahren eingesetzt. Als Indikator für den Zustand der Leitungen könnte eine Druckprobe und der zeitliche Druckabfall dienen. Des Weiteren wäre eine optische Kontrolle erforderlich.

Die Leitung der Creos stammt aus den 1950er Jahren, der Auslegungsdruck betrug 25 bar. Die Leitungen entsprechen nicht dem aktuellen Stand der Technik, da die Verbindung bspw. nicht durch Kaltschweißen, sondern durch Muffen und Kehlnähte hergestellt wurde. Schließlich sind die Leitungen, beispielsweise aufgrund des Straßenbaus, geschnitten und somit nicht durchgängig. Eine Reinigung mit einem modernen Molch wäre aufgrund der unterschiedlichen Durchmesser schwer möglich. Somit wäre auch eine Wanddickenbetrachtung nur mit einem

unverhältnismäßig hohen Aufwand verbunden. Ähnliches trifft auf die bruchmechanische Begutachtung zu.

Wegen dieser Risiken und Nachteile kann eine Umstellung dieser Leitung nicht empfohlen werden. Im Folgenden werden Möglichkeiten für die Verlegung neuer Rohre geprüft.

Verlegung neuer Stahlleitungen

Prinzipiell besteht die Möglichkeit, neue Stahlleitungen für den Transport von Wasserstoff zu verlegen. So wird auch im European Hydrogen Backbone, neben der Umstellung vorhandener, der europaweite Bau neuer Stahlleitungen für den Transport von Wasserstoff geplant.

Die Kosten für eine Neuverlegung von Stahlleitungen für die über 7 km lange Strecke werden geschätzt auf ca. 4 Millionen Euro. Da die Verlegung neuer Stahlleitungen somit wesentlich kostenintensiver als die im Folgenden vorgestellten Optionen ist, wurden bedarfsgerechte Alternativen auf Basis von PE-Leitungen untersucht. Aus technischen und raumordnungstechnischen Gründen wird die Nutzung der vorhandenen Trasse angestrebt.

PE-Leitung neben vorhandene Stahlleitung

Eine Möglichkeit zur Nutzung der vorhandenen Trasse ist die Verlegung einer Polyethylen (PE)-Leitung neben die vorhandene Stahlleitung. PE-Leitungen ermöglichen üblicherweise ein maximales Druckniveau von 10 bar, typische Werte für den Durchmesser sind 100 mm bis 325 mm. Eine PE-Leitung würde den Transport ausreichend großer H₂-Massenströme ermöglichen und könnte auch zukünftig alle abschätzbaren Bedarfe im Mobilitätsbereich in Gersweiler und für die Saarbahn abdecken.

PE-Leitung in vorhandene Stahlleitungen (Inliner)

Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung der Trasse sind Inliner-Leitungen. Diese PE-Leitungen sind typischerweise derart verstärkt bzw. aus entsprechend hochwertigen Materialien gefertigt, dass das Druckniveau auf beispielsweise 40 bar erhöht werden kann. Somit können hohe Massenströme auch mit geringen Durchmessern von typischerweise 4 oder 6 Inch transportiert werden. Der Vorteil der geringen Durchmesser ist, dass die Inliner in die vorhandenen Stahlleitungen hineingelegt werden können. Die transportablen Mengen von bis zu 1.000 kg Wasserstoff pro Stunde sind ausreichend für die Versorgung der Tankstelle in Gersweiler sowie der Saarbahn und weiteren Anwendungen, beispielsweise zur Kraft-Wärme-Kopplung. Die Kosten für die Leitung und Verlegung sowie Inbetriebnahme etc. betragen ca. 500 Euro pro Meter. Laut Angaben eines Herstellers beträgt die Nutzungsdauer 50 Jahre.

Den Vorteilen der PE-Leitungen stehen gewisse Nachteile gegenüber. Zunächst erfordert der Einsatz derart neuartiger Leitungen entsprechende jährliche Schulungen der Mitarbeiter von Creos. Je nach Ausführung würde die Leitung aus Abschnitten von beispielsweise 400 m bestehen, welche anschließend zusammengesetzt würden. Bei dem Einbau in die vorhandene Stahlleitung ist zudem zu klären, ob auch diese Leer-Rohre den Prüfdruck aushalten müssen. Des Weiteren erschwert das Stahlrohr die Detektion von möglichen Undichtigkeiten des Inliners; ggf. müssten sogenannte Riechrohre installiert werden. Schließlich können die Inliner-Rohre aufgrund der Konstruktion typischerweise nur große Biegeradien von mindestens drei Metern aufweisen. Als ein weiteres großes Hemmnis ist zu klären, ob entsprechende Leitungen bereits gemäß des DVGW Regelwerks zugelassen werden. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts im Herbst 2021 war dies noch nicht erfolgt.

3.2 Wirtschaftliche und technische Bewertung der Verbindungsleitung zwischen dem STEAG Kraftwerk und der H₂-Tankstelle in Saarbrücken-Gersweiler

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des leitungsgebundenen Gastransports ist äußerst komplex. Um sich diesem Thema zu nähern, werden Besonderheiten der Regulierung vernachlässigt. Alternativ erfolgt eine Gegenüberstellung der wesentlichen Kostenträger zur Installation, Inbetriebnahme etc. mit Prognosen der zu transportierenden Wasserstoffmengen. Hierbei wird unterschieden zwischen zwei Zeithorizonten: 10 Jahre und 25 Jahre. Der

Zeithorizont von 10 Jahren ist wichtig, da Teilsysteme wie Verdichtereinheiten und Gasfeinreinigungen etc. typischerweise über solch einen Zeitraum abgeschrieben werden. Der längere Zeitraum von 25 Jahren dient als Abschreibungszeitraum für die Leitungen. Wie bereits zuvor erwähnt, können diese gemäß Herstellerangaben noch länger und für mindestens 50 Jahre betrieben werden.

Ausgangsbasis der wirtschaftlichen Abschätzung sind die H₂-Gestehungskosten aus Abschnitt 2.1 i.H.v. 5,60 €/kg. In diesem Abschnitt werden die Analysen um Kosten für die Leitung nach Saarbrücken-Gersweiler ergänzt. In den folgenden Abschnitten wird die Erweiterung der Leitung zum Betriebshof der Saarbahn bzw. die Leitungsanbindung nach Carling untersucht.

Ein wesentlicher Kostenträger, welcher für alle Leitungen zu berücksichtigen ist, ist die Verdichtung. Vor der Einspeisung ins Wasserstoffnetz erfolgt eine Verdichtung auf ca. 15 bar. Die obigen Überlegungen legen nahe, dass diese Verdichtung in das eigene Wasserstoffnetz durch Creos erfolgt. Die Verdichter würden redundant und angepasst an die maximale Leistung des Hydro Hub von bis zu 680 kg H₂ pro Stunde ausgelegt. Die Anschaffungskosten inklusive Messeinrichtung werden geschätzt auf 3 Millionen Euro. Die Anschaffungs- sowie die Wartungskosten werden umgelegt auf die gesamte eingespeiste H₂-Menge. Diese beträgt unter Annahme von jährlich 6.000 Vollbenutzungsstunden und einer Abschreibungsdauer von 10 Jahren 40.800 t. Die resultierenden spezifischen Verdichtungskosten sind 0,40 €/kg, von denen allein 0,30 €/kg dem Stromverbrauch zuzurechnen sind.

Schließlich sind die Kosten für die eigentlichen H₂-Leitungen zu bewerten, siehe Tabelle 17. Ganz wesentlich sind die Kosten für die Anschaffung und Installation der Leitungen. Die Kosten für die 4,6 km lange Leitung nach Gersweiler werden für den Abschreibungszeitraum von 25 Jahren auf ungefähr 2,53 Millionen Euro geschätzt. Die zu transportierenden Mengen resultieren aus den H₂-Bedarfen in Gersweiler. Sie werden nach Kapitel 1 abgeschätzt zu jährlichen Durchschnittswerten von 30 t bis zum Jahr 2025 und danach mit durchschnittlich 60 t. Für die gesamte Abschreibungsdauer der Leitungen von 25 Jahren werden demnach 1.380 t Wasserstoff nach Gersweiler transportiert. Auf Basis dieser Werte werden die Kosten für den Transport abgeschätzt zu 1,83 €/kg. Aus den zuvor genannten Gründen ist diese Kostenprognose nicht gleichzusetzen mit etwaigen Netzentgelten.

Die (Netto-)Gesamtkosten, bestehend aus den Kosten für die Gestehung, die Verdichtung und den Transport, werden somit abgeschätzt zu 7,83 €/kg, siehe Tabelle 18. Je nach Einsatz des Wasserstoffs müssen weitere Kostenträger berücksichtigt werden, im Mobilitätsbereich insbesondere die Tankstelle inkl. Speicher, Gasfeinreinigung sowie weitere Verdichter.

3.3 Wirtschaftliche und technische Bewertung der potentiellen Verlängerung der Leitung bis zum Betriebshof der Saarbahn

Die wesentlichen Änderungen in diesem Abschnitt betreffen die Leitungsverlängerung von ungefähr 3 Kilometer von Gersweiler bis zum Betriebshof in Alt-Saarbrücken. Unter Bezugnahme auf Tabelle 17 entstehen zusätzliche Kosten von 1,65 Millionen Euro. Es wird davon ausgegangen, dass die Wasserstoffnachfrage der Saarbahn in den ersten 10 Jahren durchschnittlich 220 Tonnen beträgt. Dies entspricht dem Einsatz von 28 Bussen, welche an 280 Tagen im Jahr eine Strecke von 350 km absolvieren und einen spezifischen Verbrauch von 8 kg H₂/100 km aufweisen. In den weiteren 15 Jahren wird angenommen, dass der Jahresbedarf um weitere 100, und somit auf 320 Tonnen ansteigt. In 25 Jahren betrüge der Wasserstoffbedarf somit insgesamt 7.000 t.

Um zu berücksichtigen, dass die Nachfrage bei der Saarbahn auch zu erhöhten Durchflüssen bei der im vorherigen Abschnitt untersuchten Leitung zwischen dem Hydro Hub und Gersweiler führt, ist eine getrennte wirtschaftliche Betrachtung von Gersweiler zur Saarbahn nicht zielführend. Die folgende Ausführung berücksichtigt somit alle Kosten für die Anbindung von Gersweiler sowie der Saarbahn. Analog werden alle Massenströme berücksichtigt, welche vom Hydro Hub entweder nur bis zur Tankstelle in Gersweiler oder weiter bis zur möglichen Entnahmestelle bei der Saarbahn fließen.

Die wichtigsten Kennzahlen sind gegenübergestellt in Tabelle 19. Für die gesamte Leitung bis zur Saarbahn entstehen Kosten i.H.v. 4,18 Millionen Euro. Insgesamt werden über den Zeitraum von 25 Jahren 8.380 t Wasserstoff transportiert, welcher teilweise in Gersweiler und teilweise bei der Saarbahn entnommen wird. Der spezifische Preis für den leitungsgebundenen Transport beträgt 0,50 €/kg. Obwohl große Teil des Wasserstoffs an Gersweiler vorbei transportiert werden, sinken die spezifischen Transportkosten gegenüber Abschnitt 3.2 aufgrund der höheren Auslastung der Leitung. Die Gesamtkosten für den Wasserstoff würden somit sinken auf 6,50 €/kg.

Auch an dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die obigen Rechnungen einer groben Bewertung der Kostenstruktur des leitungsgebundenen Transports von Wasserstoff dienen. In der Praxis werden den Kunden diskriminierungsfreie Netzentgelte gemäß den geltenden Gesetzen und Verordnungen berechnet.

3.4 Grobabschätzung der Kosten für eine H₂-Leitung für die Anbindung zu einem französischen Wasserstoffnetz

Die Abschätzung der Kosten erfolgt analog zu vorher. Für die Ertüchtigung der Stahlleitungen mit 17 km Länge werden ca. 2,5 Millionen Euro veranschlagt. Es wird davon ausgegangen, dass sämtlicher produzierter und nicht nach Gersweiler bzw. zur Saarbahn geleiteter Wasserstoff durch diese Leitung nach Carling transportiert wird. Unter Annahme von jährlichen 6.000 Vollbenutzungsstunden wären dies für die ersten 10 Jahre insgesamt 40.070 t und für die weiteren 15 Jahre insgesamt 59.050 t. Den Gesamtkosten von ungefähr 3,35 Mio. Euro (inklusive Wartung etc.) stehen somit Transportmengen von ungefähr 100.000 t gegenüber. Aufgrund dieser großen Menge sinken die Transportkosten auf ca. 3,4 Cent pro Kilogramm. Die Ausführungen verdeutlichen, dass der leitungsgebundene Transport bei hohen Wasserstoffmengen beinahe alternativlos ist.

4 Optimierte H₂-Tankstellenversorgung für Busse am Beispiel des Betriebshofs der Saarbahn

Ein essentielles Element zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft in einer Region, ist die Kopplung von Bedarf und Nachfrage. Nur wenn der produzierte Wasserstoff abgenommen wird, und das am besten zuverlässig, kann sich eine Produktion lohnen. Zuverlässige planbare Nachfrager im Verkehrssektor stellen u. a. Busse dar. Durch periodische Fahrleistungen kann der Bedarf an Wasserstoff bei einer Substituierung der Busse mit Brennstoffzellen-Bussen (BZ-Busse) sehr gut abgeschätzt werden. Entschließt sich ein Busbetreiber im Rahmen seines Beschaffungsplanes nicht mehr herkömmliche Busse, sondern BZ-Busse anzuschaffen (getrieben durch *Clean Vehicles Directive*² oder intrinsisch), so wird er vor die Herausforderung gestellt den entstehenden Bedarf an Wasserstoff zu decken. Es muss zunächst eine Entscheidung darüber getroffen werden, ob der Wasserstoff an einer öffentlichen Tankstelle betankt oder eine eigene Tankstelle auf dem Bus-Depot errichtet werden soll.

Im Folgenden wird die Tankstellenversorgung eines Busbetriebes am Beispiel des Betriebshofs der Saarbahn untersucht. Hierzu werden zunächst die potentiellen Wasserstoffbedarfe der Saarbahn abgeschätzt und synthetisiert (Bedarf der Busse wird in eine stündliche Zeitreihe übertragen). Anschließend wird die Betankung an der öffentlichen Tankstelle in Gersweiler und die Betankung der Tankstelle auf dem Betriebshof, einmal mit der Belieferung per Trailer und mit der Belieferung per Pipeline, wirtschaftlich bewertet. Abschließend wird die Höhe der benötigten Fördermittel für Investitions- und Betriebskosten kalkuliert und mögliche Förderprogramme zusammengetragen.

Auch andere HyExpert- und HyPerformer-Netzwerke betrachten die Beschaffung von BZ-Bussen und deren Versorgung mit Wasserstoff (siehe Anhang A.4.5). Eine detaillierte Gegenüberstellung der Wirtschaftlichkeit dieser Projekte ist aufgrund der noch nicht veröffentlichten Ergebnisse aktuell nicht möglich.

Die nachfolgenden Ergebnisse sind daher nur eingeschränkt auf weitere Regionen übertragbar. Je nach Flottengröße, Ausbaustufen, H₂-Bedarfen und regionalen Synergien kommen unterschiedliche Betankungstopologien infrage. Daher wird empfohlen, jede Flotte im Rahmen einer Vorstudie oder Machbarkeitsanalyse einzeln zu betrachten.

4.1 Synthetisierung des Wasserstoffbedarfes der Busse

Bei der Betrachtung der Wasserstoffbedarfe wird ein Verbrauchsszenario (9 kg H₂/100 km), zwei Betankungsszenarien (Betankung abends – folgend A, und Betankung abends und morgens – folgend B) und zwei Ausbaustufen (Substitution von 5 bzw. 21 Bussen) berücksichtigt.

- Im Betankungsszenario A werden alle Busse nacheinander betankt. Innerhalb eines kurzen Zeitraums werden so hohe Wasserstoffvolumina ad hoc benötigt.
- Im Betankungsszenario B wird die Hälfte der Busse abends und die andere Hälfte der Busse morgens betankt. Der Zeitraum der Betankung erfährt eine Unterbrechung von mehreren Stunden.

Das Verbrauchsszenario wurde als Mittelwert typischer Verbrauchswerte ausgewählt. Die Wahl der zu substituierenden Busse fiel auf die mit den höchsten Fahrleistungen. Die kumulierte

² Clean Vehicles Directive: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/gesetzsentwurf-foerderung-sauberer-energieeffizienter-strassenfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile

Fahrleistung von 5 bzw. 21 Bussen beträgt 385.000 km/a bzw. 1.462.000 km/a und ergibt einen Wasserstoffbedarf von 35 t/a bzw. 130 t/a.

4.2 Wirtschaftliche Bewertung der Betankung an einer öffentlichen Tankstelle: Erweiterung der 700 bar-Tankstelle in Gersweiler auf Schnittstelle mit 350 bar

Im Folgendem soll die Betankung der Busflotte der Saarbahn an der Wasserstofftankstelle von H2Mobility in Gersweiler³ untersucht werden. Die Beschaffungspläne der Saarbahn entsprechen dem Stand Juli 2021.

Tankstellen des Zusammenschlusses H2Mobility sind regulär für die Betankung von PKW ausgelegt. PKW benötigen, im Gegensatz zu Bussen, Wasserstoff bei einem Druck von 700 bar (Busse 350 bar). Bei der Betankung von Bussen muss daher die Tankstelle auf das Druckniveau von 350 bar umgerüstet werden. Die Kosten einer Umrüstung liegen bei ca. 800.000 €. Unter der Annahme einer Förderung i.H.v. 50% müssten 400.000 € Eigenmittel aufgebracht werden.

Sollten die Busse der Saarbahn an der Tankstelle in Gersweiler tanken, müsste die Saarbahn sich an dieser Umrüstung beteiligen. Aus Sicht der Saarbahn ist diese Investition allerdings weniger attraktiv. Durch die geringe Kapazität⁴ der Tankstelle für zusätzliche Busbedarfe kann die Betankung in Gersweiler nur in der ersten Ausbaustufe des Beschaffungsplans der Saarbahn (bis 2023: 5 Busse, bis 2030: 21 Busse) eine Option sein. Nach der Beschaffung der ersten fünf Busse müsste eine weitere Betankungsoption für die Betankung der weiteren Busse gefunden werden. Zusätzlich verursacht eine Betankung in Gersweiler höhere Umwege.

Aus Sicht von H2Mobility kann eine wirtschaftliche Betrachtung schwer angeführt werden. Es ist nicht öffentlich, ob H2Mobility mit dem festgesetzten Preis von 9,50 €/kg Gewinne oder Verluste erzielt. Bleibt H2Mobility trotz Umrüstung bei dem Bezugspreis, so wird sich entweder der Gewinn verringern oder der Verlust erhöhen. Alternativ kann H2Mobility auch die Kosten der Umrüstung auf den Bezugspreis umlegen.

Die Belieferung der Tankstellen von H2Mobility erfolgt meist mit grauem Wasserstoff. Eine Möglichkeit die Tankstelle in Gersweiler mit grünem regionalen Wasserstoff zu versorgen wäre der Bezug aus dem Hydro Hub⁵ per Pipeline.

4.3 Wirtschaftliche Bewertung der Betankung am Betriebshof mit neuer 350 bar-Tankstelle und Belieferung per LKW

Im Folgenden wird die Betankung am Betriebshof der Saarbahn mit einer neuen 350 bar Tankstelle und Belieferung per LKW wirtschaftlich bewertet. Es wird davon ausgegangen, dass die Tankstelle aus einer Wechselbrücke (Hochdruckspeicher) sowie einem Niederdruckkompressor besteht (siehe Topologie 2, Anhang A.4.1). Für die ökonomische Bewertung werden die Belieferungskosten in Höhe von 7,50 €/kg bzw. 15 €/kg⁶ sowie die Kosten für die Komponenten der Tankstelle betrachtet. Im Anhang A.4.3 wird die Vorgehensweise näher beschrieben.

Exklusive Genehmigungs-, Installations- und Ingenieurdienstleistungskosten können Wasserstoffkosten an der Tankstelle laut Tabelle 3 erreicht werden.

3 https://www.saarland.de/mwaev/DE/aktuelles/aktuelle-meldungen/medieninfos/pm_2020_10_13_wasserstofftankstelle_sb.html

4 https://www.sr.de/sr/sr3/themen/politik_wirtschaft/grundsteinlegung_wasserstofftankstelle_gersweiler_100.html, 40 Autos pro Tag. Bei einem Tankvolumen von 5,6 kg (<https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/toyota/toyota-mirai/>) pro Auto ergeben sich eine Speicherkapazität von ca. 224 kg.

5 Die Bundesregierung prüft noch, ob dieser Wasserstoff tatsächlich grün ist.

6 Annahme RLI. Belieferungskosten stark abhängig von der Menge und Herkunft des Wasserstoffs (Farbe, Distanz usw.). Herr Gönner, Gönner Consulting, gab Werte zwischen 8,50 €/kg (inkl. Miete des Speichers – fällt hier in der Betrachtung weg) und 20 €/kg (inkl. Gasflaschen) an.

	Betankung A		Betankung B	
	5 Busse	21 Busse	5 Busse	21 Busse
Wasserstoffkosten in €/kg (7,50 €/kg H ₂ Belieferung)	14,81	9,42	14,32	9,42
Wasserstoffkosten in €/kg (15 €/kg H ₂ Belieferung)	22,31	16,92	21,82	16,92

Tabelle 3: Wasserstoffkosten der unterschiedlichen Betankungsszenarien und Ausbaustufen

In keinem Szenario wird ein wirtschaftliches Ergebnis erzielt. Die Wasserstoffkosten liegen über dem derzeit politisch festgelegten Wasserstoffpreis an Tankstellen i.H.v. 7,98 €/kg netto⁷.

4.4 Wirtschaftliche Bewertung der Betankung am Betriebshof mit neuer 350 bar-Tankstelle und Belieferung mit verlängerter Leitung von Gersweiler

Im Folgenden wird die Betankung am Betriebshof der Saarbahn mit einer neuen 350 bar Tankstelle und Belieferung mit einer verlängerten Pipeline aus Gersweiler (siehe Abschnitt 3) wirtschaftlich bewertet. Es wird angenommen, dass die Kosten des Wasserstoffbezuges aus der Pipeline durch die verlängerte Leitung von Gersweiler 6,50 €/kg betragen. Für diese Bewertung sind nicht nur die Kosten der eigentlichen Belieferung, sondern ebenfalls die Kosten für die Komponenten der Tankstelle zu berücksichtigen. Der Grund ist, dass die Topologie und somit die Kosten der Tankstelle in Abhängigkeit der Belieferungsart variieren.

In Tabelle 4 sind die Ergebnisse der computergestützten Dimensionierung der Tankstellentopologie dargestellt. Das konkrete Vorgehen sowie eine vorab durchgeführte Grobabschätzung sind in Anhang A.4.4 beschreiben.

	Betankung A		Betankung B	
	5 Busse	21 Busse	5 Busse	21 Busse
Wasserstoffkosten in €/kg (6,10 €/kg H ₂ Pipeline)	10,91	7,77	10,43	7,70

Tabelle 4: Wasserstoffkosten der unterschiedlichen Betankungsszenarien und Ausbaustufen bei H₂-Versorgung durch eine Pipeline

Die Wasserstoffkosten liegen bei beiden Betankungsszenarien für die zweite Ausbaustufe mit 21 Bussen unter dem derzeit politisch festgelegten Wasserstoffpreis an Tankstellen von 7,98 €/kg (exkl. Mehrwertsteuer). Es kann somit ein Profit von 0,21 bzw. 0,28 €/kg H₂ erzielt werden (exkl. Genehmigungs-, Installations- und Ingenieurdienstleistungskosten).

Damit eine Wirtschaftlichkeit in der ersten Ausbaustufe mit 5 Bussen bei Betankung A erzielt werden kann, sind eine 50%-ige Förderung der Investitionskosten aller Komponenten sowie eine Reduzierung der Wasserstoffbezugskosten auf ca. 5,5 €/kg (ca. 10%) nötig. Für Betankung B ist ebenfalls eine 50%-ige Förderung der Investitionskosten aller Komponenten sowie eine Reduktion der Wasserstoffbezugskosten auf 5,8 €/kg (ca. 5%) erforderlich. Durch eine solche Förderung der Investitions- und Betriebskosten (hier die Wasserstoffbezugskosten) kann der derzeit festgelegte Wasserstoffpreis an Tankstellen unterschritten und somit eine Wirtschaftlichkeit erzielt werden (siehe Tabelle 5).

	Betankung A	Betankung B
	5 Busse	5 Busse
Wasserstoffkosten in €/kg (5,50 bzw. 5,80 €/kg H ₂ per Pipeline)	7,90	7,97

Tabelle 5: Wasserstoffkosten bei der Berücksichtigung benötigter Fördermittel

Nach aktuellem Stand ermöglichen bestehende Förderprogramme bereits eine Förderung von Anlagenkomponenten. Im Rahmen der „Förderrichtlinie für Maßnahmen der Marktaktivierung“ des NIP Phase 2 können Elektrolyseure in Höhe von bis zu 45% gefördert werden. Auch die Tankstelleninfrastruktur ist förderfähig. Die benötigte Förderhöhe für die Wirtschaftlichkeit der ersten Ausbaustufe kann in diesem Beispiel allerdings nicht erreicht werden. Eine detaillierte Darstellung der Fördermöglichkeiten ist Anhang A.4.6 zu entnehmen.

5 Wirtschaftlicher Schienenbetrieb mit H₂

Das deutsche Schienennetz hat eine Gesamtlänge von etwa 38.500 km. Davon sind nur rund 60% elektrifiziert, also mit einer Oberleitung ausgestattet⁸. Besonders im regionalen Personenverkehr sind viele Schienenwege oberleitungsfrei oder nur lückenhaft elektrifiziert und werden daher von Dieseltriebzügen befahren. Um den Schienenverkehr zu dekarbonisieren, müssen diese Dieseltriebzüge ersetzt werden. Eine Vollelektrifizierung des Schienennetzes ist betriebswirtschaftlich nicht darstellbar, da die Kosten für den Aufbau und die Wartung der Oberleitungsinfrastruktur auf Linien mit geringer Verkehrsleistung zu hoch wären. Daher sind auf solchen Linien alternative Antriebe mit Batterien und Brennstoffzellen sinnvoll. Ein detaillierter technischer Vergleich der Antriebsarten ist in Anhang A.5.1 dargestellt.

Im Folgenden werden die Potentiale von Batterie- und Brennstoffzellenzügen im Saarland genauer untersucht. Hierzu werden zunächst in Abstimmung mit der Verkehrsabteilung des MWAEV die zu prüfenden Strecken ausgewählt. Anschließend wird auf zwei nicht-elektrifizierten Strecken ein technoökonomischer Vergleich zwischen den unterschiedlichen Antriebsarten (Batterie und Brennstoffzelle) durchgeführt und eine Grobabschätzung der Infrastrukturkosten vorgenommen.

Wie bei den Busflotten ist auch im Schienenbetrieb eine Übertragbarkeit auf weitere Regionen nur in geringem Umfang möglich. Grundsätzlich kommen wasserstoffbetriebene Fahrzeuge vor allem bei Streckenlängen über mehreren Duzend Kilometern in Frage.

5.1 Auswahl zu untersuchenden, nicht-elektrifizierten Strecken

Da es im Saarland nur drei relevante nicht-elektrifizierte Strecken gibt, ist der Elektrifizierungsgrad mit ca. 85% deutlich höher als der des Bundes⁹. Die nicht-elektrifizierten Strecken liegen wie in Abbildung 2 dargestellt zwischen Lebach und Dillingen, St. Ingbert und der Grenze zu Rheinlandpfalz Richtung Zweibrücken sowie zwischen der französischen Grenze bei Niedaltdorf und Dillingen. Auf diesen nicht-elektrifizierten Strecken verkehren derzeit noch Dieseltriebzüge der Linien RB 68 (Saarbrücken – Primasens), RB 72 (Saarbrücken – Lebach) sowie RB 77 (Dillingen – Niedaltdorf). Obwohl der Streckenabschnitt der Linie RE 3 (Saarbrücken – Mainz – Frankfurt) im Saarland elektrifiziert ist, wird diese ebenfalls mit Diesel betrieben. Dies liegt daran, dass der Streckenabschnitt dieser Linie in Rheinlandpfalz nicht-elektrifiziert ist und somit die ganze Linie dieselbetrieben befahren werden muss.¹⁰

8 <https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/infrastruktur/schienennetz/>

9 <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/167/1916735.pdf>

10 https://www.vep.saarland/fileadmin/dateien/210217_VEP_OEPNV_Bericht.pdf

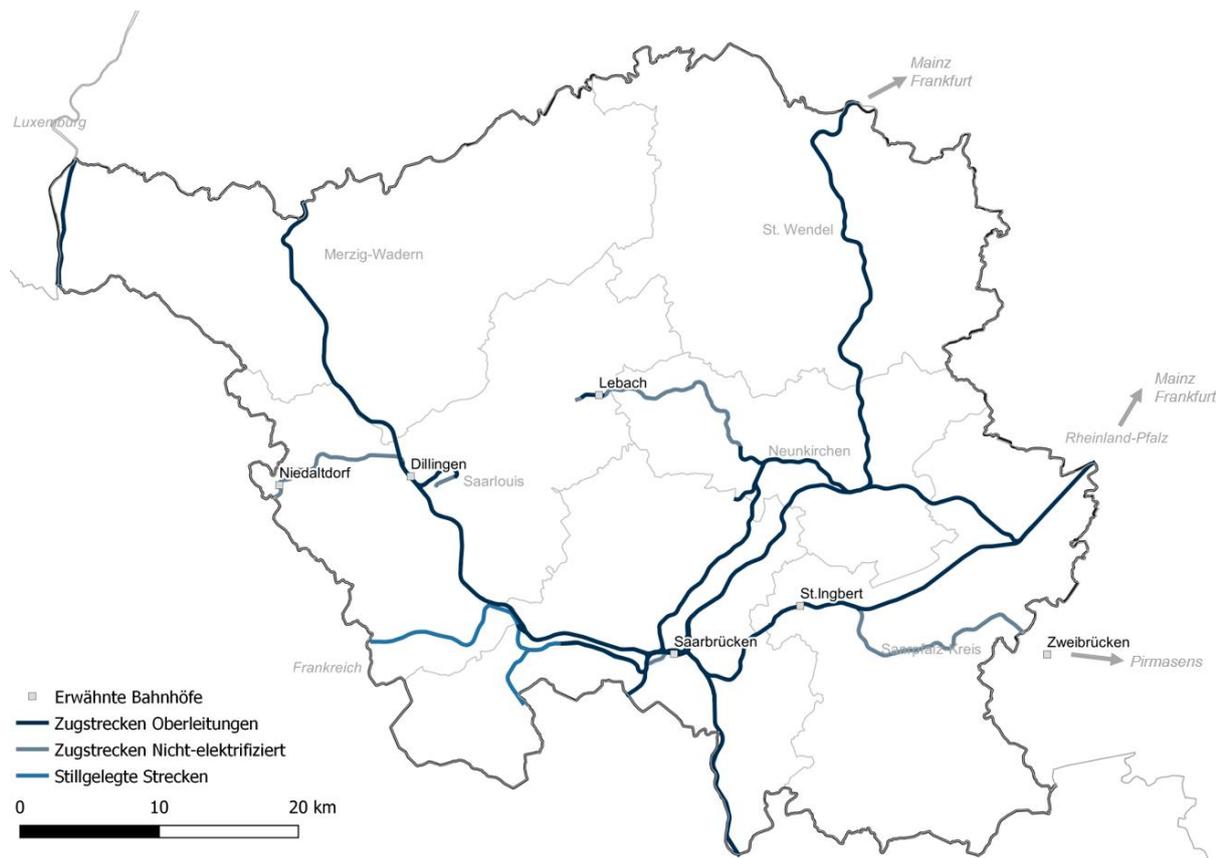


Abbildung 2: Nicht-elektrifizierte Zugstrecken und Zugstrecken mit Oberleitungsausbau im Saarland

Die Linien RB 68, RB 72 und RB 77 sollen durch den Einsatz von batterieelektrischen Triebzügen elektrifiziert werden. Auf den Streckenabschnitten mit Oberleitungsausbau können Batterietriebzüge ihre Batterien wieder aufladen. Das erste Pilotprojekt für den Einsatz eines batterieelektrischen Triebzuges im SPNV soll ab 2024 auf der Linie 68 erfolgen. Auf den Strecken zwischen Saarbrücken – Lebach und Dillingen – Niedaltdorf ist ein batterieelektrischer Betrieb ab 2025 bzw. 2026 im SPNV geplant. Diese Strecken werden im weiteren Verlauf somit nicht detailliert untersucht.¹⁰

Die Betrachtung der Strecke zwischen Dillingen und Niedaltdorf als Lastentransportstrecke kann nicht detailliert betrachtet werden, da noch nicht bewertet wurde, ob alternative Antriebskonzepte für Gütertransporte genutzt werden können. Eine mögliche Dekarbonisierung des Güterverkehrs auf dieser Strecke wäre aber grundsätzlich sehr interessant.

Mit dem Elektrifizierungsplan wäre Linie RE 3 somit die einzige dieselbetriebene Linie, welche ab 2026 im Saarland in Betrieb wäre. Damit der SPNV komplett dekarbonisiert wird, ist die Untersuchung dieser Strecke auf alternative Antriebskonzepte hin ein wichtiger nächster Schritt. Vorangegangene Untersuchungen des Reiner Lemoine Instituts¹¹ zeigen, dass Strecken, welche eine ähnliche Streckenlänge und ähnliches Höhenprofil besitzen, prädestiniert sind für den Einsatz von Brennstoffzellenzügen. Eine detaillierte Betrachtung dieser Strecke außerhalb des Saarlandes kann allerdings an dieser Stelle nicht durchgeführt werden.

In dem Verkehrsentwicklungsplan ÖPNV (VEP ÖPNV) Saarland wurden ebenfalls Strecken untersucht, welche sich für eine Reaktivierung anbieten (siehe Abbildung 3). Eine Strecke, welche positiv bewertet wurde, ist die Rosseltalbahn zwischen Saarbrücken und Großrosseln.

11 T. Röpcke, „Untersuchung verschiedener Elektrifizierungsoptionen im deutschen Schienenverkehr mit Fokus auf innovativen Antriebskonzepten“, Technische Universität Berlin, Reiner Lemoine Institut, 2018
 A. Windt, „Analyse alternativer Antriebskonzepte im deutschen Schienenpersonennahverkehr hinsichtlich wirtschaftlicher und technischer Kriterien“, Technische Universität Berlin, Reiner Lemoine Institut, 2019

Der Abschnitt zwischen Saarbrücken und Fürstenhausen ist betriebsfähig. Der Abschnitt zwischen Fürstenhausen und Großrosseln ist stillgelegt und müsste reaktiviert werden. Eine weitere Strecke, welche in Kombination mit einer Reaktivierung der Rosseltalbahn positiv bewertet wurde ist die Bisttalbahn. Diese verläuft zwischen Fürstenhausen und Überherrn. Im Abschnitt zwischen Fürstenhausen und Überherrn wird laut VEP ÖPNV ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis erwartet.¹⁰ Die Rosseltalbahn und die Bisttalbahn werden in den nachfolgenden Abschnitten betrachtet.

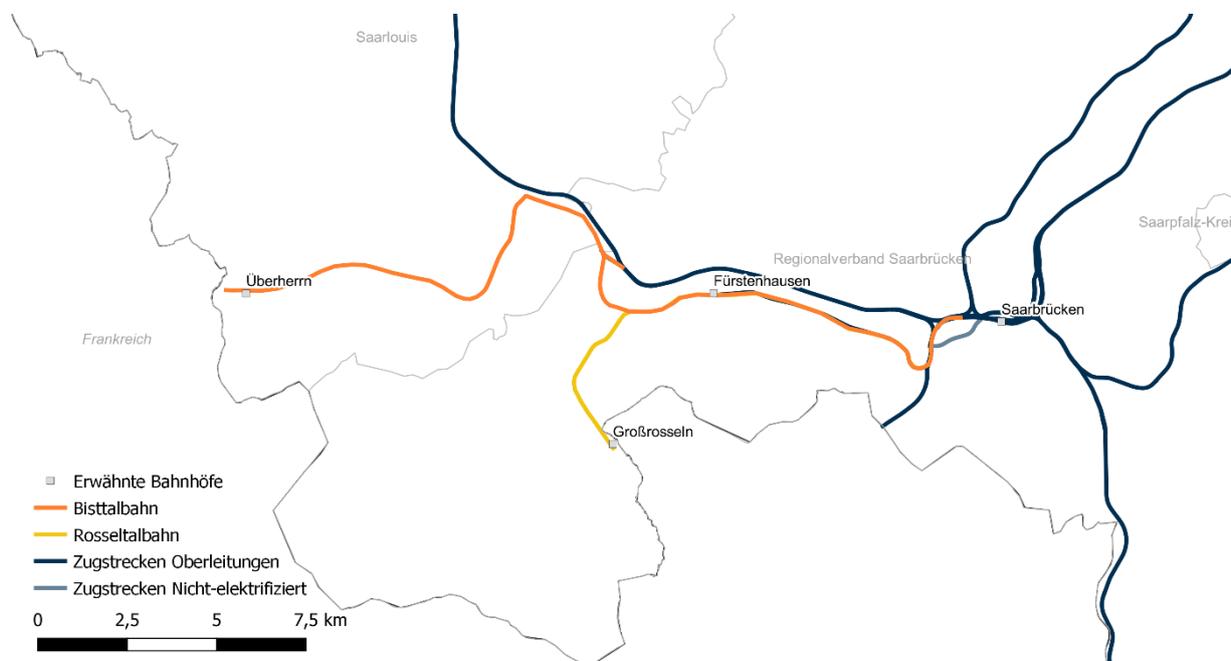


Abbildung 3: Darstellung der stillgelegten Strecken der Bisttal- und Rosseltalbahn

5.2 Strecke 1 - Rosseltalbahn: Technoökonomischer Vergleich zwischen Zügen basierend auf Batterie und Brennstoffzelle

Im Folgenden wird ein technoökonomischer Vergleich durchgeführt, welche alternative Antriebsart des Treibzuges sich bei der Reaktivierung der Rosseltalbahn am besten eignet.

Abbildung 3 zeigt den Streckenverlauf der Rosseltalbahn zwischen Saarbrücken und Großrosseln, welcher für eine Reaktivierung positiv bewertet wurde. Reaktiviert soll die Rosseltalbahn in einem 30-Minuten-Takt fahren. Laut des VEP ÖPNV sind folgende Schritte für eine Reaktivierung nötig:

- Instandsetzung Oberbau ein-/zweigleisige Strecke auf 17 km
- Elektrifizierung auf 7 km zwischen Fürstenhausen und Großrosseln
- 2 Mittelbahnsteige und 16 Außenbahnsteige an insgesamt 11 neuen Haltepunkten

Im Abschnitt zwischen Saarbrücken und Fürstenhausen ist die Strecke in einem guten Zustand und besitzt teilweise Oberleitungsmasten. Im Abschnitt von Fürstenhausen nach Großrosseln ist keine Elektrifizierung der 7 km langen Strecke vorhanden.

Da es sich bei der Strecke um eine reaktivierte Strecke handelt, ist der genaue Fahrplan noch nicht festgelegt. Das bedeutet, dass die Fahr- und Standzeiten an elektrifizierten und nicht-elektrifizierten Bahnhöfen unbekannt sind. Durch dieses Datendefizit kann an dieser Stelle keine tool-basierte technoökonomische Untersuchung der Strecke durchgeführt werden. Dennoch kann der Batterietriebzug (BEMU) als kostengünstigste Analyse empfohlen werden. Dies wird anhand folgender Punkte begründet:

- Es liegt eine kurze nicht-elektrifizierte Strecke (7 km; 16 km für einen Rundweg) vor, welche durch die Reichweiten von BEMU gut abgedeckt ist (siehe Tabelle 29).
- Die Batterie des BEMU kann an der bestehenden Oberleitung auf der restlich zu reaktivierenden Strecke regelmäßig aufgeladen werden.
- Es ist kein zusätzlicher Aufbau einer Betankungsinfrastruktur für Wasserstoff notwendig.

Werden allerdings lange Standzeiten an nicht-elektrifizierten Bahnhöfen im Fahrplan eingeplant, verbrauchen die Nebenaggregate so viel, dass eine Rückfahrt des Zuges ggf. nicht mehr möglich ist. Bei diesem Extremfall würde der State-of-Charge (SOC) der Batterie rapide absinken.

Eine detaillierte Betrachtung bei feststehendem Fahrplan muss innerhalb einer Machbarkeitsstudie genauer betrachtet werden.

5.3 Strecke 2 - Bisttalbahn: Technoökonomischer Vergleich zwischen Zügen basierend auf Batterie und Brennstoffzelle

Die technoökonomische Betrachtung der alternativen Antriebsarten des Triebzuges, welche sich bei der Reaktivierung der Bisttalbahn am besten eignen, wird analog zu den vorherigen Abschnitten durchgeführt.

Abbildung 3 zeigt den Streckenverlauf der Bisttalbahn zwischen Fürstenhausen und Oberherrn mit erweiterter Linienführung nach Saarbrücken. Hierdurch ergeben sich Synergien mit der Reaktivierung der Rosseltalbahn. Ohne die Reaktivierung der Rosseltalbahn wird für die Reaktivierung der Bisttalbahn voraussichtlich kein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis erwartet. Wird diese reaktiviert ist die Reaktivierung der Bisttalbahn nur zwischen Fürstenhausen und Überherrn durch folgende Instandsetzungsmaßnahmen nötig:

- Elektrifizierung und Instandsetzung von der 16 km langen Strecke
- Instandsetzung von drei Bahnübergängen
- Errichtung bzw. Ausbau von 10 Haltepunkten

Wie bei der Rosseltalbahn wird ein Takt von 30-Minuten angestrebt.

Analog zur Rosseltalbahn ist ebenfalls ein BEMU für diese Reaktivierungsstrecke zu empfehlen. Die zuvor angeführten Gründe der Auswahl treffen hier ebenfalls zu. Die für die Strecke benötigten Konfigurationen des Triebzuges sind verfügbar und die Strecke inkl. Rückfahrt machbar (siehe Tabelle 29).

Eine detaillierte Betrachtung des Ladezustands der Batterie muss bei feststehendem Fahrplan innerhalb einer Machbarkeitsstudie genauer betrachtet werden.

5.4 Wirtschaftliche Bewertung der benötigten Infrastruktur zur Betankung eines Wasserstoffzuges inkl. Tankstelle

Da in beiden Streckenanalysen die Wahl nicht auf einen Wasserstoff-Brennstoffzellen-Triebzug (FCEMU) gefallen ist, sowie die Datenlage der zu untersuchenden Strecken zum Bearbeitungszeitraum defizitär vorlag, kann keine wirtschaftliche Bewertung der benötigten Betankungsinfrastruktur dargelegt werden. Um trotzdem einen Überblick der zu erwartenden Kosten zu geben, werden der BEMU und der FCEMU exemplarisch gegenübergestellt.

Aufgrund der kurzen Distanzen und der bereits bestehenden Oberleitung am Zielbahnhof in Saarbrücken ist bei einem Betrieb der beiden Strecken mit BEMU) kein Aufbau von weiteren Oberleitungen oder fest installierten Pantographen an Bahnhöfen notwendig. Dementsprechend fallen keine zusätzlichen Kosten für die Stromversorgung an. Der Strombedarf für einen Umlauf der Bisttalbahn beträgt rund 112 kWh. Bei 12 Umläufen pro Tag sind das etwa 1.350 kWh.

Beim Betrieb von FCEMU wird dagegen eine Betankungsinfrastruktur zur Versorgung der Triebzüge mit Wasserstoff benötigt. Unter der Annahme, dass ein Zug der Bisttalbahn je Umlauf ca. 6 kg H₂ benötigt, resultieren bei 12 Umläufen etwa 72 kg pro Tag. Eine Tankstelle dieser Größenordnung kostet rund 1,2 Mio. € (siehe Abschnitt A.12.1, Tabelle 60). Bei einer Pipelineversorgung (siehe Abschnitt A.4.4) kostet der Wasserstoff etwa 6,10 €/kg, bei der Anlieferung per Trailer werden 7,50 €/kg angenommen (siehe Abschnitt A.4.3).

Für eine Kostenabschätzung sind folgende Bestandteile in Tabelle 6 zu berücksichtigen:

Batterieelektrisch		Wasserstoff	
Komponenten	Kosten	Komponenten	Kosten
Triebzug	ca. 5,9 Mio. € je BEMU	Triebzug	ca. 4,9 Mio. € je FCEMU
Stromversorgung mittels Oberleitung oder Pantographen	keine	Kraftstoffversorgung mittels H ₂ -Tankstelle	ca. 1,2 Mio. €
Stromkosten	Netzanbindung: ca. 0,10 € /kWh, ca. 135 €/d	H ₂ -Kosten	Pipeline: ca. 6,10 €/ kg, ca. 439 €/d Trailer: ca. 7,50 €/ kg, ca. 540 €/d

Tabelle 6: Kostenabschätzung der einzelnen Komponenten

Aufgrund der unbekanntem Umlaufzeit und Taktung kann an dieser Stelle keine Aussage über die Anzahl der benötigten Triebzüge sowie den Kraftstoffbedarf für die beiden Strecken getroffen werden.

Eine detaillierte Betrachtung bei feststehendem Fahrplan kann nur innerhalb einer Machbarkeitsstudie betrachtet werden.

6 Kritisch-konstruktive Begleitung der Verbrennungsmotoralternative

In diesem Abschnitt werden die Gesamtlösungen für wasserstoffbetriebene LKW einer kritischen Tauglichkeitsprüfung unterzogen. Hierzu werden die unterschiedlichen Antriebskonzepte (Diesel, H₂-Verbrennung, Brennstoffzelle, Batterie) aus den Kriterien Kundensicht, Ökonomie, Technik sowie Ökologie gegenübergestellt.

Sowohl für die H₂-Verbrennung sowie für den Einsatz von Brennstoffzellen kann eine positive Gesamtbilanz gezogen werden. Bei entsprechender Auslegung werden Fahrzeuge mit Brennstoffzelle hierbei einen geringeren Wasserstoffverbrauch aufweisen als Fahrzeuge mit H₂-Verbrennungsmotor. Deren Vorteil ist u.A. die höhere Robustheit bezüglich der Wasserstoffreinheit und die Möglichkeit zur Umrüstung in bestehende Fahrzeuge (Retrofit).

6.1 Tauglichkeitsprüfung der Gesamtlösungen für wasserstoffbetriebene LKW

Sämtliche Daten beziehen sich auf Long Haul LKW (Sattelzugmaschinen mit Gesamtgewicht bis zu 40 t). Die Fahrzeuge sind derart ausgelegt, dass typische Reichweiten von mindestens 800 km – 1000 km erreicht werden können. Wie im Anhang in Tabelle 30 ersichtlich, erfordert dies Batteriekapazitäten von über 1.000 kWh (zum Vergleich: ein PKW benötigt typischerweise 50 – 80 kWh). Bezüglich der zeitlichen Verfügbarkeit ist zu unterscheiden zwischen einer Flottenerprobung und der Serienverfügbarkeit. Da Brennstoffzellenfahrzeuge hohe Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs setzen, ist der Serieneinsatz auch abhängig von entsprechender Tankstelleninfrastruktur in Deutschland und Europa.

Im Gegensatz zu Dieselfahrzeugen werden Elektrofahrzeuge die zukünftigen gesetzlichen Emissions-Anforderungen erfüllen. Bei H₂-Verbrennungsmotoren besteht zumindest das Risiko eines allgemeinen und Treibstoff-unabhängigen Verbots von Verbrennungskraftmaschinen.

Bei Wasserstofffahrzeugen bestehen ggf. zusätzliche Anforderungen an den Aufprallschutz und die Crashesicherheit. Herausforderungen können zudem insbesondere bei der Betankung von flüssigem Wasserstoff bestehen. Da ein gewisser Wärmeeintrag trotz der besten Isolierung nicht zu vermeiden ist, muss das sich im Tank bildende Gas abgelassen werden. Dies resultiert in zusätzlichen Anforderungen an Be- und Entlüftungssysteme von beispielsweise Parkhäusern und Werkstätten.

Weitere wichtige Punkte sind der Nutzraum und die Nutzlast. Während die Wasserstofftanks insbesondere den Nutzraum verringern können, wird die Nutzlast bei batterieelektrischen Fahrzeugen aufgrund des Gewichts der Batterie (bspw. bei 1000 kWh ca. 4 t) signifikant verringert.

Ein ökonomischer Vergleich wird in Tabelle 31 durchgeführt und befindet sich im Anhang. Die Prognose basiert auf zahlreichen Annahmen, von denen allgemein die zukünftigen Stückzahlen und die damit einhergehende Kostendegression hervorzuheben sind. Weitere Unsicherheiten bestehen bei den zukünftigen Kraftstoffkosten. Aufgrund der Kosten für CO₂-Emissionen wird von einem steigenden Dieselpreis ausgegangen. Die Kosten für Strom werden als konstant betrachtet und auf 25 ct/kWh beziffert. Aufgrund der steigenden Elektrolyseur-Kapazität und den sinkenden spezifischen Kosten sowie weiteren technologischen Entwicklungen wird von einem sinkenden Wasserstoffpreis ausgegangen. Es wird nicht unterschieden zwischen Wasserstoff für Fahrzeuge mit H₂-Verbrennungsmotor bzw. Brennstoffzelle.

Aufgrund der geringen Erfahrung wird die Abschätzung von Wartungskosten erschwert. Falls die Betankung der Fahrzeuge tatsächlich mit einer 5.0 Qualität erfolgt, ist die Degradation derart gering, dass ein Austausch von Brennstoffzellen vermutlich nicht erforderlich wird. Bei entsprechenden Betriebsstrategien erscheint es auch möglich, dass Batterien eine sehr hohe und für viele Einsatzszenarien ausreichende Lebensdauer aufweisen werden.

Tabelle 32 im Anhang weist die wichtigsten technologischen und ökologischen Faktoren auf. Wichtig ist hervorzuheben, dass die derzeitigen Wirkungsgrade von H₂-Verbrennungsmotoren noch ungefähr 5% niedriger als die hier angegebenen Prognosen für das Jahr 2025 bzw. 2030 sind. Während Verbrennungsmotoren den maximalen Wirkungsgrad in einem hohen Lastpunkt

erreichen, arbeiten Brennstoffzellen besonders effizient im Teillastbereich. Der gemittelte Wirkungsgrad kann somit verbessert werden, falls der Brennstoffzellenantrieb größer dimensioniert und die Fahrzeuge im Teillastbereich betrieben werden. Wir gehen davon aus, dass sämtliche Fahrzeugarten über 20.000 Betriebsstunden erreichen werden.

Bezüglich der ökologischen Faktoren ist hervorzuheben, dass alle Fahrzeugtypen den Einbau von seltenen Erden bzw. Metallen erfordern. Lokale CO₂-Emissionen werden nur beim Dieselfahrzeug emittiert, NO_x werden bei beiden Verbrennungsvarianten abgegeben. Feinstaub entsteht bei allen Fahrzeugtypen durch die Bremsen und Reifen, im Fall des Diesel-Fahrzeugs zudem bei der Verbrennung.

Zusammenfassend kann für beide wasserstoffbetriebene Fahrzeugtypen eine positive Gesamtbilanz gezogen werden. Beide Technologien werden von zahlreichen Fahrzeugherstellern mit Hochdruck entwickelt. Bei entsprechender Auslegung werden Fahrzeuge mit Brennstoffzelle einen geringeren Wasserstoffverbrauch aufweisen als Fahrzeuge mit H₂-Verbrennungsmotor. Deren Vorteil ist u.A. die höhere Robustheit bezüglich der Wasserstoffreinheit.

6.2 Abschätzung der Gesamtkosten für die abgestimmten Einsatzszenarien der LKW

In diesem Abschnitt erfolgen wirtschaftliche Betrachtungen für LKW im Long-Haul Einsatz. Die Daten beziehen sich auf das für das Jahr 2025 in dem vorherigen Abschnitt 6.1 dargestellten Werte. Die wichtigsten Zahlen werden zusammengefasst in Tabelle 7.

Ökonomische Faktoren	Diesel	H ₂ -Verbrennung	Brennstoffzelle	Batterie
Kosten Zugmaschine (netto) 2025	88,5 T€	155 T€	274 T€	433 T€
Kraftstoffverbrauch 2025 pro 100 km	29,0 l	9,2 kg	7,9 kg	140 kWh
Kraftstoffkosten 2025	1,35 €/l	6,50 €/kg	6,50 €/kg	0,25 €/kWh
Kraftstoffkosten in €/km	0,39 €/km	0,60 €/km	0,51 €/km	0,35 €/km
Wartungskosten in €/km	0,12 €/km	0,12 €/km	0,10 €/km	0,08 €/km
Maut für LKW in Cent/km Autobahn	0,187 €/km	0,00 €/km	0,00 €/km	0,00 €/km
Jährliche Kosten 80 T km	56 T€	57 T€	49 T€	34 T€
Jährliche Kosten 120 T km	84 T€	86 T€	74 T€	52 T€

Tabelle 7: Zentrale ökonomische Einflussfaktoren der untersuchten Szenarien

Für eine jährliche Laufleistung von 80.000 Kilometern resultieren die im Anhang in Tabelle 33 aufgelisteten kumulierten Kosten. Bemerkenswert ist, dass der batterieelektrische LKW ab dem sechsten Jahr die günstigste Gesamtlösung darstellt. Trotz der vergleichsweise moderaten Anschaffungskosten ist die H₂-Verbrennungs-Alternative aufgrund des erhöhten Kraftstoffverbrauchs ab dem fünften Jahr die teuerste Lösung. Bis zum dritten Betriebsjahr ist das Fahrzeug mit Brennstoffzelle aufgrund der geringeren Anschaffungskosten vorteilhaft gegenüber dem batterieelektrischen Fahrzeug.

Ähnliche Untersuchungen für eine realistischere Laufleistung von 120.000 Kilometern pro Jahr werden abgebildet im Anhang in Tabelle 34. Für den gesamten Betrachtungszeitraum ist die batterieelektrische Alternative erneut kostentechnisch im Vorteil. Die Brennstoffzelle ist aufgrund des geringeren Verbrauchs ab dem fünften Nutzungsjahr wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber der Alternative mit H₂-Verbrennungsmotor. Anzumerken ist, dass ein potentiell möglicher Batteriewechsel bzw. ein Brennstoffzellenwechsel (Austausch des Stacks) nicht berücksichtigt wurde. Bei fortgeschrittener Degradation der jeweiligen Komponenten, verschlechtert sich die jeweilige Alternative mit Auswirkungen auf die Gesamtkosten.

6.3 Quantifizierung der CO₂-Einsparpotentiale für die abgestimmten Einsatzszenarien der LKW

In diesem Abschnitt wird ein exemplarisches Szenario für die Umrüstung von Bussen angenommen. Dazu werden auf verschiedenen Routen die jährlichen Fahrleistungen und die durchschnittlichen Verbräuche kombiniert und das damit realistische CO₂ Einsparpotential errechnet. Es handelt sich hierbei um Busflotten, welche von der Saarbahn betrieben werden. Auf der exemplarischen Route mit fünf Bussen wird eine jährliche Fahrleistung von 385.000 km/a zurückgelegt und durchschnittlich 393 t CO₂ pro Jahr lokal emittiert. Auf einer weiteren Route mit 21 eingesetzten Bussen werden jährlich 1.462.000 km zurückgelegt und durchschnittlich 1.494 t CO₂ lokal emittiert. Angenommen wurde dabei ein durchschnittlicher Verbrauch von 38,7 l Diesel / 100km. Weitere Informationen sind der Tabelle 35 im Anhang zu entnehmen.

7 Marktübersicht über verfügbare Wasserstoffe-LKW und -Busse inkl. Risikobetrachtung

In diesem Abschnitt gilt es zunächst ein Verständnis über aktuell verfügbare Wasserstoff-LKW und -Busse zu entwickeln. Dazu werden zunächst die spezifischen Parameter der aktuell verfügbaren Wasserstoff-LKW und -Busse vorgestellt und abschließend eine zeitlich aufgelöste Marktübersicht der zukünftigen Modelle herstellerabhängig abgebildet (vgl. Tabelle 37, Tabelle 38 und Tabelle 39 im Anhang).

Zusammenfassend kann abgeleitet werden, dass viele Hersteller mit neuen Wasserstoffmodellen auf den Markt kommen werden. Speziell werden im Nutzfahrzeugsegment (inkl. Busse) Wasserstoffmodelle das elektrifizierte Segment der Hersteller erweitern. Hervorzuheben sind hier Nutzfahrzeuge mit hohen Reichweitenanforderungen.

7.1 Vor- und Nachteile von Wasserstoffverbrennungs- und Brennstoffzellen-LKWs und -Bussen

Die Ausführungen zur Gegenüberstellung von Bussen mit Wasserstoffverbrennungsmotor bzw. Brennstoffzellen orientieren sich an Abschnitt 6.1 und Tabelle 30 bis Tabelle 32 sowie Tabelle 40 im Anhang.

Die Tank- bzw. Ladezeiten bleiben unverändert, die Batterien bzw. Wasserstoffspeicher werden jedoch geringer ausfallen. Daher sinken die Reichweite bei Stadtbussen auf Werte zwischen 250 km für batterieelektrische Fahrzeuge und 500 km für Fahrzeuge mit Brennstoffzelle.

Bei den Betankungszeiten gelten prinzipiell die bereits in Tabelle 30 aufgelisteten Werte. Aufgrund der veränderten Fahrzyklen und den geringeren Speichern sind die Reichweite der Stadtbusse wesentlich geringer als diejenigen der Reisebusse. Im Gegensatz zu Reisebussen sind Stadtbusse mit Brennstoffzelle bzw. Batterie bereits verfügbar. Ähnlich wie bei den LKW werden die Anschaffungskosten aufgrund steigender Stückzahlen zukünftig signifikant sinken.

7.2 Risikobewertung der Technologien Wasserstoffverbrennungsmotoren (H₂-VKM) und -Brennstoffzellen

Die Risiken können zwei Kategorien zugeordnet werden: Risiken bei der Technologieentwicklung hin zur Serienreife und Risiken im Betrieb. Der ersten Kategorie sind beispielsweise Weiterentwicklungen der Injektoren zuzuschreiben, der zweiten Kategorie mögliche Probleme im Umgang mit unreinem Wasserstoff.

Wasserstoffverbrennungsmotoren

- Befinden sich aktuell in der Entwicklungsphase, es gibt zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts keine verfügbare Serienapplikation.
- Der Nachweis zum Erreichen der erforderlichen Haltbarkeit von H₂-Verbrennungskraftmaschinen (VKM) muss durch Tests auf Prüfstandständen nachgewiesen werden.
- Diverse Entwicklungsschritte sind zur Verbesserung der Effizienz notwendig um die in Abschnitt 6 angegebenen Werte zu erreichen.
 - Weiterentwicklung der Saugrohreinspritzung hin zur Direkteinspritzung mittels entsprechender Injektoren
 - Verfügbarkeit von Injektoren für die Direkteinspritzung von Wasserstoff
- Die Hürden in der Applikation und der Homologation von Wasserstoffverbrennungsmotoren führen dazu, dass vor Mitte/Ende 2023 keine Fahrzeuge mit entsprechenden Antriebssystemen verfügbar sein werden.

- Die ausstehende Stickoxid Gesetzgebung (Euro 7) hat auch Einfluss auf die Entwicklung von Wasserstoffverbrennungsmotoren. Stickoxide sind hierbei die wesentlichen Emissionen welche von H₂-VKM ausgestoßen werden.
- Allgemeine Verbote von Verbrennungskraftmaschinen (unabhängig vom verwendeten Kraftstoff) durch politische Entscheidungsträger können dazu führen, dass Wasserstoffverbrennungsmotoren in einigen Einsatzszenarien nicht verwendet werden können. Anzuführen sind hierbei einige Länder und Regionen, welche einen fest terminierten Ausstieg für Verbrennungsmotoren vorgegeben haben.

Brennstoffzellen

- Die Reinheit des verwendeten Wasserstoffs hat erheblichen Einfluss auf die Degradation (Alterung) des Stacks und somit auf die Lebensdauer der Brennstoffzelle.
- Brennstoffzellensystem haben somit hohe Anforderungen bzgl. der Reinheit an die Infrastruktur und an Tankstellen.
- Bei steigender Lastabnahme von Brennstoffzellen sinkt der Wirkungsgrad, daher gibt es Überlegungen bis zu 3 Brennstoffzellensysteme für LKW Anwendungen zu verwenden. Dadurch kann ein effizienterer Betriebspunkt der Brennstoffzellen gewählt werden.
- Brennstoffzellensysteme und dazugehörige Anwendungen sind aktuell vergleichsweise teuer, da entsprechende Skalierungseffekte aus dem Markthochlauf noch ausstehen.

Zusammenfassend weisen beiden Technologien Vor- und Nachteile auf. Die Verbreitung wird stark beeinflusst durch die spätere Verfügbarkeit von Serienfahrzeugen und die prognostizierten Total Cost of Ownership.

7.3 Möglichkeiten zur Risikoaufteilung für Kaufverträge in der Pilotphase

Die in Abschnitt 7.2 dargestellten Herausforderungen sorgen für Verunsicherung bei zukünftigen potentiellen Nutzern. Um diese Unsicherheit bereits in der Beschaffungsphase zu minimieren, werden nachfolgend Maßnahmen vorgeschlagen um das Risiko sowohl auf den Hersteller als auch auf den Käufer aufzuteilen.

Risiko	Maßnahmen
Haltbarkeit der Fahrzeugkomponenten aktuell ungewiss, Fahrzeugdefekte können die Folge sein	<ul style="list-style-type: none"> • Servicepauschalen vertraglich mit dem Hersteller vereinbaren • Fahrzeugleasing anstelle eines Fahrzeugkaufs • Pay per use Modelle (Bezahlung pro Kilometer) mit dem Hersteller verhandeln
Sicherstellung der Instandhaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Vertraglich geregeltes Instandhaltungskonzept • Vereinbartes Schulungskonzept für die eigene Instandhaltungsabteilung
Bereitstellungszeitraum aktuell ungewiss	<ul style="list-style-type: none"> • Mit dem Hersteller vertraglich festgehaltene Fristen vereinbaren und ggf. Vertragsstrafen bei Nichteinhaltung vorsehen
Fehlende Einsatzbereitschaft aufgrund fehlender Ersatzteile	<ul style="list-style-type: none"> • Vertraglich festgehaltene Verpflichtung zur Bereitstellung von Ersatzfahrzeugen zur Überbrückung der Ausfallzeiten
Mitarbeiterqualifikation für den Bereich Wasserstoff aktuell nicht vorhanden	<ul style="list-style-type: none"> • Produktschulungen mit den Herstellern vertraglich festhalten

Tabelle 8: Möglichkeiten zur Risikoaufteilung in Kaufverträgen

7.4 Eckpunkte in Kaufverträgen für Pilotprojekte

Für die Realisierung von Pilotprojekten (kurzfristiger Zeithorizont) leiten sich daraus folgende Eckpunkte für Kaufverträge ab:

Lastenhefte

Zur eindeutigen Anforderungsdefinition der zukünftigen Fahrzeuge empfiehlt es sich vorher abgestimmte Lastenhefte zu verwenden. Im Abschnitt 9.2 wird die Lastenhefterstellung präzisiert.

Dauerhaltbarkeit

Da bislang wenig Erfahrungswerte zur Haltbarkeit der Fahrzeugkomponenten im Großserieneinsatz vorliegen ist es ratsam bereits im Kaufvertrag die daraus resultierenden Risiken zu adressieren. Empfohlen wird bei Fahrzeugkauf oder bei Fahrzeugleasing Servicepauschalen (monatlich/jährlich fixe Kosten) mit dem Hersteller zu vereinbaren. Diese Vorgehensweise ist vergleichbar mit einer verlängerten Garantie und kann gezielt auf Wasserstoffkomponenten ausgelegt werden.

Eine weitere Möglichkeit ist die Vereinbarung eines pay per use – Modells. Hier erfolgt eine vertraglich vereinbarte Zahlung nach gefahrenen Kilometern. Fällt das Fahrzeug bspw. durch einen Defekt aus, werden die laufenden Zahlungen gestoppt.

Wartung und Instandhaltung

Die Werkstätten und das dazugehörige Personal sind in vielen Fällen auf die neuen Technologien nicht ausgebildet. Kurzfristig hat das zur Folge, dass einige Komponenten nur durch den Hersteller gewartet und instandgesetzt werden können. Mittelfristig müssen die Mitarbeiter für die Wartung von Wasserstoffkomponenten qualifiziert werden. Diese Schulungskonzepte und Weiterbildungsangebote können ebenfalls mit dem Hersteller oder mit einem qualifizierten Dienstleister vereinbart werden.

Einhaltung des Bereitstellungszeitraums

Aufgrund der hohen Nachfrage von emissionsarmen Fahrzeugen und begrenzten Lieferfähigkeit der Hersteller sollte ein definierter Bereitstellungszeitraum des Fahrzeugs im Kaufvertrag vermerkt werden. Für den Fall, dass der Hersteller diese Frist nicht halten kann, ist es empfehlenswert Konsequenzen in den Vertrag mit aufzunehmen. Dazu zählen bspw.:

- Lieferung eines Ersatzfahrzeugs (bspw. mit konventionellem Antrieb) zur Überbrückung des Zeitraums
- Vertragsstrafen bei Nichteinhaltung der Fristen (Erstattung des entstandenen Umsatzverlustes)

Sicherstellung der Ersatzteilversorgung

Ausgehend von einem knappen Angebot der Fahrzeuge ist es nicht auszuschließen, dass die Ersatzteilversorgung für Pilotprojekte längere Zeiträume in Anspruch nehmen kann. Es ist empfehlenswert diese Versorgungszeiträume vertraglich zu fixieren. Folgende Optionen bieten sich an:

- Vertraglich festgelegter Zeitraum für die Lieferung von Ersatzteilen
- Bereitstellung von Ersatzfahrzeugen (auch mit konventionellem Antrieb) bei zu langer Lieferzeit
- Vertraglich festgelegte Quote der Fahrzeugverfügbarkeit (Anwendung üblich im Intralogistikbereich)

8 Umrüstung des Fuhrparks von Verkehrsbetrieben

In diesem Abschnitt erfolgt die Betrachtung von zwei Betreiberkonzepten von einem ausgewählten Verkehrsbetrieb aus dem Saarland. Im weiteren Verlauf wird das Ankerkundenprinzip vorgestellt, welches die Grundlage für die Grundauslastung und den ökonomischen Betrieb von Wasserstofftankstellen darstellt.

Es ist im aktuell frühem Marktstadium von Wasserstoff möglich, einen wirtschaftlichen Betrieb darzustellen. Dies gilt sowohl für ausgewählte Flottenanwendungen sowie für Betreiberkonzepte der dazugehörigen Infrastruktur. Anzumerken ist die Notwendigkeit von Fördermaßnahmen, welche sowohl von Bundes- als auch von Landesebene zur Verfügung gestellt werden können. Der zugrunde liegende Business Case jeder einzelnen Anwendung (Flottenanwendungen sowie die dazugehörige Infrastruktur) muss dazu detailliert bewertet und die möglichen Investitionsoptionen bewertet werden. Hierzu empfehlen sich Methoden aus der dynamischen Investitionsrechnung (bspw. Kapitalwertmethode, interner Zinsfuß), welche die Berücksichtigung von Zinsen für das eingesetzte Kapital beinhalten.

8.1 Wirtschaftliche Analyse von zwei Betreiberkonzepten für H₂-Tankstellen am Beispiel Saarlouis

Die KVS GmbH bedient den Landkreis Saarlouis sowie Linien nach Merzig-Wadern, in den Landkreis St. Wendel sowie nach Saarbrücken und Völklingen. Ungefähr ab dem Jahr 2024 ist die kontinuierliche Beschaffung von Wasserstoffbussen vorgesehen, sodass langfristig ca. 2/3 der Busse mit Wasserstoff betrieben werden, siehe hierzu auch Abschnitt 1.

Bezüglich der Beschaffung des Wasserstoffs existieren zwei Handlungsoptionen: Eine eigene Tankstelle auf dem Betriebshof, welche ggf. von weiteren Nutzfahrzeugen genutzt werden kann, sowie die Betankung an einer öffentlichen bzw. für die KVS-zugänglichen Tankstelle.

Bezüglich der Bewertung der ersten Handlungsoption, einer eigenen Tankstelle mit optionaler eigener Erzeugung des Wasserstoffs, sei auf die Untersuchungen in Abschnitt 14.2 verwiesen.

Bezüglich der zweiten Handlungsoption, der Betankung an fremden Tankstellen, ist eine Fallunterscheidung notwendig. Falls die Betankung an öffentlichen Tankstellen erfolgt, wird der Wasserstoff zu marktüblichen Preisen von derzeit 9,50 Euro pro Kilogramm (brutto) bezogen. Mittelfristig ist davon auszugehen, dass dieser Preis sinkt.

Alternativ könnte die Betankung an nichtöffentlichen, jedoch der KVS zugänglichen Tankstellen erfolgen. Sinnvoll wären Standorte mit Leitungsanbindung oder günstigen Produktionsmöglichkeiten. Ab dem Jahr 2026 wäre ein Bezug von grünem Wasserstoff am Standort der Dillinger Hütte möglich. Der für ca. 5 bis 6 Euro pro Kilogramm bezogene Wasserstoff müssten aufbereitet und gespeichert werden. Des Weiteren sind die Planung, der Bau und die Inbetriebnahme einer Tankstelle an diesem Standort notwendig. Die Kosten würden vom zukünftigen Betreiber der Tankstelle umgelegt und auf den Bezugspreis des per Leitung bezogenen Wasserstoffs aufgeschlagen. Da die Tankstelle nicht für die Öffentlichkeit zugänglich sein muss, gezielt auf die planbaren Bedarfe des ÖPNV ausgelegt wäre und zudem nur eine 350 bar-Schnittstelle bereitstellen muss, kann diese Variante wirtschaftlich vorteilhaft sein.

Denkbar ist auch eine Variation der zweiten Handlungsoption, bei welcher der Wasserstoff nicht per Leitung bezogen wird, sondern vor Ort – beispielsweise vom Unternehmen Pyrum – erzeugt und entsprechend aufbereitet wird.

Aktuell erfolgt die Suche nach einem neuen Standort für den zukünftigen Betriebshof. Hier gibt es bereits eine Vorauswahl von verfügbaren Flächen, die momentan durch die KVS hinsichtlich der Umlaufoptimierung und der Nähe zu potentiellen Wasserstofftankstellen bewertet wird. Eine Schlussbewertung liegt noch nicht vor. Eine genaue Kostenschätzung ist somit derzeit nicht möglich. In der Praxis ist vermutlich diejenige Option zu bevorzugen, welche die zur Betankung der Fahrzeuge notwendige Wegstrecke minimiert.

8.2 Erläuterung des Ankerkundenprinzips und Anwendung auf Betreiberkonzepte

Der Ausbau der H₂-Tankstellen wird in Deutschland massiv vorangetrieben. Im Saarland sind zahlreiche Standorte in der Konzeptionierung. Aufgrund von fehlender Nachfrage von H₂ durch die geringe Anzahl von BZ-Fahrzeugen kann ein kostendeckender Betrieb der Tankstellen nicht gewährleistet werden. Daher wird im Saarland angestrebt eine konstante Grundlast für die H₂-Tankstellen sicherzustellen. Das kann beispielsweise durch größere Flotten (ÖPNV oder Logistik) oder durch Abnahme von industriellen Anwendungen erfolgen. Diese Implementierung von Ankerkunden stellt sicher, dass die Grundausrüstung der Tankstelleninfrastruktur gewährleistet werden kann.

Ein realitätsnahes Beispiel dient hier zur besseren Veranschaulichung:

- Errichtung einer H₂-Tankstelle in einem Industriegebiet im Saarland
- Etablierung von Bus-Routen, welche durch H₂-Busse bedient werden
- H₂-Busse haben einen Bedarf von ca. 90 kg H₂ pro Tag, wodurch ein wirtschaftlicher Betrieb der Tankstelle sichergestellt werden kann
- Der restliche Wasserstoff steht dem Individualverkehr zur Verfügung

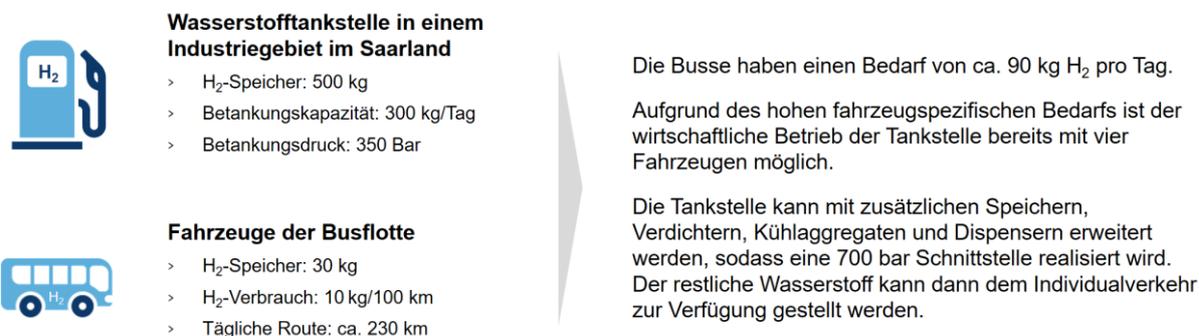


Abbildung 4: Darstellung des Ankerkundenbeispiels

9 Beschaffungsprozess für LKW, Busse und PKW mit H₂

In diesem Abschnitt wird eine zeitlich aufgelöste Marktübersicht der zukünftigen Modelle in den Klassen PKW und leichte Nutzfahrzeuge (NFZ – Transporter) herstellerabhängig abgebildet (vgl. Tabelle 44 im Anhang). Im Laufe der Projektbearbeitung haben diverse Hersteller angekündigt ihr Produktportfolio um Wasserstoffantriebsstränge zu erweitern. Ersichtlich wird eine Vergrößerung des Angebots im Bereich PKW sowie leichte Nutzfahrzeuge bis zum Jahr 2030.

Weiterhin wird auf die wesentlichen Schwerpunkte in Lastenhefte verwiesen und der Prozess für Sammelausschreibungen vorgestellt. Hierbei empfiehlt es sich den Detailgrad der Ausschreibung mit den aktuell verfügbaren Fahrzeugmodellen abzugleichen. Weiterhin kann eine Sammelausschreibung mit mehreren Abnehmern zu Kosteneinsparungen bei der Beschaffung der zukünftigen H₂-Fahrzeuge führen.

Im Detail werden weiterhin die Chancen sowie Risiken von Eigenfinanzierung und Leasing aufgeführt. Eine klare Tendenz bzw. Empfehlung kann hierbei nicht abgeleitet werden, da unternehmensinterne Faktoren / Präferenzen individuell berücksichtigt werden müssen.

9.1 Erarbeitung und Harmonisierung von Anforderungen und Lastenheften

In diesem Abschnitt werden die Besonderheiten bei Beschaffung von H₂-Fahrzeugen herausgearbeitet. Grundlage ist dabei das Lastenheft, welches durch die Unternehmen Regionalverkehr Köln GmbH (RVK) und WSW Mobil GmbH (WSW) im Zuge des EU-Projekts JIVE 2 erstellt wurden¹². Hierbei unterscheidet sich der Inhalt eines Lastenheftes für Beschaffung eines Fahrzeuges mit emissionsfreiem Antrieb in den folgenden Punkten:

- Allgemeines (Vorschriften/Abnahmen, HV-Anlage, Wasserstoffanlage, Anleitung für die Instandhaltung, Brandschutz, Garantieregelung, weitere Punkte)
- Antrieb
- Versorgungsanlagen (hier speziell das H₂-Tanksystem)
- Elektrische Anlage
- Hochvoltanlage
- Antrieb (Traktionsausrüstung, Energiespeichersystem, Batteriespeicher, On-Board Energieerzeugung)

Zur Sicherstellung einer hohen Anbieteranzahl sollte bei der Erstellung eines Lastenheftes auf einen zu hohen Detailgrad verzichtet werden. Hierbei sind die *Muss*-Kriterien ausgenommen. Diese sind obligatorisch und in diversen Vorschriften und Regularien zur Inverkehrbringung von Kraftfahrzeugen festgehalten. Es wird empfohlen den kompletten After-Sales-Bereich zu definieren und potentielle Vertragsstrafen aufzunehmen (siehe Aufteilung von Risiken in Abschnitt 7).

9.2 Prozessbeschreibung zur Erarbeitung von Sammelausschreibung für H₂-Fahrzeuge

Dieser Abschnitt stellt in fünf Schritten das Vorgehen für Sammelausschreibungen dar. Dieses Vorgehen wird für die Beschaffung von Fahrzeugen mit emissionsfreien Antrieben empfohlen und adressiert die Maßnahmen für die in Abschnitt 7 beleuchteten Risiken. Der Prozess gliedert sich in fünf Schritte und beinhaltet:

Schritt 1: Spezifikation und Ableitung von Lastenheften

¹² https://www.fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/Lastenheft_BZ%20Busse_%20JIVE2_public.pdf

In diesem Schritt werden die Ergebnisse aus den betreffenden Arbeitsgruppen zusammengeführt und ein Lastenheft für die jeweils zu beschaffenden Fahrzeuge erstellt. Im vorherigen Abschnitt wurde ein Lastenheftbeispiel vorgestellt.

Schritt 2: Auswahl passender Fahrzeughersteller

Der zweite Schritt startet mit der Kontaktierung potentieller Fahrzeughersteller. Gemeinsam erfolgt ein Abgleich des Lastenheftes. Dieser Abschnitt endet mit der Auswahl eines Herstellers mit der höchsten Übereinstimmung zwischen Lastenheft und Angebot des Herstellers inklusive einer ökonomischen Betrachtung (Berücksichtigung zukünftiger TCO). Im Fall der Überschreitung bestimmter Wertgrenzen kann eine europaweite Ausschreibung erforderlich sein.

Schritt 3: Vertragsabschluss mit Fahrzeughersteller

Es folgt die Ausarbeitung eines Vertrags mit dem jeweiligen Fahrzeughersteller. Bestandteil der Ausarbeitung ist die Verhandlung von gestaffelten Preisnachlässen aufgrund höherer Stückzahlen. Weiterhin werden die Maßnahmen zur Risikoaufteilung in Kaufverträgen aus Abschnitt 7 berücksichtigt.

Schritt 4: Bestellung der geplanten Fahrzeuge

Nach erfolgreicher Verhandlung erfolgt im Schritt vier die Bestellung der konkreten Stückzahlen. Dabei ist der längere Bestellzeitraum für Fahrzeuge mit emissionsfreien Antrieben zu berücksichtigen (Berücksichtigung der Zeiträume der Clean Vehicles Directive EU 2019/1161).

Schritt 5: Kontrolle und Inbetriebnahme

Im letzten Schritt erfolgt die detaillierte Prüfung und Inbetriebnahme der Fahrzeuge. Diese Prüfung sollte gemeinsam mit dem Fahrzeughersteller erfolgen und durch ein beidseitig unterschriebenes Übergabeprotokoll dokumentiert werden.



Abbildung 5 Prozessbeschreibung für eine Sammelausschreibung von H₂-Fahrzeugen

9.3 Gegenüberstellung von Leasingoptionen und Eigenfinanzierung an einem ausgewählten Beispiel

In diesem Abschnitt erfolgt die Gegenüberstellung von Leasingoptionen und Eigenfinanzierung für die Beschaffung von einem H₂-Nutzfahrzeug. Um den Begriff Leasing folgt eine kurze Definition:

- Eigentumsrecht der Sache verbleibt beim Eigentümer
- Leasingnehmer erhält Nutzungsrecht und bezahlt dafür

Bei dem Einsatz von Leasing ergeben sich verschiedene Vor- und Nachteile. Als Vorteil lassen sich die steuerlichen Aspekte, die Bilanzneutralität, die Planungssicherheit durch feste Raten, die Liquidität und die individuelle Vertragsgestaltung hervorheben. Nachteile ergeben sich aus den höheren Gesamtkosten, dem Risiko kein Eigentümer des Fahrzeugs zu sein, der Vertragslaufzeit (besondere Regelung zur Kündigung) und der Kündigungsgefahr durch den Leasinggeber. Eine detaillierte Aufzählung der Vor- und Nachteile befindet sich in dem dazugehörigen Anhang zu diesem Abschnitt.

10 Bestimmung vorteilhafter Standorte für weitere potentielle H₂-Tankstellen

Im Rahmen eines von der Bundesregierung geförderten Forschungsprojekts wurde vom RLI ein Analyse- und Optimierungstool entwickelt, mit dem sich ideale Standorte von Wasserstofftankstellen finden lassen. Darauf basierend wird in diesem Abschnitt gezeigt, wie das H₂-Tankstellennetz im Saarland aufgebaut werden könnte. Die Funktionsweise und technische Voraussetzungen von H₂-Tankstellen sind im Anhang A.9 näher beschrieben.

Die Bestimmung von geeigneten Standorten für Wasserstofftankstellen erfolgt auf Grundlage der Bevölkerungsdichte, der Verkehrsstärken und der Einkommensstruktur im Einzugsradius. Das Einzugsgebiet einer Tankstelle wird über einen 10-Minuten-Radius definiert. Das entspricht bei 17 km/h Luftliniengeschwindigkeit etwa 4,8 km. In Anhang A.9.2 wird detaillierter auf die Vorgehensweise eingegangen.

Basierend auf den bereits existierenden und geplanten H₂-Tankstellen werden weitere Tankstellen so positioniert, dass möglichst viele Mobilitätsbedarfe abgedeckt werden können. Als mögliche Orte kommen hierbei bestehende konventionelle Tankstellen infrage. Im Saarland sind das über 170 Standorte. Davon sind etwa 30 Tankstellen als Hochleistungstankstellen gekennzeichnet¹³, die insbesondere von LKW und Bussen genutzt werden (siehe Abbildung 6).

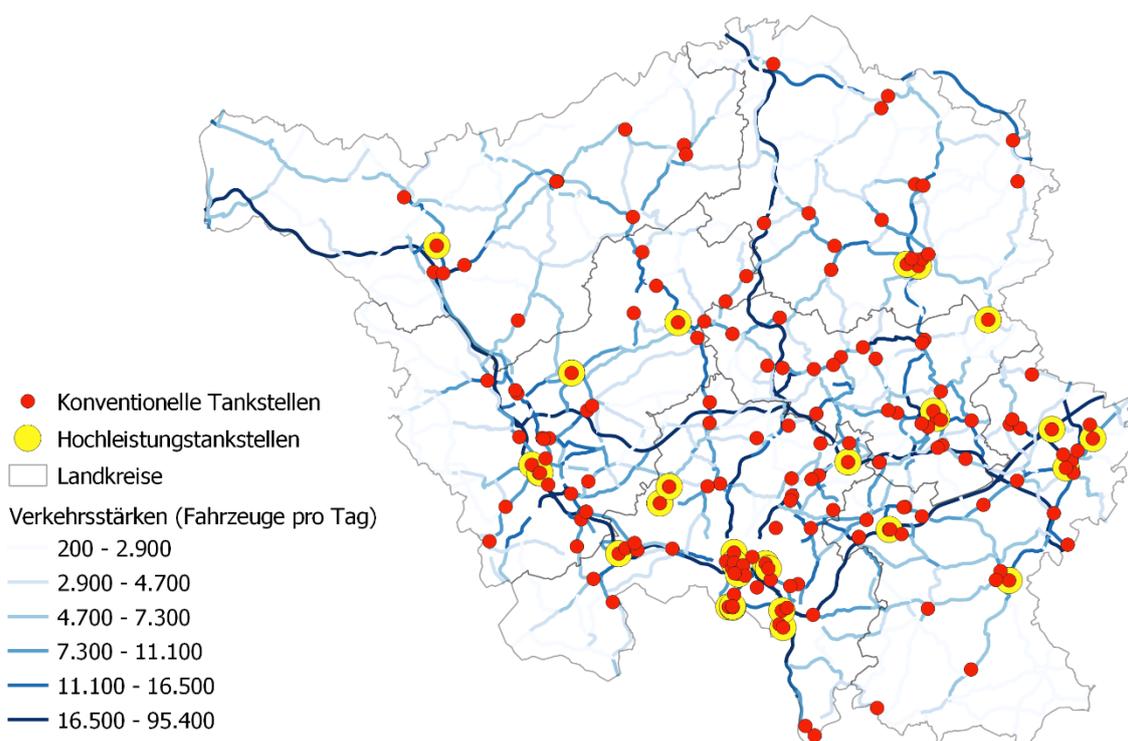


Abbildung 6: Darstellung der vorhandenen konventionellen Tankstellen und Hochleistungstankstellen sowie der Verkehrsstärken im Saarland

13 <https://www.uta.com/InternetExtensions/prod/spr/interExtRadiusSearch-flow?execution=e2s3>

Szenario 1:

Im ersten Szenario wird angenommen, dass neben der bereits existierenden Tankstelle in Gersweiler auch die beiden in Planung befindlichen Tankstellen in Saarlouis und Homburg bereits errichtet sind (Abbildung 7, blaue Kreise).

Neben dieser Basiskonfiguration werden nun nacheinander weitere Tankstellen positioniert, siehe die grünen Kreise in derselben Abbildung. Daneben wird tabellarisch dargestellt, welcher Anteil der Bevölkerung mit der jeweiligen Konfiguration mit Wasserstoff versorgt werden kann.

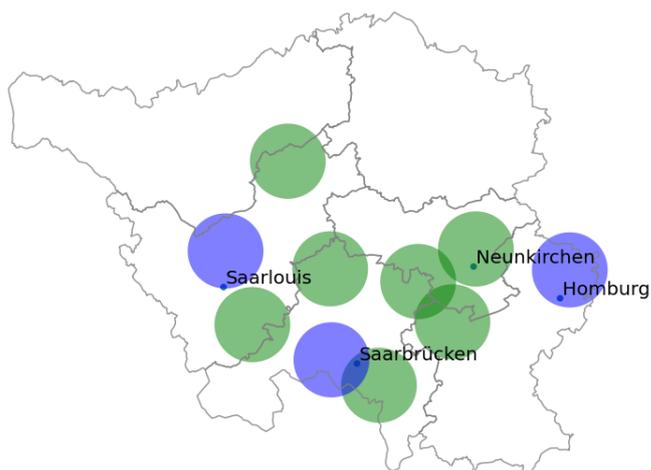


Abbildung 7: Tankstellenkonfiguration Szenario 1

Anzahl zusätzlicher Tankstellen	Bevölkerungsabdeckung
keine	21,8%
1	32,9%
2	43,0%
3	50,5%
4	53,4%
5	57,3%
6	61,0%
7	64,0%

Wird die Verteilung der H₂-Tankstellen nur auf Basis der Hochleistungstankstellen und nicht anhand aller konventionellen Tankstellen verteilt, ist die Positionierung deutlich kompakter (vor allem um die Region Saarbrücken). Damit können mit sieben zusätzlichen Tankstellen max. 59,6% der Bevölkerung abgedeckt werden.

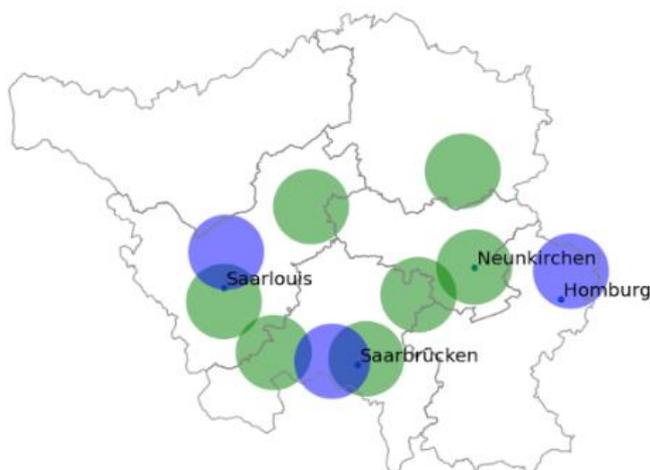


Abbildung 8: Alternative Tankstellenkonfiguration Szenario 1

Szenario 2:

Im zweiten Szenario wird angenommen, dass die sich in Planung befindlichen Pipelines nach Perl, Saarlouis und Gersweiler ebenfalls errichtet sind und zur Tankstellenversorgung genutzt werden können. Zu den in Szenario 1 genannten Orte kommt nur eine weitere Tankstelle in der Grenzstadt Perl hinzu.

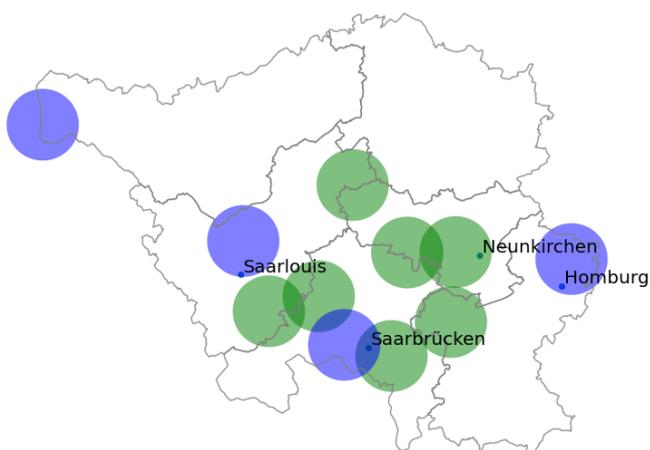


Abbildung 9: Tankstellenkonfiguration Szenario 2

Anzahl zusätzlicher Tankstellen	Bevölkerungsabdeckung
keine	22,3%
1	33,4%
2	43,7%
3	49,5%
4	53,9%
5	58,9%
6	61,6%
7	65,0%

Szenario 3:

Basierend auf den vorangegangenen Szenarien werden nun so viele Tankstellen errichtet und über das Saarland verteilt, dass mindestens 80% der Bevölkerung im Einzugsgebiet einer H₂-Tankstelle liegen.

In Abbildung 10 sind insgesamt 18 Tankstellen positioniert (14 zusätzliche zur Basiskonfiguration von Szenario 2), die eine Bevölkerungsabdeckung von 81,3% gewährleisten.

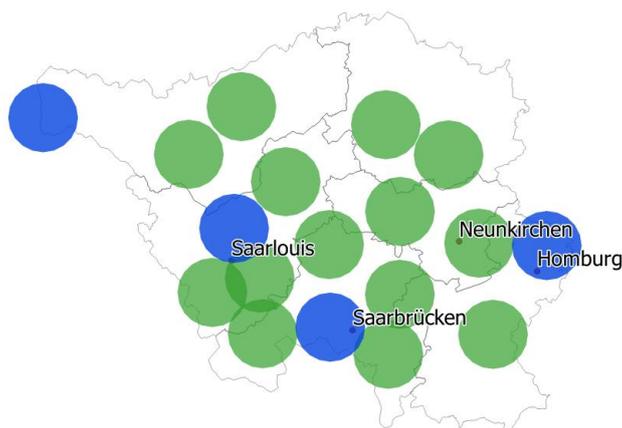


Abbildung 10: Tankstellenpositionierung Szenario 3

11 Einsatzmöglichkeiten für Kraft-Wärme-Kopplung

Im Saarland existieren zahlreiche mögliche Anwendungsfälle zur Nutzung von Wasserstoff im Zusammenhang mit Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Dies trifft insbesondere zu auf Anlagen mit moderater Leistung von unter 100 kW elektrisch. Zu nennen ist beispielsweise das Stadtbad Saarlouis bei welchem bisher konventionelle Blockheizkraftwerke (BHKW) auf Basis von Erdgas eingesetzt werden. Weitere Anwendungsgebiete für Anlagen dieser Größenordnung sind Wohnparks, Schulen sowie Sportzentren. Im Leistungsbereich von ein bis zwei Megawatt könnten KWK-Anlagen im Zusammenhang mit der Fernwärmeeinspeisung in Steinrausch relevant werden.

In Abschnitt 11.1 werden zunächst Anlagen mit geringen elektrischen Leistungen von bis zu 30 kW untersucht. In den Abschnitten 11.2 werden Anlagen mit bis zu 50 bzw. 70 kW elektrische Leistung untersucht. Anlagen dieser Größenordnung könnten eingesetzt werden am Stadtbad Saarlouis. Schließlich werden in Abschnitt 11.3 sehr leistungsstarke Anlagen untersucht. Ein Anwendungsfall wäre die Einspeisung der Wärme in das Nahwärmeversorgungsnetz Saarlouis-Steinrausch.

Zusammenfassend sind die Einsatzmöglichkeiten für Kraft-Wärme-Kopplung sehr stark durch wirtschaftliche, und somit auch regulatorische, Aspekte beeinflusst. Grundsätzlich gilt, dass die Energiebezugskosten bei grünem Wasserstoff wesentlich höher sein werden als derzeit mit Erdgas. In vielen Fällen wird ein wirtschaftlicher Betrieb jedoch möglich, falls die Bezugskosten des Wasserstoffs Werte von ungefähr 6 €/kg nicht überschreiten. Aufgrund der derzeitigen Gestaltung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes scheint ein wirtschaftlicher Betrieb insbesondere bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung von unter 70 kW möglich. Neben wirtschaftlichen sind ökologische Aspekte zu beachten, insbesondere bezüglich der Bereitstellung des Stroms. So erfordert die Bereitstellung von Energie aus PV und Biomasse unterschiedliche Flächenbedarfe. Eine Übersicht über die wichtigsten Kennwerte erfolgt in Anhang A.10.1.

11.1 Szenarien der Kraft-Wärme-Kopplung mit zeitnaher Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von KWK-Anlagen ist stark durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) beeinflusst. Falls obere Grenzen für die Vollbenutzungsstunden eingehalten werden und die elektrische Leistung 50 kW nicht übersteigt, beträgt die KWK-Förderung 8 ct/kWh für den Eigenverbrauch bzw. 16 ct/kWh für die Einspeisung. Stand jetzt ist eine EEG-Abgabe zu zahlen, falls die elektrische Leistung 30 kW überschreitet. Aus diesem Grund werden in dem folgenden Abschnitt zunächst Brennstoffzellen und Blockheizkraftwerke mit einer Leistung von 30 kW untersucht. Gemäß einem aktuellen Referentenentwurf könnte die EEG-Abgabe zukünftig für zahlreiche weitere Anwendungsfälle in Zusammenhang mit grünem Wasserstoff entfallen.

In den Abschnitten 11.1 und 11.2 wird der Optimalfall untersucht, dass sämtliche produzierte Strom- und Wärmemengen genutzt werden; es erfolgt keine Einspeisung. Für den produzierten Strom wird eine zusätzliche Vergütung des Netzbetreibers sowie der Entfall der entsprechenden Netzentgelte berücksichtigt. Die Annahmen sind dargelegt in Tabelle 46.

Unter Vernachlässigung sämtlicher Kosten für die Anschaffung, Wartung, Versicherung etc. resultieren die in Tabelle 47 für die Brennstoffzelle und in Tabelle 48 für das BHKW aufgelisteten Obergrenzen für den Bezugspreis des Wasserstoffs. Falls der Einsatz der KWK-Anlage sehr hohe Bezugskosten für Strom bzw. Wärme i.H.v. 0,27 €/kWh bzw. 0,11 €/kWh eingespart werden, sind H₂-Bezugspreise von bis zu 9,00 €/kg bei Brennstoffzelle bzw. 6,80 €/kg für das BHKW wirtschaftlich.

Diese Obergrenzen der Bezugspreise sinken unter Berücksichtigung der Anschaffungs- und Wartungskosten. Unterstellt wird eine Nutzungsdauer von 10 Jahren, wobei der Betrieb auf die vom KWKG geförderten Vollbenutzungsstunden von insgesamt 30.000 beschränkt werden. Bezüglich der Opportunitätskosten für den Strom- und Wärmebezug werden drei typische Preisbezugs-Szenarien von 11 ct/kWh für den Strom und 3 ct/kWh für die Wärme bzw.

19 ct/kWh und 6 ct/kWh sowie 27 ct/kWh und 11 ct/kWh untersucht. Des Weiteren erfolgt eine getrennte Untersuchung von Brennstoffzellen bzw. Blockheizkraftwerken. Die Ergebnisse sind dargestellt in Abbildung 20 bis Abbildung 25. Für den realistischen Fall mittlerer Opportunitätskosten sinken die Obergrenzen der H₂-Bezugspreise bei Brennstoffzelle sowie BHKW auf unter 4,00 €/kg; in dem Fall hoher Opportunitätskosten auf ungefähr 5,50 €/kg.

In Abbildung 26 bis Abbildung 31 werden die analogen Untersuchungen durchgeführt für jährlich 8.500, und somit insgesamt 85.000 Vollbenutzungsstunden. Wirtschaftlich nachteilig ist, dass nur ungefähr ein Drittel dieser Stunden KWK-gefördert wird. Positiv ist, dass die Abschreibungen auf die höhere Stundenzahl umgelegt werden. Insbesondere bei Brennstoffzellen überwiegt der zweite Effekt, sodass die Obergrenze der H₂-Bezugspreise auf 6,00 €/kg steigt.

11.2 KWK am Stadtbad Saarlouis

Zur Nahwärmeversorgung des Stadtbads werden derzeit zwei Gas-BHKW eingesetzt, welche jeweils eine elektrische Leistung von 70 kW bereitstellen können. Im Folgenden wird der Ersatz eines dieser gasbetriebenen BHKWs durch eine Brennstoffzelle bzw. ein mit Wasserstoff betriebenes BHKW untersucht. Der Einfluss negativer Strompreise wird vernachlässigt – strenggenommen ist die Zahlung des KWK-Zuschlags bei Vorliegen eines negativen Strompreises nur bei Anlagen bis 50 kW gesetzlich gewährleistet. Konkret werden folgende Systeme untersucht:

- Szenario 1 (S1): 50 kW elektrische Leistung und 3.000 Vollbenutzungsstunden
- Szenario 2 (S2): 50 kW elektrische Leistung und 6.000 Vollbenutzungsstunden
- Szenario 3 (S3): 70 kW elektrische Leistung und 3.000 Vollbenutzungsstunden
- Szenario 4 (S4): 70 kW elektrische Leistung und 6.000 Vollbenutzungsstunden

Die Ausführungen werden analog zu Abschnitt 11.1 durchgeführt. Aufgrund der erhöhten elektrischen Leistungen sind EEG-Umlagen i.H.v. 40% zu zahlen. Im Fall der 70 kW-Systeme sinkt der KWK-Zuschlag auf 6 bzw. 3 ct/kWh für die Einspeisung bzw. Eigennutzung. Bezüglich der Vollbenutzungsstunden (Vbh) ist zu berücksichtigen, dass jährlich maximal 3.500 und insgesamt maximal 30.000 Vbh nach aktuell gültigem KWKG bezuschusst werden. Unter Vernachlässigung von Anschaffungs- und Wartungskosten resultieren die in Tabelle 49 für Brennstoffzellen und Tabelle 50 für BHKWs aufgelisteten Obergrenze der H₂-Bezugspreise. Aufgrund der erwähnten Regulatorik ist die Anlage mit 30 kW besonders vorteilhaft und die Anlage mit 70 kW am wenigsten wirtschaftlich darstellbar.

Schließlich werden die mit der Anlagengröße sinkenden spezifischen Kosten für die Anschaffung und Wartung berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die spezifischen Kosten für die Brennstoffzelle von 5.000 €/kW (30 kW) auf 4.300 €/kW (50 kW) bzw. 3.500 €/kW (70 kW) fallen. Bei den Blockheizkraftwerken wird angenommen, dass die spezifischen Kosten von 2.500 €/kW (30 kW) auf 2.250 €/kg (50 kW) bzw. 2.000 €/kW (70 kW) sinken. Für den Fall der bereits erwähnten mittleren Opportunitätskosten des Stroms bzw. der Wärme in Höhe von 19 bzw. 6 ct/kWh sinken die Obergrenzen der H₂-Bezugspreise für sowohl die Brennstoffzelle als auch BHKWs auf unter 4,00 €/kg. Die Ergebnisse sind ausführlich dargestellt in Abbildung 32 bis Abbildung 35. Der Vergleich mit Abschnitt 11.1 zeigt, dass – unter den gegebenen Annahmen – KWK-Anlagen mit 30 kW bzw. 50 kW wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber Anlagen mit 70 kW sind. Um den vergleichsweise hohen Anschaffungskosten Rechnung zu tragen, sollte insbesondere bei Brennstoffzellen – unter Berücksichtigung der Lebensdauer der Anlagen – erwogen werden, diese über das vom KWKG geförderte Maß hinaus zu betreiben. Auch aus technischer Sicht ist – zumindest für Hochtemperaturbrennstoffzellen – ein Dauerbetrieb mit jährlich mindestens 8.000 Vbh zu empfehlen um häufige und ggf. langwierige An- und Abfahrprozesse zu vermeiden.

11.3 KWK zur Nahwärmeversorgung von Saarlouis-Steinrausch

Untersucht wird eine KWK-Anlage mit 2 MW elektrischer Leistung, die sich insbesondere für die Überbrückung der Sommermonate ohne verlustreichen Anschluss an die

Hauptfernwärmeversorgungsleitung als auskömmlich erweist und so Stillstandverluste vermeiden hilft. Auch in dieser Leistungsklasse erlaubt das KWKG eine Förderung der ersten 30.000 Vbh. Der Standort erlaubt keine Eigenverbrauchsnutzung, so dass in diesem Fall sämtlicher Strom eingespeist wird. Anlagen bis zu dieser Größenklasse erhalten hierfür 4,4 ct/kWh KWK-Zulage.

Falls alternativ signifikante Strommengen verbraucht würden, bspw. durch eine Power-to-Heat-Anlage, müssten bei bis zu 3.500 Vbh 40% und ansonsten 100% EEG-Umlage gezahlt werden. Da die Leistungsgrenze von 100 kW überschritten ist, wird eine Förderung des Eigenverbrauchs i.H.v. 1,5 ct/kWh nur unter gewissen Umständen möglich (bspw. für stromintensive Unternehmen). Dies ist an diesem Standort jedoch nicht vorgesehen.

Erneut werden zunächst Obergrenzen für die H₂-Bezugskosten unter Vernachlässigung der Kosten für Anschaffung- und Wartung berechnet. Die ausführlichen Ergebnisse sind dargestellt in Tabelle 51 für Brennstoffzellen und in Tabelle 52 für Blockheizkraftwerke.

Unter der optimistischen Annahme, dass für den Strom 6 und für die Wärme 3 ct/kWh am Markt erzielt werden, betragen die H₂-Preisobergrenzen 2,33 €/kg für Brennstoffzellen und 1,78 €/kg für Blockheizkraftwerke. Zusätzlich zu den Erträgen für Strom- und Wärme können Einnahmen durch das Anbieten von positiver und – falls eine Power-to-Heat-Anlage eingesetzt wird – negativer Regelleistung erzielt werden. Obwohl die Bedarfe an Regelenergie aufgrund der zunehmenden Einspeisung durch erneuerbare Energien zukünftig steigen, werden die spezifischen Erlöse für Regelenergie höchstwahrscheinlich weiter sinken. Da sie die sehr niedrigen Obergrenzen der Bezugspreise des Wasserstoffs nicht signifikant verbessern, wird auf eine tiefergehende Analyse unter Berücksichtigung von Anschaffungs- und Wartungskosten verzichtet.

12 Gasnetzverträglichkeit und Zumischen von H₂ für KWK-Anwendungen

Aus Sicht der H₂-Verbraucher variieren die möglichen Zumischungsraten derzeit zwischen 2% und 10%. Niedrige Werte sind insbesondere dann anzusetzen, wenn die prinzipielle Gefahr der Versprödung von beispielsweise Speichern besteht. Zukünftige Anwendungen in Blockheizkraftwerken werden vielfach Zumischungsraten von bis zu 20% tolerieren. KWK-Anwendungen in Hochtemperatur-Brennstoffzellen sind sogar derart flexibel entwickelt, dass sie sowohl reines Methan als auch reinen Wasserstoff verwenden können.

Um einen wirtschaftlichen Betrieb mit preiswertem H₂ zu gewährleisten, müssen die überwiegende Mehrheit der KWK-Anwendungen per Leitung mit Erdgas bzw. Wasserstoff versorgt werden. Der Transport per Trailer ist deutlich teurer. Bei der Analyse wird unterschieden zwischen Leitungen aus Kunststoff bzw. aus Stahl. Bei Kunststoffleitungen wird auf die Verlegung neuer Rohre, bei Stahlleitungen überwiegend auf die Prüfung bereits vorhandener Rohre eingegangen.

Rechtlicher Hintergrund ist die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom Juni 2021, durch welche die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff in das Energierecht aufgenommen wird. Das DVGW-Arbeitsblatt G 260 beschreibt Wasserstoff als neue 5. Gasfamilie und legt die stofflichen und brenntechnischen Eigenschaften an wasserstoffhaltige Brenngase fest.

Das DVGW-Merkblatt G 221 stellt ein übergreifendes Regelwerksdokument mit dem Ziel dar, das bestehende DVGW-Regelwerk für die Gasinfrastruktur für die Fortleitung von Wasserstoff und wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen mit den darin beschriebenen etablierten Techniken und Schutzmaßnahmen weiterhin anzuwenden. Es ergänzt das Merkblatt G 655 und ist auch relevant für die Prüfung, Inbetriebnahme und Umstellung vorhandener Leitungen.

Eine umfassende Untersuchung über die Eignung von Kunststoffleitungen wurde 2017 vorgestellt.¹⁴ Untersucht wurden Leitungen aus den Materialien PE 80 und PE 100 hinsichtlich der Oxidationsbeständigkeit, der Schmelzflussrate, der Zugfestigkeit etc. Nach vier (PE 80) bzw. zehn (PE 100) Jahren zeigte sich kein negativer Einfluss des Wasserstoffs. Ähnliche Aussagen können auf die Werkstoffe PA-U11 und PA-U12 übertragen werden.¹⁵ Auf europäischer Ebene werden in CEN/TC234/WG02 „Gas supply systems up to and including 16 bar and pressure testing“ die Auswirkungen auf Kunststoffrohre mit PE 100 bzw. PA-U12 untersucht und keine Einschränkungen vorgesehen. Zusammenfassend wird daher davon ausgegangen, dass Rohre und Formteile aus den oben genannten Werkstoffen für die Verteilung von reinem Wasserstoff geeignet sind. Gemäß den Herstellerangaben werden Nutzungsdauern von mindestens 50 Jahren erreicht; sogar 100 Jahre werden als möglich erachtet.¹⁶

In derselben Quelle wird erwähnt, dass diese Aussagen auf die große Mehrheit der Stahlleitungen (99%) übertragen werden können. Herausforderungen können bei der Umstellung vorhandener Leitungen bestehen. Falls Herstellerbescheinigungen nicht verfügbar oder ausreichend sind, kann eine Gefährdungsbeurteilung oder eine betriebliche Erprobung erforderlich sein, siehe hierzu auch Abschnitt 3. Nach der TRBS 1111 ist eine Gefährdungsbeurteilung eine systematische Ermittlung und Bewertung auftretender Gefahren, denen Beschäftigte und andere Personen im Gefahrenbereich ausgesetzt sind. Dies schließt die Ableitung der notwendigen und geeigneten für Sicherheit und Gesundheitsschutz erforderlichen Maßnahmen bei der Arbeit mit ein. Da Energieanlagen der Gasversorgung im Sinne des Arbeitsschutzes nicht von den Anforderungen an Arbeitsmittel gemäß Abschnitt 2 der BetrSichV ausgenommen sind, sind die Gefährdungen, die bei Arbeiten an Energieanlagen der Gasversorgung von diesen ausgehen, im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung zu

¹⁴ Henrik Iskov, Stephan Kneck: Using the natural gas network for transporting hydrogen – 10 years of experience, International Gas Union Research Conference 2017.

¹⁵ Gottfried Ehrenstein, Sonja Pongratz, Resistance and stability of polymers, Hanser Publications 2013.

¹⁶ DVGW energie, wasser-praxis, Ausgabe Juni/Juli 2021

bewerten, erforderliche Schutzmaßnahmen festzulegen und schriftlich zu dokumentieren. Bei der Umstellung der Gasinfrastruktur von Erdgasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase oder Wasserstoff können neue Gefährdungen auftreten oder Risiken erhöht werden. Die Gefährdungsbeurteilungen der betroffenen Gasinfrastruktur sind daher zu überarbeiten und wasserstoffspezifisch anzupassen.

Grundsätzlich darf der wasserstofftaugliche Abschnitt in Betrieb genommen werden, wenn eine erfolgreiche und unabhängige Prüfung erfolgte, die drucktechnisch verbundenen Netzabschnitte nachweislich wasserstofftauglich sind, keine sicherheitstechnischen Bedenken bestehen, der Betreiber die Betriebsbereitschaft festgestellt hat und die Prüfung zur Inbetriebnahme dokumentiert ist.¹⁷

¹⁷ DVGW energie, wasser-praxis, Ausgabe August 2021

13 Machbarkeitsstudie H₂-Distributionsplattform

Die Untersuchungen sind eng verknüpft mit der Technologie Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), bei welchem Wasserstoff mit dem Ziel der Vereinfachung von Transport und Lagerung in ein flüssiges Trägermedium eingelagert wird. In dem konkreten Szenario wird davon ausgegangen, dass der Wasserstoff in Nordrhein-Westfalen im großindustriellen Maßstab per Chloralkali-Elektrolyse produziert und vor Ort in das organische Trägermedium eingelagert wird. Das beladene LOHC wird zu einem ehemaligen Kraftwerkstandort der VSE transportiert, wo der Wasserstoff ausgetrieben (dehydriert), gereinigt, verdichtet, gespeichert und den unterschiedlichen Nutzern zur Verfügung gestellt wird.

Der betrachtete Standort ist gut angebunden an die Autobahn A620 und verfügt über eine Schiffsanlegestelle und einen Bahnanschluss. Aufgrund der Rückbaus des Kohlekraftwerks ist ausreichend Fläche vorhanden. Leider ist zur Abdeckung der Strombedarfe für die Dehydrier-Einheit sowie die Gasaufbereitung in örtlicher Nähe kein EE-Strom aus Windrädern nutzbar.

Der Wasserstoff könnte zur Versorgung einer lokalen H₂-Tankstelle eingesetzt werden. Ein vergleichsweise konkretes H₂-Abnahmeszenario ist die Betankung von 10 Wasserstoffbussen. Die geschätzten Wasserstoffbedarfe sind ungefähr 270 kg pro Tag. Neben der Betankung vor Ort könnte der dehydrierte Wasserstoff in gasförmiger Form zu weiteren Abnehmern innerhalb des Saarlands transportiert werden, beispielsweise der Dillinger Hütte.

Ein zentraler Planungsschritt ist die Auswahl geeigneter Dehydrier-Anlagen. In Absprache mit dem Nürnberger Unternehmen Hydrogenious Technologies wird die kleinste zukünftig verfügbare Anlage eine tägliche Dehydrierung von bis zu 1.500 Kilogramm Wasserstoff ermöglichen. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf Anlagen dieser Leistungsklasse, siehe hierzu auch den Internetauftritt von Hydrogenious¹⁸.

Im Fall der Zusammenarbeit mit Hydrogenious wäre der Ausgangspunkt der Wertschöpfungskette die Wasserstoffproduktion per Chloralkali-Elektrolyse durch Covestro. Covestro ist eine Ausgründung der Bayer AG und beschäftigt über 16.000 Mitarbeiter. Ziel der Chloralkali-Elektrolyse ist primär die Herstellung von Chlor aus Natriumchlorid und Wasser – Wasserstoff und Natronlage sind wichtige Nebenprodukte dieses Prozesses. Die Anlagen von Covestro werden laut Hydrogenious mit regenerativem Strom betrieben, sodass der produzierte Wasserstoff als „grün“ anzusehen ist. Da Wasserstoff als Nebenprodukt gilt, ist die Bezifferung der Herstellkosten schwierig. In dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird ein vergleichsweise niedriger Produktionspreis von 4,00 Euro pro Kilogramm angesetzt.

Der produzierte Wasserstoff wird anschließend im Rahmen einer katalytischen Hydrierung im Trägermedium eingespeichert. Diese Hydrierung erfolgt in einem exothermen Prozess, also verbunden mit einer Wärmeabgabe – in diesem Fall bei ungefähr 200°C. Die derzeit kleinste von Hydrogenious geplante Anlage ermöglicht eine Wasserstoffaufnahme von täglich 5.000 Kilogramm. Die Anlagen sollen kontinuierlich betrieben werden, ermöglichen jedoch eine Lastmodulation zwischen 30% und 100%. Falls Abnehmer für die Abwärme von täglich bis zu 1.900 kWh vorhanden sind, kann dies die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen. Unabhängig hiervon wird im Folgenden - basierend auf geschätzten Werten für die Anlagenkosten und die Nutzungsdauer - davon ausgegangen, dass für die Einspeicherung eines Kilogramms Wasserstoff ungefähr 1,50 Euro zu veranschlagen sind.

Ein großer Vorteil des LOHC ist der unkomplizierte und daher kostengünstige Transport. LOHC ist weder giftig noch brennbar und kann in üblichen LKWs transportiert werden. Die Dichte von LOHC ist ähnlich zu der von Wasser. Unter Annahme eines Transportvolumens von 30 m³ können pro Fahrzeug ungefähr 30 Tonnen LOHC - und somit ungefähr 1,5 Tonnen Wasserstoff - transportiert werden. Per Zug könnten ungefähr 60 Tonnen und per Überseeschiff über 15.000 Tonnen Wasserstoff transportiert werden. Die spezifischen Transportkosten variieren stark in Abhängigkeit der Transportwege. Da die Transportwege jedoch nur einen kleinen Anteil an der

18 <https://www.hydrogenious.net>

gesamten Wertschöpfungskette verursachen, wird dieser Wert nicht tiefergehend betrachtet und vereinfacht zu 0,50 Euro pro Kilogramm geschätzt.

Ein sehr viel größerer Kostentreiber sind die Anlagen zur Dehydrierung. Wie bereits erwähnt, werden die kleinsten von Hydrogenious angebotenen Anlagen eine tägliche Wasserstofffreisetzung von 1,5 Tonnen Wasserstoff ermöglichen. Eine Absenkung des Lastbereichs auf bis zu 50% ist möglich, führt aber zu einer Erhöhung der spezifischen Wasserstoffkosten. Da entsprechende Anlagen noch nicht am Markt verfügbar sind, ist eine detaillierte Kostenbewertung schwer möglich; indikative Hinweise des Herstellers lassen Werte zwischen 8 und 12 Millionen Euro inklusive der notwendigen Speicher, Pumpenanlagen etc. erwarten. Neben diesen Anschaffungskosten erfordert der Betrieb beträchtliche Mengen an Energie – pro Kilogramm Wasserstoff ist eine Zufuhr von ungefähr 12 Kilowattstunden Wärme bei ca. 300°C notwendig. Im Idealfall kann am Standort verfügbare Prozesswärme eingesetzt werden. Ist dies nicht der Fall, ist eine entsprechende Strom- oder Wärmequelle notwendig. Die mit der Dehydrierung verbundenen Kosten sind in Tabelle 54 zusammengefasst.

Aufbauend auf dem Mittelwert dieser spezifischen Kosten und den zuvor genannten Werten resultierten die Ergebnisse in Tabelle 55. Summiert ergeben sich Kosten zur Bereitstellung des Wasserstoffs von 10 bis 11 Euro pro Kilogramm. Zusätzlich müsste die Mehrwertsteuer entrichtet und man erhält einen Verkaufspreis für H₂, der deutlich über den üblichen 9,50 €/kg liegt. Die Kosten für eine etwaige Tankstelle müssen noch separat abgedeckt werden.

Basierend auf diesen Werten kann ein zeitnaher Einsatz der LOHC-Technologie nicht wirtschaftlich darstellbar genutzt werden. Die Ausführungen machen auch deutlich, dass insbesondere die mit der Dehydrierung verbundenen Kosten einen wirtschaftlichen Betrieb verhindern – und dies, obwohl der Überschlagsrechnung mit 5 ct. pro Kilowattstunde sehr vorteilhafte Annahmen für die Stromkosten zugrunde liegen. Zukünftig scheint ein wirtschaftlicher Einsatz von LOHC insbesondere dann möglich, wenn entweder der Wasserstoff noch kostengünstiger (aus dem Ausland) bezogen werden kann und/oder die (spezifischen) Kosten für die Dehydrierung sinken.

14 AP H₂-Anwendungen in der Industrie

Dieser Abschnitt dient der Bewertung der H₂-Anwendungen in der Industrie. Behandelt werden die Stahl- sowie die Automobilindustrie. Zu Beginn erfolgt in Abschnitt 14.1 eine Übersicht über Projekte in weiteren HyLand-Regionen und in den Nachbarländern mit dem Thema des Einsatzes von Wasserstoff zur Stahlproduktion. Außerdem werden im Anhang A.12.2 wichtige Förderaspekte für den Einsatz von Flurförderzeugen, Klein-LKW sowie Bussen für den innerbetrieblichen Verkehr dargelegt.

Der folgende Abschnitt 14.2 widmet sich dem Industriestandort Ost in Homburg. Bisher werden die Unternehmen Bosch und Schaeffler regelmäßig per Trailer mit Wasserstoff beliefert. Als alternative Versorgungsmöglichkeit wird die Vor-Ort Produktion von Wasserstoff untersucht. Die Überlegungen gelten in sehr ähnlicher Weise für die kurzfristige Versorgung der Saarbahn.

Zusammenfassend gilt, dass die Vor-Ort Produktion eine sehr gute Alternative, und somit auch eine Möglichkeit der zeitlichen Überbrückung bis zu einer möglichen Leitungsanbindung, darstellt, falls kostengünstig Strom bezogen werden kann. Da Elektrolyseure zur Produktion eines Kilogramm Wasserstoffs mindestens 50 kWh Strom benötigen, verursachen allein Strombezugskosten von 10 ct/kWh einen Kostenanteil von 5 €/kg H₂. Aus ökologischen Gründen müssen dezentrale Elektrolyseure unbedingt mit (bilanziell) erneuerbar produziertem Strom betrieben werden.

14.1 Deutschlandweite Übersicht zur Nutzung von H₂ in der Stahlindustrie

Eine Übersicht der Themenschwerpunkte der HyExpert- und HyPerformer-Netzwerke liegt in Tabelle 27 im Anhang vor. In den kürzlich ausgewählten IPCEI-Anträgen wird die Integration von Wasserstoff in der Stahlproduktion in mindestens vier Projektanträgen berücksichtigt. Im laufenden Projekt „HyBit“ arbeiten die Partner EWE, swb und ArcelorMittal bereits zusammen, um am Stahlwerk Bremen eine Elektrolyseanlage zur Produktion von grünem Wasserstoff zu errichten (siehe Abschnitt A.12.3). In der ersten Stufe soll die Elektrolyse-Anlage bis zu 24 MW groß sein und ca. 6.000 Nm³/h an Wasserstoff erzeugen. Damit soll das Stahlwerk Bremen beliefert werden, um schrittweise die CO₂-Emissionen bei der Stahlproduktion zu senken. Im Rahmen des Projekts „HyWays for Future“ der HyPerformer-Region Nordwest soll am Standort auch eine H₂-Tankstelle aufgebaut werden.

14.2 H₂-Versorgung des Industriegebiets Homburg

Bezüglich der Vor-Ort Produktion von Wasserstoff wurden zwei Technologien untersucht. Die erste Technologie ist der bisher übliche konventionelle Einsatz kompakter Dampfreformer. Für die Erzeugung eines Kilogramm Wasserstoffs werden typischerweise 55 bis 60 kWh Methan und ca. 4,5 bis 5,5 kWh Strom benötigt. Der produzierte Wasserstoff wäre vermutlich als grün zu klassifizieren, falls Biogas zur Erzeugung eingesetzt werden könnte. Laut Aussage der Stadtwerke ist eine direkte Versorgung mit Biogas möglich; die Kosten können reduziert werden, falls es ausreicht eine bilanzielle Versorgung von Biogas zu ermöglichen. In diesem Fall würde Biogas in der Nähe der Erzeugung in das Erdgasnetz eingespeist und die äquivalente Menge an Erdgas am Ort des Dampfreformers entnommen werden. Für dieses optimistische Szenario werden die Kosten für das Biogas auf 13 ct/kWh geschätzt. Unter Annahme von Strompreisen i.H.v. 11 ct/kWh resultieren Kosten für den Energiebezug von ca. 8,35 €/kg. Zusätzlich zu betrachten sind Kosten für die Anschaffung und Wartung der Anlage. Betrachtet werden zwei Größenklassen. Anlagen für eine Produktion von ungefähr 4 kg/h kosten ungefähr 1,3 Mio. € und Anlagen für eine Produktion von ca. 20 kg/h ca. 1,8 Mio. Euro. Unter der Annahme von 5.000 Vollbenutzungsstunden und jährlichen Wartungskosten i.H.v. 3% der Anschaffungskosten müssen auf die reinen Energiekosten Aufschläge zwischen 8,50 und 2,30 €/kg aufaddiert werden. Im günstigsten Fall können die Kosten der Produktion von nicht-aufbereitetem Wasserstoff (Umgebungsdruck, keine Gasfeinreinigung) abgeschätzt werden zu 10,65 €/kg.

Die zweite betrachtete Technologie ist die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse. Zur Herstellung eines Kilogramms Wasserstoffs werden ungefähr 50 kWh Strom und 9 kg Wasser benötigt. Die Stromkosten werden erneut abgeschätzt zu 11 ct/kWh; das Wasser wird vernachlässigt. Somit resultieren Kosten für den Energiebezug von 5,50 €/kg. Bezüglich des Elektrolyseurs werden erneut zwei Größenklassen betrachtet, zudem wird zwischen zwei Nutzungsszenarien unterschieden. Unter Berücksichtigung einer sehr optimistischen Förderquote von 50% resultieren für 5.000 Vollbenutzungsstunden und eine Nutzungsdauer von 10 Jahren Herstellungskosten zwischen 6,50 und 7,00 Euro pro Kilogramm, siehe Tabelle 56 bis Tabelle 58.

Unabhängig davon, ob der Wasserstoff per Dampfreformierung oder Elektrolyse hergestellt wird, ist dieser zu reinigen und zu verdichten. Des Weiteren sind die Kosten für die Anschaffung und Wartung der Tankstelle sowie die Projektierung zu berücksichtigen. Unter Berücksichtigung einer realistischen Förderquote der Tankstelle von 50% werden die Kosten abgeschätzt zu 1,5 Millionen Euro, siehe Tabelle 59. Für 5.000 Vollbenutzungsstunden resultieren für den Fall der Dampfreformierung Wasserstoffkosten von mindestens 11,80 Euro pro Kilogramm und für den Fall der Elektrolyse zwischen 7,70 und 9,30 Euro pro Kilogramm.

Die Werte zeigen, dass der Bezug des Wasserstoffs aus einer Leitung der Vor-Ort-Produktion zu bevorzugen ist, falls die Leitung in räumlicher Nähe zu den Verbrauchern steht und eine Entnahme an dieser Stelle ermöglicht. Da der Industriestandort in Homburg jedoch erst gegen das Jahr 2035 mit einer solchen Leitung angebunden wird, stellt sich die Frage, ob der Wasserstoff als weitere Alternative per Trailer aus Fenne oder der Tankstelle bei der Saarbahn angeliefert werden sollte.

Als Vergleichszenarien werden die Vor-Ort-Produktion per Elektrolyse i.H.v. 7,00 Euro und der Bezug aus der Leitung i.H.v. 6,00 bis 6,50 Euro pro Kilogramm herangezogen. Ein Trailer kann bis zu 500 kg gasförmigen Wasserstoff transportieren, die Distanz beträgt ca. 33 km. Im Idealfall – also einer sehr hohen Auslastung des Trailers - sind für den Transport eines Kilogramm Wasserstoffs pro Kilometer ca. 7 ct zu veranschlagen. Für die Gesamtdistanz fallen somit 2,30 Euro pro Kilogramm an. Auch wenn weitere Hardware zum Abfüllen etc. vernachlässigt wird, wird der per Trailer angelieferte Wasserstoff somit mindestens 8,30 Euro pro Kilogramm kosten. Falls der Wasserstoff in Homburg also tatsächlich für ungefähr 7,00 Euro pro Kilogramm hergestellt werden kann, ist die Produktion vor Ort der Anlieferung per Trailer zu bevorzugen.

A. Anhang

A.1 Anhang zu Abschnitt 1

A.1.1 Zusammentragen und Aufbereitung prognostizierter H₂-Bedarfe

Auf Basis bisheriger Studien¹⁹ werden in diesem Abschnitt die zu erwartenden Hochläufe im Mobilitätssektor dargestellt. Wasserstoffelektrische Fahrzeuge (FCEV) zählen wie auch rein batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Plug-In-Hybride (PHEV) zu den Elektrofahrzeugen. Je nach Studienlage wird der Anteil von FCEV bis 2050 auf 2% (Referenzszenario) bis 15% (ambitioniertes Szenario) an allen Elektrofahrzeugen geschätzt. Auch im Saarland wird davon ausgegangen, dass die H₂-Fahrzeuge in diesem Bereich liegen werden. Entsprechend der Bevölkerungsentwicklung²⁰ und dem Motorisierungsgrad im Saarland wird der Anteil der Elektrofahrzeuge übertragen. Abbildung 11 zeigt die prognostizierte Entwicklung für FCEV-Pkw im Saarland bis 2035 auf.

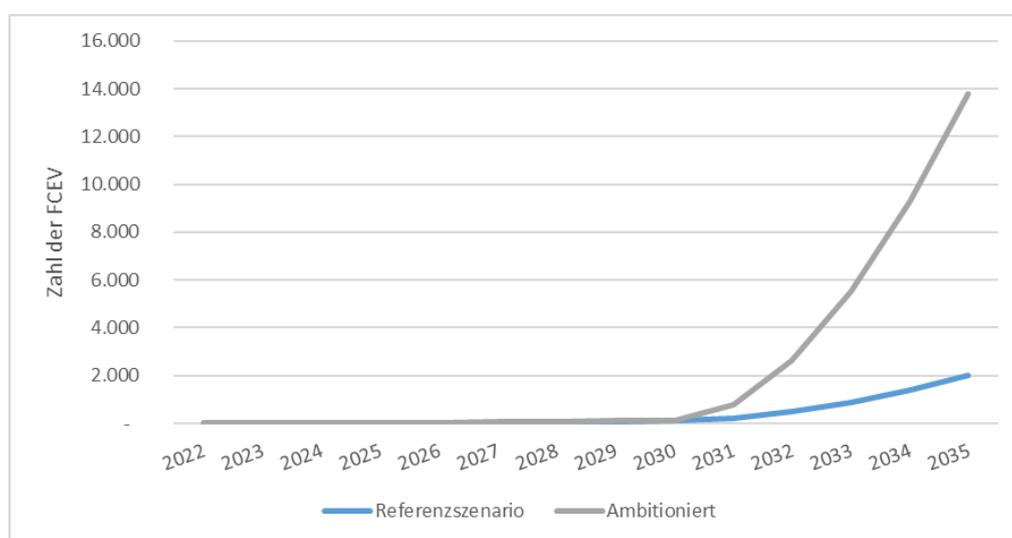


Abbildung 11: Fahrzeughochlauf für Pkw im Saarland bis 2035

Für den Hochlauf der Busse und LKW wird nicht auf Studien, sondern auf den direkten Austausch mit vor Ort ansässigen Unternehmen zurückgegriffen. Nach Aussagen der beiden größten Verkehrsunternehmen im Saarland (Saarbahn, KVS) werden in den nächsten Jahren schrittweise die Dieselbusse gegen BZ-Busse ausgetauscht. Bis 2030 wird ein Anteil von etwa 35% bei der KVS und 50% bei der Saarbahn erreicht. Weitere Busunternehmen werden mit

¹⁹ - „Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur – Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell“, Nationale Plattform Zukunft der Mobilität Arbeitsgruppe 5 „Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung“, Berlin, April 2020

- Öko-Institut e.V., i. A. IFEU – Institut für Energie- und Umweltforschung, Ö.-I. e.V., Deutsches Luft- und Raumfahrt-zentrum - Institut f, IFEU – Institut für Energie- und Umweltforschung und infras AG, „Endbericht RENEWABILITY III - Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors,“ i.A. Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, 2016.

- P. Gerbert, P. Herhold, J. Burchardt, S. Schönberger, F. Rechenmacher, A. Kirchner, A. Kemmler und M. Wunsch, „Klimapfade für Deutschland,“ 2018.

- T. Bründlinger, J. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Prein, H. Seidl, S. Siegemund, C. Stolte, M. Teichmann, J. Wilke und M. Wolke, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.

²⁰ [https://www-](https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=previous&levelindex=1&step=1&titel=Ergebnis&levelid=1622704895714&acceptscookies=false#abreadcrumb)

[genesis.destatis.de/genesis/online?operation=previous&levelindex=1&step=1&titel=Ergebnis&levelid=1622704895714&acceptscookies=false#abreadcrumb](https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=previous&levelindex=1&step=1&titel=Ergebnis&levelid=1622704895714&acceptscookies=false#abreadcrumb)

einem wasserstoffbetriebenen Anteil von 20% bis 2025 und weiteren 20% bis 2030 angenommen.

Bezüglich der LKW erfolgt eine Hochrechnung auf Basis von Daten des Krafftahrtbundesamtes. Demnach entfallen ca. 1,1% der in Deutschland gemeldeten und konventionell angetriebenen LKWs auf das Saarland. Die Anzahl der mit Wasserstoff angetriebenen LKW in Deutschland im Jahr 2030 wird auf 50.000 geschätzt. Unter der Annahme einer konstanten prozentualen Verteilung, sind dem Saarland im Jahr 2030 570 LKW zugeordnet. Da Fahrzeuge im größeren Stil ab dem Jahr 2024 verfügbar sein werden, wird vereinfacht eine lineare Zunahme der Fahrzeuge angenommen.

Jahr	Anzahl H ₂ -PKW	H ₂ -Bedarf PKW in t/a	Anzahl H ₂ -LKW	H ₂ -Bedarf LKW in t/a	Anzahl H ₂ -Busse	H ₂ -Bedarf Busse in t/a
2022	14	4,2	2	13		
2023	17	5,1	3	19		
2024	22	6,6	84	538		
2025	29	8,7	165	1.056	200	1.320
2026	38	11,4	246	1.575		
2027	52	15,6	327	2.094		
2028	70	21,0	408	2.612		
2029	96	28,8	489	3.131		
2030	132	39,6	570	3.649	470	3.102
2031	182	54,5	651	4.168		
2032	250	74,9	732	4.686		

Tabelle 9: Prognose des Fahrzeughochlaufs und der H₂-Bedarfe

A.1.2 Tabellarische Übersicht von H₂-Aktivitäten in umliegenden Regionen (Rheinland-Pfalz, Niedersachsen, Benelux, Frankreich)

Mit der regionalen Konzeptionierung und Etablierung der Wasserstoffwertschöpfungskette, kann das Netzwerk in Folge auf die benachbarten Regionen ausgeweitet werden. Somit entsteht sukzessive eine Wasserstoffinfrastruktur. Für die Einordnung der Projektvorhaben in den Gesamtkontext und ggf. zukünftige Kooperationen, wurden die H₂-Projekte der umliegenden Regionen in Tabelle 10 zusammengefasst.

Projektname Land/Region	Projektpartner	Projektdauer	Projekthalt	Fördermittelgeber	Fördersumme	Quellen/Links
HZRef	Koordinator: H2NOVA Partner: CCS Global Group Ltd. HASKEL EUROPE LTD HASKEL FRANCE HEXAGON RAUFOSS AS Ludwig-Boelkow-Systemtechnik GmbH UNIVERSITE DE TECHNOLOGIE DE COMPIEGNE	01.09.2015 - 31.05.2019	Entwicklung eines kostengünstigen und zuverlässigen Betankungssystems für BZ-Fahrzeuge	EU durch FCH JU	7,1 Mio. €	https://hydrogeneurope.eu/project/h2ref
Maashylla	Total Engie	Baubeginn 2022 Produktionsbeginn 2024	Entwicklung von Frankreichs größter Anlage für die Produktion von grünem Wasserstoff aus EE Nutzung von 100 MW PV-Kapazität 40 MW Elektrolyseur 5 t/d H2-Produktion 15.000 t/a CO2-Einsparung	Fördermittel bei französischen (AMM) und europäischen (PCEI, Innovationsfonds) Behörden beantragt		https://www.total.com/media/news/press-releases/total-and-engie-to-develop-france-s-largest-site-of-green-hydrogen
HYCARE	Koordinator: University of Turin Partner: GKN Sinter Metals Engineering GmbH, ENGIE Lab CRIGEN, Tecnodelta s.r.l., Stüffert GmbH, Fondazione Bruno Kessler, Heimholtz-Zentrum Geesthacht, Centre National de la Recherche Scientifique, Institut für Energietechnik, Environment Park S.p.A.	01.01.2019 - 31.12.2021	Entwicklung eines Wasserstoffspeichers mit Verwendung eines Festkörper-Wasserstoffträgers 20 kW PEM-Elektrolyseur zur H2-Bereitstellung 10 kW PEM-BZ als Verbraucher Technische Ziele: ->= 50 kg H2-Speichermenge -< 50 bar Speicherdruck -< 100 °C Speichertemperatur	EU durch FCH JU	2 Mio. €	https://hycare-project.eu/
DEMCOPEM 2MW	Koordinator: Nouryon Partner: Nedstack fuel cell technology B.V. MTSA Technopower B.V. Johnson Matthey Fuel Cells Limited Polimi - Politecnico Milano	01.01.2015 - 31.12.2018	Entwurf eines wirtschaftlichen PEM-Brennstoffzellen-Kraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung (2 MW elektrische Leistung und 1,5 MW Wärme) und die Integration in eine Chlor-Alkali (CA)-Produktionsanlage CA-Anlagen produzieren Chlor, Natronlauge und hochreinen H2 H2 wird in Strom, Wärme und Wasser zur Verwendung im Produktionsprozess umgewandelt und senkt dadurch den Stromverbrauch um 20%	EU durch FCH JU	10,5 Mio. €	https://demcopem-2mw.eu/
HYPORT	Port of Oostende DEME Concessions PMV	Start 2021 bis 2025 Fertigstellung	Inbetriebnahme einer Anlage im Hafengebiet Ostende zur Produktion von grünem Wasserstoff bis 2025 H2 dient als Energiequelle zur Strom, Mobilität, Wärme, Kraftstoff- und industrielle Zwecke CO2 Einsparungen von 0,5 bis 1 Mio. t/a erwartet Reallabor zur Untersuchung von Dekarbonisierung von Produktionsprozessen mit Power-to-Chemicals und grünem H2 Mit CO2 aus Müllverbrennungsanlage soll mit grünem Wasserstoff synth. Methan hergestellt werden Fokus auf CO2-Abscheideanlage (64.000 t CO2/a.), CO2- und H2-Infrastruktur			https://www.deme-group.com/news/hyport-green-hydrogen-plant-ostend
CCU PZC Salzbergen	H&R GmbH		Herstellung von grünem Wasserstoff 1-MW PEM-Elektrolyseanlage mit Anbindung an Windpark 157 Nm³/h H2-Produktion Vorrangige Nutzung als Raketenantrieb für DLR, Belieferung von weiteren Abnehmern im Mobilitätssektor geplant	Land Baden-Württemberg mit Mitteln des Innovationsprogramms "Wasserstoff-Infrastruktur"		https://www.salzbergen.de/magazin/artikel.php?menuid=234&topmenu=41&artikel=2808
H2horizon	ZEAG Energie AG DLR	Planungsbeginn 2019 noch nicht gestartet	Strom aus Windenergieanlagen in großtechnischem Elektrolyseur (100 MW) in Wasserstoff umwandeln und ins bestehende Ferngasleitungsnetz einspeisen			https://www.h2horizon.de/
Element Eins	Thysengas GmbH Gasunie Deutschland TenneT					https://www.element-eins.eu/

Tabelle 10: H₂-Aktivitäten in umliegenden Regionen (Rheinland-Pfalz, Niedersachsen, Benelux, Frankreich)

A.2 Anhang zu Abschnitt 2

A.2.1 Zusammenfassung vergleichbarer Projekte mit Wasserstoffversorgung von einer zentralen Wasserstoffquelle

Nachfolgend sind vergleichbare Projekte mit einer Wasserstoffversorgung aus einer zentralen Wasserstoffquelle dargestellt. Alle Projekte bis auf den Energiepark Mainz sind noch in der Umsetzungsphase.

1. Energiepark Mainz

- Standort: Mainz, Deutschland
- Partner: Mainzer Stadtwerke AG, Linde AG, Siemens AG, Hochschule RheinMain
- Projektzeitraum: 2012-2017, seit 2018 im wirtschaftlicher Betrieb
- Technische Daten:
 - o Elektrolyseur: 6 MW
 - o Speicher: 2 x 82 m³ (20-80 bar)
 - o Strombezug: 8 MW Windenergieanlage, Netzanschlussspannung 20 kV

Im Projekt *Energiepark Mainz* wurde die Entwicklung, Erprobung und der Einsatz von Technologien zur Produktion von grünem Wasserstoff umgesetzt. Dabei wird überschüssige Energie aus einer 8 MW Windenergieanlage für eine 6 MW PEM-Elektrolyseanlage genutzt. Der produzierte Wasserstoff kann vor Ort in Drucktanks gespeichert werden, ins Erdgasnetz gespeist werden oder in Tankwagen gefüllt werden.²¹

2. Eemshydrogen

- Standort: Eemshaven, Niederlande
- Partner: RWE
- Projektzeitraum: seit 2019
- Technische Daten:
 - o Elektrolyseur: 50 MW
 - o Speicher: bestehende Erdgasinfrastruktur
 - o Strombezug: 162 MW Windenergieanlage

Das Projekt *Eemshydrogen* geht aus einer Machbarkeitsstudie zur Produktion von grünem Wasserstoff in Eemshaven hervor. In der ersten Phase soll ein 50 MW-Elektrolyseur mit direkter Anbindung an einen Onshore-Windpark mit einer Leistung von 162 MW entwickelt und realisiert werden. Dadurch sollen über die Projektlaufzeit potenziell mehr als 250.000 Tonnen CO₂ eingespart werden. Der produzierte Wasserstoff wird über das bestehende Erdgasnetz an verschiedene Akteure der Umgebung geliefert.²²

3. GET H2 Nukleus

- Standort: Emsland, Deutschland
- Partner: RWE Generation, BP, Evonik, Nowega, Open Grid Europe
- Projektzeitraum: bis 2024
- Technische Daten:

²¹ <https://www.energiepark-mainz.de/>

²² <https://www.group.rwe/unsere-portfolio-leistungen/innovation-und-technik/wasserstoff/eemshydrogen>

- Elektrolyseur: 105 MW
- Speicher: bestehende Erdgasinfrastruktur
- Strombezug: aus Windenergieanlage

GET H2 Nukleus ist das erste Teilprojekt der Initiative GET H2. Dabei soll das 130 km lange Netz zwischen Lingen und Gelsenkirchen die Erzeugung von grünem Wasserstoff mit industriellen Abnehmern in Niedersachsen und NRW verbunden werden. Es soll eine Elektrolyse-Anlage mit einer Leistung von 105 MW aufgebaut werden. Dort soll dann mit Strom aus Windkraftanlagen grüner Wasserstoff hergestellt werden, der in die auf 100% H₂ umgestellte Erdgasinfrastruktur gespeist und zu den industriellen Abnehmern transportiert wird.²³

4. ELEMENT EINS

- Standort: Deutschland
- Partner: Gasunie Deutschland, Thyssengas GmbH, TenneT
- Projektzeitraum: 2019-2030
- Technische Daten:
 - Elektrolyseur: 100 MW
 - Speicher: bestehende Erdgasinfrastruktur
 - Strombezug: Windstrom

Im Projekt *ELEMENT EINS* sollen Strom- und Gasinfrastruktur im großtechnischen Maßstab verbunden werden. Dafür soll eine Power-to-Gas-Anlage mit einer Leistung von 100 MW aufgebaut werden, die Windstrom nutzt, um Wasserstoff per Elektrolyse herzustellen. Der Wasserstoff soll zunächst in die vorhandene Erdgasinfrastruktur eingespeist werden. In einer späteren Ausbaustufe soll in einem weiteren Verfahrensschritt synthetisches Methan hergestellt werden, um lokale und regionale Speicher zu nutzen. In der Endausbaustufe soll eine umgebaute Infrastruktur für 100% Wasserstoff genutzt werden.²⁴

5. Referenzkraftwerk Lausitz

- Standort: Lausitz, Deutschland
- Partner: Industriepark Schwarze Pumpe, LEAG, Energiequelle GmbH, Enertrag AG
- Projektzeitraum: 2019-2025
- Technische Daten:
 - Elektrolyseur: 10 MW, bis 2030 Hochskalierung auf 100 MW
 - Speicher: k.A.
 - Strombezug: aus Erneuerbaren Energien

Im Projekt *Referenzkraftwerk Lausitz* soll phasenweise ein Speicherkraftwerk auf Wasserstoffbasis realisiert werden. Bis 2025 soll eine 10 MW Anlage ans Netz gehen, die mithilfe von erneuerbaren Energien grünen Wasserstoff herstellt. Der Wasserstoff soll zum einen sektorenübergreifend für Industrie, Wärme und Verkehr genutzt werden, zum anderen sollen durch die Möglichkeit der Rückverstromung Systemdienstleistungen für das Stromnetz zur Verfügung gestellt werden. Die Erfahrungen aus dem Referenzkraftwerk sollen genutzt werden, um später größere Kraftwerke zu bauen.²⁵

²³ <https://www.group.rwe/unser-portfolio-leistungen/innovation-und-technik/wasserstoff/wasserstoff-projekt-get-h2>

²⁴ <https://www.element-eins.eu/>

²⁵ <https://www.niederlausitz-aktuell.de/spree-neisse/spremberg/80339/startschuss-fuer-wasserstoffkraftwerk-lausitz-in-schwarze-pumpe-eingeleitet.html>

A.2.2 Abschätzung der Wasserstoff-Gestehungskosten

Beitrag / Verantwortung	Wert	Bemerkung
Stromkosten	0,05 €/kWh	
Umlagen Strom	0,003 €/kWh	Besondere Ausgleichsregelung für energieintensive Unternehmen
Stromverbrauch	50 kWh/kg	
Wartungskosten jährlich	3%	der Anschaffungskosten
Abschreibungsdauer	10 a	
H₂-Gestehungskosten	5,60 €/kg	Abschätzung von Steag

Tabelle 11: Kostenbetrachtung Hydro Hub

A.2.3 Nebenprodukt Abwärme: Zusammenstellung möglicher Anwendungen im Umfeld der STEAG Kraftwerkes Völklingen-Fenne

Die folgenden Tabellen dienen der wirtschaftlichen Bewertung der Nutzung des Nebenprodukts Abwärme. Betrachtet wird die Abwärme einer Elektrolyseur-Einheit mit einer elektrischen Eingangsleistung von 17,5 MW. Der betrachtete Zeitraum ist zehn Jahre. Die Tabellen decken unterschiedliche Szenarien ab mit variierenden Werten für die Auslastung des Elektrolyseurs, der spezifischen Wärmeerträge sowie der Stromkosten. Der Gewinn ergibt sich als Summe aus den gesamten Erträgen abzüglich der variierenden Stromkosten sowie den als konstant angesehenen Kosten für die Wärmepumpe i.H.v. 3,5 Mio. Euro.

Auslastung Elektrolyseur	Volllaststunden	Abwärme Elektrolyseur in MWh	ben. elektr. Energie Wärmepumpe in MWh	Eingesp. Wärme in MWh	Ertrag pro MWh Wärme	Ertrag insgesamt	Kosten für elektr. Strom pro MWh	Kosten für elektr. Strom insgesamt	Gewinn
30%	26.280	322.000	129.000	451.000	10 €	4.510.000 €	30 €	3.870.000 €	- 2.860.000 €
							40 €	5.160.000 €	- 4.150.000 €
							50 €	6.450.000 €	- 5.440.000 €
							60 €	7.740.000 €	- 6.730.000 €
50%	43.800	537.000	215.000	752.000	10 €	7.520.000 €	30 €	6.450.000 €	- 2.430.000 €
							40 €	8.600.000 €	- 4.580.000 €
							50 €	10.750.000 €	- 6.730.000 €
							60 €	12.900.000 €	- 8.880.000 €
70%	61.320	751.000	300.000	1.051.000	10 €	10.510.000 €	30 €	9.000.000 €	- 1.990.000 €
							40 €	12.000.000 €	- 4.990.000 €
							50 €	15.000.000 €	- 7.990.000 €
							60 €	18.000.000 €	- 10.990.000 €
90%	78.840	966.000	386.000	1.352.000	10 €	13.520.000 €	30 €	11.580.000 €	- 1.560.000 €
							40 €	15.440.000 €	- 5.420.000 €
							50 €	19.300.000 €	- 9.280.000 €
							60 €	23.160.000 €	- 13.140.000 €

Tabelle 12: Wirtschaftliche Auswertung für Ertrag der Abwärme i.H.v. 10 Euro pro MWh

Auslastung Elektrolyseur	Voillaststunden	Abwärme Elektrolyseur in MWh	ben. elektr. Energie Wärmepumpe in MWh	Eingesp. Wärme in MWh	Ertrag pro MWh Wärme	Ertrag insgesamt	Kosten für elektr. Strom pro MWh	Kosten für elektr. Strom insgesamt	Gewinn
30%	26.280	322.000	129.000	451.000	15 €	6.765.000 €	30 €	3.870.000 €	- 605.000 €
							40 €	5.160.000 €	- 1.895.000 €
							50 €	6.450.000 €	- 3.185.000 €
							60 €	7.740.000 €	- 4.475.000 €
50%	43.800	537.000	215.000	752.000	15 €	11.280.000 €	30 €	6.450.000 €	1.330.000 €
							40 €	8.600.000 €	- 820.000 €
							50 €	10.750.000 €	- 2.970.000 €
							60 €	12.900.000 €	- 5.120.000 €
70%	61.320	751.000	300.000	1.051.000	15 €	15.765.000 €	30 €	9.000.000 €	3.265.000 €
							40 €	12.000.000 €	265.000 €
							50 €	15.000.000 €	- 2.735.000 €
							60 €	18.000.000 €	- 5.735.000 €
90%	78.840	966.000	386.000	1.352.000	15 €	20.280.000 €	30 €	11.580.000 €	5.200.000 €
							40 €	15.440.000 €	1.340.000 €
							50 €	19.300.000 €	- 2.520.000 €
							60 €	23.160.000 €	- 6.380.000 €

Tabelle 13: Wirtschaftliche Auswertung für Ertrag der Abwärme i.H.v. 15 Euro pro MWh

Auslastung Elektrolyseur	Voillaststunden	Abwärme Elektrolyseur in MWh	ben. elektr. Energie Wärmepumpe in MWh	Eingesp. Wärme in MWh	Ertrag pro MWh Wärme	Ertrag insgesamt	Kosten für elektr. Strom pro MWh	Kosten für elektr. Strom insgesamt	Gewinn
30%	26.280	322.000	129.000	451.000	20 €	9.020.000 €	30 €	3.870.000 €	1.650.000 €
							40 €	5.160.000 €	360.000 €
							50 €	6.450.000 €	- 930.000 €
							60 €	7.740.000 €	- 2.220.000 €
50%	43.800	537.000	215.000	752.000	20 €	15.040.000 €	30 €	6.450.000 €	5.090.000 €
							40 €	8.600.000 €	2.940.000 €
							50 €	10.750.000 €	790.000 €
							60 €	12.900.000 €	- 1.360.000 €
70%	61.320	751.000	300.000	1.051.000	20 €	21.020.000 €	30 €	9.000.000 €	8.520.000 €
							40 €	12.000.000 €	5.520.000 €
							50 €	15.000.000 €	2.520.000 €
							60 €	18.000.000 €	- 480.000 €
90%	78.840	966.000	386.000	1.352.000	20 €	27.040.000 €	30 €	11.580.000 €	11.960.000 €
							40 €	15.440.000 €	8.100.000 €
							50 €	19.300.000 €	4.240.000 €
							60 €	23.160.000 €	380.000 €

Tabelle 14: Wirtschaftliche Auswertung für Ertrag der Abwärme i.H.v. 20 Euro pro MWh

Auslastung Elektrolyseur	Voillaststunden	Abwärme Elektrolyseur in MWh	ben. elektr. Energie Wärmepumpe in MWh	Eingesp. Wärme in MWh	Ertrag pro MWh Wärme	Ertrag insgesamt	Kosten für elektr. Strom pro MWh	Kosten für elektr. Strom insgesamt	Gewinn
30%	26.280	322.000	129.000	451.000	25 €	11.275.000 €	30 €	3.870.000 €	3.905.000 €
							40 €	5.160.000 €	2.615.000 €
							50 €	6.450.000 €	1.325.000 €
							60 €	7.740.000 €	35.000 €
50%	43.800	537.000	215.000	752.000	25 €	18.800.000 €	30 €	6.450.000 €	8.850.000 €
							40 €	8.600.000 €	6.700.000 €
							50 €	10.750.000 €	4.550.000 €
							60 €	12.900.000 €	2.400.000 €
70%	61.320	751.000	300.000	1.051.000	25 €	26.275.000 €	30 €	9.000.000 €	13.775.000 €
							40 €	12.000.000 €	10.775.000 €
							50 €	15.000.000 €	7.775.000 €
							60 €	18.000.000 €	4.775.000 €
90%	78.840	966.000	386.000	1.352.000	25 €	33.800.000 €	30 €	11.580.000 €	18.720.000 €
							40 €	15.440.000 €	14.860.000 €
							50 €	19.300.000 €	11.000.000 €
							60 €	23.160.000 €	7.140.000 €

Tabelle 15: Wirtschaftliche Auswertung für Ertrag der Abwärme i.H.v. 25 Euro pro MWh

Auslastung Elektrolyseur	Voillaststunden	Abwärme Elektrolyseur in MWh	ben. elektr. Energie Wärmepumpe in MWh	Eingesp. Wärme in MWh	Ertrag pro MWh Wärme	Ertrag insgesamt	Kosten für elektr. Strom pro MWh	Kosten für elektr. Strom insgesamt	Gewinn
30%	26.280	322.000	129.000	451.000	30 €	13.530.000 €	30 €	3.870.000 €	6.160.000 €
							40 €	5.160.000 €	4.870.000 €
							50 €	6.450.000 €	3.580.000 €
							60 €	7.740.000 €	2.290.000 €
50%	43.800	537.000	215.000	752.000	30 €	22.560.000 €	30 €	6.450.000 €	12.610.000 €
							40 €	8.600.000 €	10.460.000 €
							50 €	10.750.000 €	8.310.000 €
							60 €	12.900.000 €	6.160.000 €
70%	61.320	751.000	300.000	1.051.000	30 €	31.530.000 €	30 €	9.000.000 €	19.030.000 €
							40 €	12.000.000 €	16.030.000 €
							50 €	15.000.000 €	13.030.000 €
							60 €	18.000.000 €	10.030.000 €
90%	78.840	966.000	386.000	1.352.000	30 €	40.560.000 €	30 €	11.580.000 €	25.480.000 €
							40 €	15.440.000 €	21.620.000 €
							50 €	19.300.000 €	17.760.000 €
							60 €	23.160.000 €	13.900.000 €

Tabelle 16: Wirtschaftliche Auswertung für Ertrag der Abwärme i.H.v. 30 Euro pro MWh

A.3 Anhang zu Abschnitt 3

A.3.1 Konsolidierung der Erfahrungen aus Projekten in NRW und NDS

Der Zubau von Wasserstoffleitungen wird und wurde in verschiedenen Projekten bereits analysiert bzw. geplant. Fünf Projekte werden im Folgenden kurz vorgestellt und ihre wichtigsten Erkenntnisse bei Umsetzung zusammengefasst.

1. H₂-Startnetz

Die Vereinigung der Ferngasnetzbetreiber Gas will ein 5.900 km umfassendes Wasserstoffnetz aufbauen, welches zu 90% auf dem bestehenden Erdgasnetz basiert. Als Kern sollte das rund 1.300 km lange *H₂-Startnetz* in NRW und Niedersachsen bis 2030 aufgebaut und in den Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030 (NEP) aufgenommen werden. Die Realisierung des Startnetzes hätte ein Investitionsvolumen von rund 660 Mio. Euro.²⁶ Auf Verlangen der Bundesnetzagentur musste das H₂-Startnetz allerdings aus dem NEP rausgenommen werden.²⁷

2. Important Projects of Common European Interest (IPCEI)- Förderungen

Aktuell werden die final zu fördernden Projekte der H₂-IPCEI Projekte ausgewählt. Der Zubau von Wasserstoffleitungen soll hier in verschiedenen Projekten gefördert werden (u.a. GET H₂, doing hydrogen, Green Octopus; Hyperlink, LHyVE, mosaHyc). In den Projekten GET H₂ und Hyperlink werden auch die Pläne des H₂-Startnetz in Teilen aufgegriffen.²⁸

3. ELEMENT EINS

Das Projekt ELEMENT EINS, gestartet im Jahr 2019, befasst sich mit der infrastrukturellen Sektorkopplung mit Strom und Gas. Ziel ist der Bau einer 100 MW Elektrolyseanlage in Diele (Niedersachsen), die mit Offshore Windstrom grünen Wasserstoff erzeugen soll. Dieser Wasserstoff soll über bestehende Erdgasleitungen ins Ruhrgebiet transportiert werden.²⁹ Eine für das Projekt angefertigte Machbarkeitsstudie von ILF (ILF BERATENDE INGENIEURE GmbH) und LBST (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH) kam zu dem Ergebnis, dass unter heutigen Bedingungen das Aufnahmepotential der bestehenden Erdgasinfrastruktur bis 2030 erschöpft ist. Daher sind Maßnahmen, wie die Erhöhung der akzeptablen H₂-Konzentration oder der Bau von dedizierten H₂-Pipelines notwendig.³⁰ Der Investitionsantrag des Projekts wurde im Februar 2021 von der Bundesnetzagentur abgelehnt.³¹

26 <https://www.youtube.com/watch?v=4s-oLHJY9c0&t=115s>

27 <https://www.energate-messenger.de/news/212395/fnb-verzichten-mit-bedauern-auf-h2-startnetz>

28 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210528-bmwi-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html>

29 <https://www.element-eins.eu/>

30 https://www.element-eins.eu/_Resources/Persistent/47d0ed0d64969f1d27ba74debb3770f350e6a533/Zusammenfassung_Technische_Machbarkeitsstudie.pdf

31 <https://www.energate-messenger.de/news/210000/bundesnetzagentur-lehnt-antraege-fuer-element-eins-und-hybrid-ab>

4. NATURALHY

Das Projekt NATURALHY ist ein durch die EU gefördertes Vorhaben von 40 europäischen Partnern, in dem kritische Aspekte eines Wasserstoffsystems durch Beimischung von Wasserstoff in die bestehende Erdgasinfrastruktur getestet wurde. Dabei wurden Erfahrungen im Transport von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen, sowie bei der Endnutzung von Wasserstoff durch innovative Trenntechnologien gesammelt.³² Bruchzähigkeitstest haben gezeigt, dass bei 100% Wasserstoff keine signifikanten Auswirkungen auf Versprödung im Pipelinematerial auftritt. Ermüdungstest haben gezeigt, dass die Toleranz für moderne Stähle bei 50% Wasserstoffanteil begrenzt sein kann. Außerdem gibt es bei Gemischen mit 20% Wasserstoffanteil keine erhöhte Explosionsschwere.

5. EuWak

Im Projekt EuWak wurde von 2005 bis 2008 eine Anlage zur Aufbereitung von Faulgas aus einer Kläranlage zu Wasserstoff mit Einbindung von Erdgas als Brückentechnologie errichtet. Standort ist die Kläranlage Bottrop der Emschergenossenschaft in NRW.³³ Für den Transport wurde eine Wasserstoffpipeline (DN 100, PN 16) mit 1 km Länge gebaut. Die Kosten für die Stahlleitung betragen 300 €/m.³⁴

32 <https://cordis.europa.eu/project/id/502661/de>

33 https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/euwak_i_erdgas_und_wasserstoff_aus_klaeranlagen

34 https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/forschung/wasser/klaeranlage_abwasser/WaStraK_Abschlussbericht_Teil_1.pdf

Beitrag / Verantwortung	Wert	Bemerkung
Leitungslänge	4.600	
Preis pro m	500 €/m	Schätzung von Hersteller
Anschaffung inkl. Einbau und Inbetriebnahme	2.300.000 €	
Jährliche Prüf- und Wartungskosten	9.200 €	ähnlich zu Gashochdruckleitungen ähnlicher Länge
Abschreibungsdauer	25 a	
Kosten insgesamt	2.530.000 €	Gasleitungen häufig sehr viel länger im Gebrauch; Hydro Hub jedoch weniger als 30 Jahre im Einsatz
Kilogramm insgesamt	1.380 t	gemittelt über 30 Jahre, mittelfristig auch Versorgung Saarbahn und Homburg
Kosten H₂-Transport	1,83 €/kg	

Tabelle 17: Kostenbetrachtung Leitungstransport nach Gersweiler

Beitrag / Verantwortung	Wert	Bemerkung
H ₂ -Gestehungskosten	5,60 €/kg	siehe oben
Kosten H ₂ -Verdichtung	0,40 €/kg	siehe oben
Kosten H ₂ -Transport	1,83 €/kg	siehe oben
Gesamtkosten (netto)	7,83 €/kg	Summe

Tabelle 18: Übersicht Kostenbetrachtung leitungsgebundene H₂-Versorgung

A.3.2 Wirtschaftliche und technische Bewertung der potentiellen Verlängerung der Leitung bis zum Betriebshof der Saarbahn

Beitrag / Verantwortung	Wert	Bemerkung
Leitungslänge	3.000	
Preis pro m	500 €/m	Schätzung von Hersteller
Anschaffung inkl. Einbau und Inbetriebnahme	1.500.000 €	
Jährliche Prüf- und Wartungskosten	6.000 €	ähnlich zu Gashochdruckleitungen ähnlicher Länge
Abschreibungsdauer	25 a	
Kosten insgesamt	1.650.000 €	Gasleitungen häufig sehr viel länger im Gebrauch; Hydro Hub jedoch weniger als 30 Jahre im Einsatz
Kosten inklusive Leitung von Hydro Hub nach Gersweiler	4.180.000 €	
Kilogramm Saarbahn	7.000 t	akkumuliert für 25 Jahre
Kilogramm Gersweiler und Saarbahn	8.680 t	akkumuliert für 25 Jahre
Kosten H₂-Transport	0,50 €/kg	

Tabelle 19: Kostenbetrachtung Leitungstransport zur Saarbahn

A.4 Anhang zu Abschnitt 4

A.4.1 Beschreibung möglicher Tankstellen-Topologien

In diesem Abschnitt werden verschiedene Tankstellen-Topologien vorgestellt, die sich vor allem in ihrer Wasserstoffbeschaffung unterscheiden.

Bei der Betankung an einer öffentlichen Tankstelle muss der Busbetreiber Umwege in Kauf nehmen. Dies führt zu zusätzlichen Verbräuchen und möglichen Veränderungen im Umlaufplan. Ferner muss sichergestellt werden, dass die benötigte Menge an Wasserstoff an der öffentlichen Tankstelle zu entnehmen ist. Eine Vereinbarung mit dem jeweiligen Tankstellenbetreiber ist somit unabdingbar.

Wird die Betankung auf dem eigenen Betriebshof angedacht, so muss eine entsprechende Infrastruktur aufgebaut werden und der Wasserstoff beschafft werden. Wasserstoff kann entweder mittels On-site-Elektrolyse am Depot produziert werden oder per Trailer (flüssig oder gasförmig) oder Pipeline (gasförmig) angeliefert werden. Bei der Produktion am Betriebshof muss zusätzlich ein Elektrolyseur neben der Betankungsinfrastruktur installiert werden. In beiden Fällen – Eigenproduktion oder Anlieferung – muss die Tankstelle mit ihren einzelnen Komponenten für den entsprechenden Wasserstoffbedarf der Busflotte ausgelegt werden. Neben den dargestellten Topologien einer Wasserstofftankstelle sind auch weitere möglich.

Die erste Topologie (siehe Abbildung 12) zeigt einen Niederdruck- und Hochdruckspeicher (40 bzw. 500 bar) sowie einen Nieder- und Hochdruckkompressor. Der Hochdruckkompressor komprimiert Wasserstoff aus dem Niederdruckspeicher in den Hochdruckspeicher. Der Tank des Busses bedarf einen Wasserstoff von 350 bar. Der Tank wird zunächst aus dem Hochdruckspeicher per Überströmen betankt. Ab einem Druckgleichgewicht zwischen Hochdruckspeicher und Tank kommt der Niederdruckkompressor zum Einsatz und komprimiert den Wasserstoff aus dem Hochdruckspeicher in den Tank. Der Hochdruckspeicher hat somit zu diesem Zeitpunkt einen geringeren Druck als der 350 bar Tank, weswegen ein Niederdruckkompressor hier eingesetzt wird. Durch die höheren Kosten der Speicherung bei hohen Drücken ist die Dimensionierung des Hochdruckspeichers deutlich geringer als die des Niederdruckkompressors.

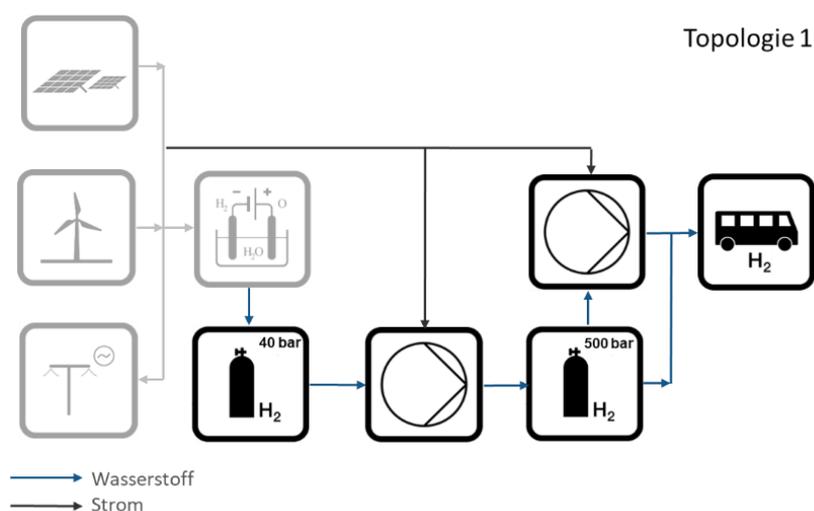


Abbildung 12: Topologie 1: On-Site-Elektrolyse am Depot

In der zweiten Topologie (siehe Abbildung 13) wird auf einen Niederdruckspeicher verzichtet. Die Tankstelle besteht aus einer Wechselbrücke (Hochdruckspeicher) und einem Niederdruckkompressor. Die Betankung des Busses erfolgt analog zur ersten Topologie.

Bei der Belieferung mit dem Trailer hat der Wasserstoff einen Druck zwischen 200-500 bar. Die Wahl der ersten Topologie nimmt also einen Druckverlust des Wasserstoffs in Kauf, wenn der

Wasserstoff aus dem Trailer in den 40 bar Speicher eingespeichert wird. In der zweiten Topologie fungiert der Trailer / die Wechselbrücke als Speicher und kann bei einer Neubelieferung ausgetauscht werden.

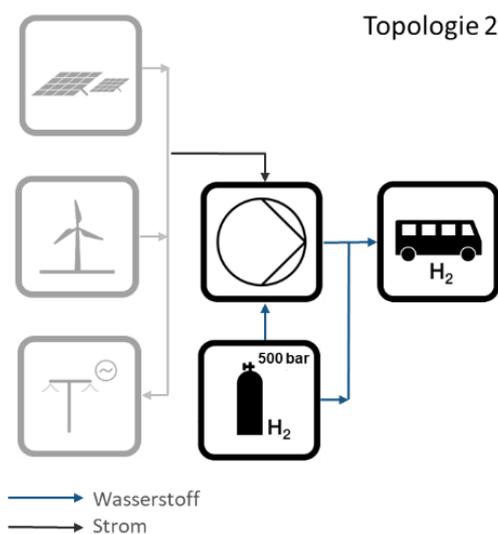


Abbildung 13: Topologie 2: Wasserstoffanlieferung per Trailer

Bei der Belieferung per Pipeline in Topologie 3 (siehe Abbildung 14) besitzt der Wasserstoff einen Druck von 10-15 bar. Bei dieser Betrachtung substituiert die Pipeline den Niederdruckspeicher aus Topologie 1 und der Hochdruckkompressor komprimiert direkt in den Hochdruckspeicher.

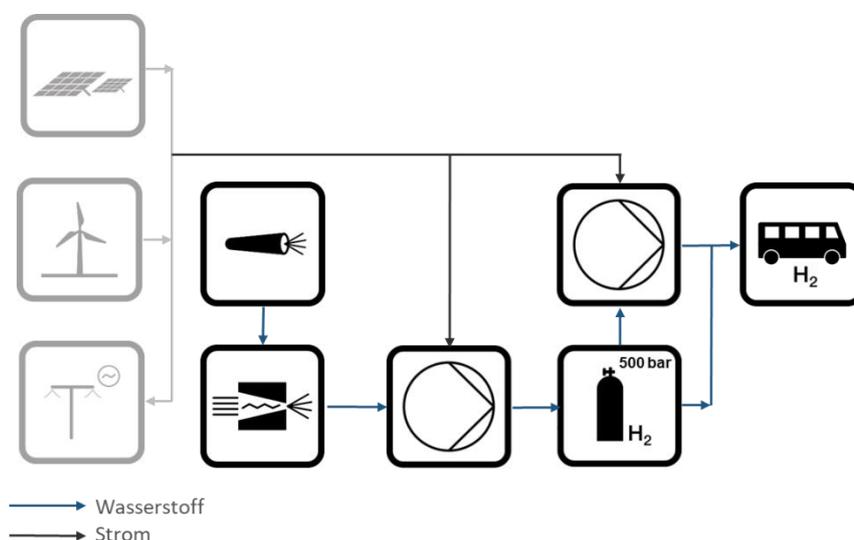


Abbildung 14: Topologie 3: Wasserstoffanlieferung per Pipeline

A.4.2 Anschluss der bestehenden Tankstelle in Gersweiler an den Hydro Hub per Pipeline

Wie in Abschnitt 4.2 beschrieben, wird untersucht, die bestehende Tankstelle von H2Mobility an das Pipeline-Netz der Creos, ausgehend vom Hydro Hub in Fenne, anzuschließen.

Die STEAG geht von einem Wasserstoffproduktionspreis am Hydro Hub von 5 €/kg aus (atmosphärischem Druck). Die Kompression für die benötigten Drücke von 10-15 bar zur Einspeisung ins Gasnetz der Creos, wird durch diese selbst durchgeführt. Creos geht von einem

Wasserstoffbezugspreis aus der zu errichtenden Pipeline an der Tankstelle in Gersweiler von 6 €/kg aus (1 €/kg Netzentgelte – Investitions- und Betriebskosten der Pipeline). Die Reinheit des so angelieferten Wasserstoffs liegt bei 98% (worst-case für einen leitungsgebundenen Transport), sodass eine Gasaufbereitungsanlage (bspw. Pressure Swing Adsorption – PSA) noch an der Tankstelle errichtet werden muss. Kosten für eine PSA, welche einen Durchsatz von 500 kg Wasserstoff pro Tag hat, belaufen sich auf 200.000 €³⁵. Bei 1.500 kg/d ergeben sich 500.000-700.000 €³⁵. Wer diese Kosten tragen wird ist nicht entschieden.

Um die PSA-Kosten für die täglichen Wasserstoffbedarfe der 5 bzw. 21 Busse (74 kg/d bzw. 280 kg/d) zu ermitteln, wird eine Kostenkurve aus den oben genannten Kosten für 500-1.500 kg/d bestimmt. Dafür werden folgende Annahmen getroffen:

- Für den Wasserstoffdurchsatz von 1.500 kg/d wird die konservative Angabe von 700.000 € angenommen.
- Der benötigte Wasserstoffdurchsatz von 5 bzw. 21 Bussen wird auf die nächste 100er-Stelle auf 100 kg/d bzw. 300 kg/d gerundet, um eine Scheingenauigkeit zu vermeiden.
- Zwischen 100 kg/d und 1.500 kg/d wird eine exponentielle Kostenfunktion angenommen.

In Abbildung 15 sind die Investitionskosten der PSA abhängig des Wasserstoffdurchsatzes in kg/d dargestellt. In blau die angegebenen Datenpunkte mit der angenommenen Kostenfunktion sowie in orange die Datenpunkte für die berechneten Investitionskosten in Abhängigkeit des Wasserstoffbedarfs der 5 bzw. 21 Busse (ca. 120.000 € bzw. 160.000 €). Als Betriebs- und Wartungskosten werden 2% der Investitionskosten angenommen.

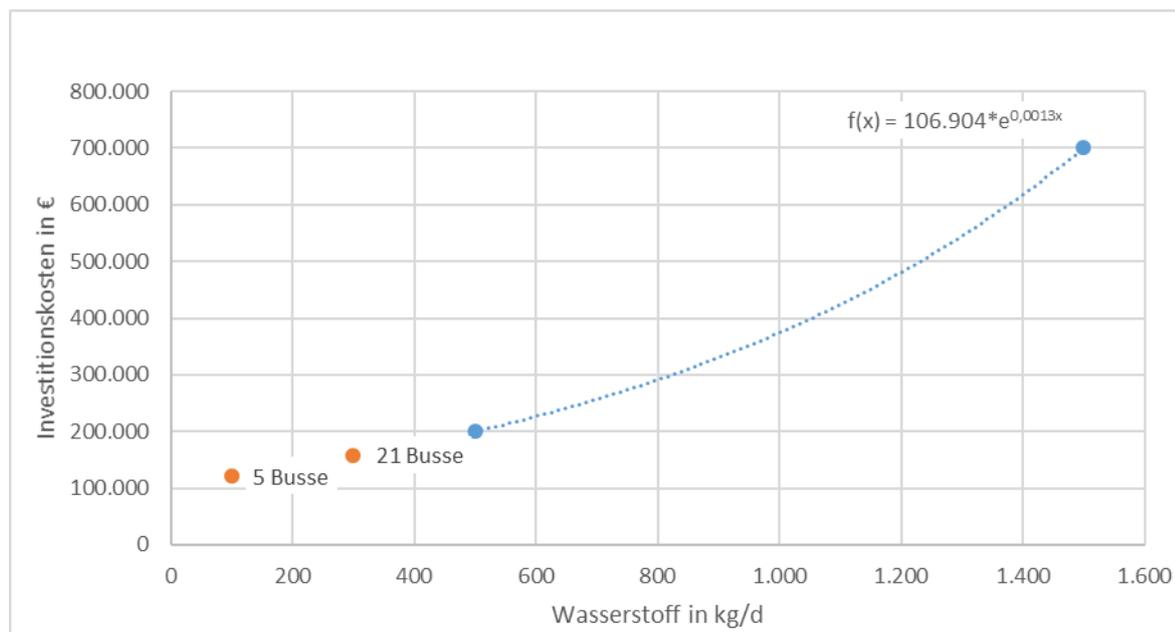


Abbildung 15: Angenommene Kostenfunktion der Gasaufbereitungsanlage (PSA)

A.4.3 Wirtschaftliche Bewertung der Betankung am Betriebshof mit neuer 350 bar-Tankstelle und Belieferung per LKW

Folgende Annahmen werden für eine erste Grobabschätzung der Dimensionierung der bedarfsabhängigen Topologien getroffen:

- In einer Stunde werden max. vier Busse betankt

³⁵ Angabe IAV

- Die Wechselbrücke hat eine Speicherkapazität von 900 kg³⁶; dies entspricht ungefähr dem Bedarf von 21 Bussen von 2 Tagen³⁷ (880 kg)

Die Dimensionierung des Niederdruckkompressors liegt beim Durchsatz zwischen 58 kg/h (5 Busse bei Betankung B) und 77 kg/h (restliche Szenarien). Die Komponentenkosten sind in Tabelle 20 dargestellt.

Komponente	Betankung A: 5 Busse und 21 Busse sowie Betankung B: 21 Busse		Betankung B: 5 Busse	
	CAPEX in €	OPEX in €/a	CAPEX in €	OPEX in €/a
Wechselbrücke	680.000	50.000	680.000	50.000
Niederdruckkompressor	670.000	268.000	560.000	224.000
Dispenser	107.000	5.350	107.000	5.350
Gesamtannuität in €/a		252.808		235.675

Tabelle 20: Komponentenkosten der unterschiedlichen Betankungsszenarien und Ausbaustufen

Bei 5 bzw. 21 Bussen wird die Tankstelle min. 39 Mal bzw. 147 Mal pro Jahr beliefert (Wasserstoffbedarf pro Jahr dividiert durch die Wechselbrückenskapazität). Kostet die Belieferung des Wasserstoffs 7,50 €/kg bzw. 15 €/kg³⁸ so ergeben sich für

- 5 Busse: 259.000 €/a bzw. 519.000 €/a und für
- 21 Busse: 986.000 €/a bzw. 1.973.000 €/a.

Mit den Annuitäten der Komponentenkosten (exkl. Genehmigungs-, Installations- und Ingenieurdienstleistungskosten) können somit folgende Wasserstoffkosten an der Tankstelle erreicht werden (vgl. Tabelle 3).

	Betankung A		Betankung B	
	5 Busse	21 Busse	5 Busse	21 Busse
Wasserstoffkosten in €/kg (7,50 €/kg Belieferung)	14,81	9,42	14,32	9,42
Wasserstoffkosten in €/kg (15 €/kg Belieferung)	22,31	16,92	21,82	16,92

Tabelle 21: Wasserstoffkosten der unterschiedlichen Betankungsszenarien und Ausbaustufen

In keinem Szenario wird ein wirtschaftliches Ergebnis erzielt. Die Wasserstoffkosten liegen über dem derzeit politisch festgelegten Wasserstoffpreis an Tankstellen von 9,50 €/kg bzw. 7,98 €/kg (exkl. Mehrwertsteuer)³⁹.

A.4.4 Gegenüberstellung der Grobabschätzung und der computergestützten Optimierung der Tankstellendimensionierung

Folgende Annahmen werden für eine erste Abschätzung der Dimensionierung der bedarfsabhängigen Topologien getroffen:

³⁶ LBST, 2019; stellt eine feste Größe der Wechselbrücke dar und kann daher bei kleiner benötigten Volumina nicht reduziert werden.

³⁷ https://www.starterset-elektromobilität.de/content/1-Bausteine/5-OEPNV/now_leitfaden_einfuehrung-wasserstoffbusse.pdf

³⁸ Annahme RLI. Belieferungskosten stark abhängig von der Menge und Herkunft des Wasserstoffs (Farbe, Distanz usw.). Herr Gönner, Gönner Consulting, lieferte Werte zwischen 8,50 €/kg (inkl. Miete des Speichers – fällt hier in der Betrachtung weg) und 20 €/kg (inkl. Gasflaschen)

³⁹ Roland Berger, 2020

- In einer Stunde werden max. vier Busse betankt
- Betankung A:
 - Der Hochdruckspeicher hat eine Kapazität in Höhe des Bedarfs von einem Tag.
 - Der Hochdruckkompressor (Kompression von 15 bar auf 500 bar) muss in 22 bzw. 18 Stunden (bei 5 bzw. 21 Bussen) den Hochdruckspeicher für die nächsten Betankungen befüllen.
- Betankung B:
 - Der Hochdruckspeicher hat eine Kapazität in Höhe des Bedarfs der morgendlichen bzw. abendlichen Betankung zzgl. eines 10% Aufschlags zur Erhaltung eines Mindestdrucks.
 - Der Hochdruckkompressor (Kompression von 15 bar auf 500 bar) muss in 5 bzw. 3 Stunden (bei 5 bzw. 21 Bussen) den Hochdruckspeicher für die nächsten Betankungen befüllen.

Folgende Dimensionierung der Tankstelle je Bedarfs- und Ausbauszenario ergeben sich bei der ersten Grobabschätzung (siehe Tabelle 22). In beiden Ausbaustufen zeigt sich, dass der Hochdruckkompressor einen höheren Durchsatz benötigt. Dies liegt an dem kürzeren Zeitintervall, innerhalb welchem der Hochdruckspeicher befüllt werden muss. Der Hochdruckspeicher kann in beiden Ausbauszenario bei Betankung B reduziert werden. Bei dem ersten Ausbauszenario kann eine Reduktion des Niederdruckkompressors erzielt werden.

Komponente	5 Busse		21 Busse	
	Betankung A	Betankung B	Betankung A	Betankung B
Hochdruckspeicher in kg	95	64	360	219
Niederdruckkompressor in kg/h	76	58	76	76
Hochdruckkompressor in kg/h	4	12	20	54

Tabelle 22: Grobabschätzung der Tankstellenkomponentendimensionen

In Tabelle 23 sind die Kosten der einzelnen Komponenten der Tankstelle, die Gesamtannuität und der Wasserstoffpreis je Bedarfs- und Ausbauszenario bei der ersten Grobabschätzung angegeben (exkl. Genehmigungs-, Installations- und Ingenieurdienstleistungskosten).

Das Szenario in der zweiten Ausbaustufe mit 21 Bussen bei der Betankung A weist die günstigsten Wasserstoffkosten mit 7,85 €/kg auf. Die Wasserstoffkosten liegen unter dem derzeit politisch festgelegten Wasserstoffpreis an Tankstellen von 9,50 €/kg bzw. 7,98 €/kg (exkl. Mehrwertsteuer). Es kann somit ein Profit von 18 ct/kg – ohne Genehmigungs-, Installations- und Ingenieurdienstleistungskosten – erzielt werden.

Die Betankung B in der gleichen Ausbaustufe zeigt höhere Kosten. Dies lässt sich durch den höheren Durchsatz des Hochdruckkompressors erklären. Die Reduktion des Hochdruckspeichers kann diese Kostenerhöhung nicht ausgleichen. Zwischen der Betankung A und der Betankung B der ersten Ausbaustufe mit 5 Bussen weist das Szenario mit der Betankung B die günstigeren Wasserstoffkosten auf. Dies liegt daran, dass neben der Erhöhung des Durchsatzes des Hochdruckkompressors um 8 kg/h gleichzeitig der Durchsatz des Niederdruckkompressors um 18 kg/h reduziert werden kann. Die Wasserstoffkosten liegen über dem derzeit politisch festgelegten Wasserstoffpreis an Tankstellen von 9,50 €/kg bzw. 7,98 €/kg (exkl. Mehrwertsteuer).

Betankung A				
Komponente	5 Busse		21 Busse	
	CAPEX in €	OPEX in €/a	CAPEX in €	OPEX in €/a
Wasserstoffbezug (6,50 €/kg)	-	225.000	-	855.000
Reinigung	120.000	2.400	160.000	3.200
Hochdruckspeicher	83.000	830	315.000	3.150
Niederdruckkompressor	670.000	26.800	670.000	26.800
Hochdruckkompressor	102.000	4.080	285.000	11.400
Dispenser	107.000	5.350	107.000	5.350
Gesamtannuität in €/a	373.000		1.059.000	
Wasserstoffkosten in €/kg	10,78		8,05	
Betankung B				
Komponente	5 Busse		21 Busse	
	CAPEX in €	OPEX in €/a	CAPEX in €	OPEX in €/a
Wasserstoffbezug (6,50 €/kg)	-	225.000	-	855.000
Reinigung	120.000	2.400	160.000	3.200
Hochdruckspeicher	56.000	560	192.000	1.920
Niederdruckkompressor	560.000	22.400	670.000	26.800
Hochdruckkompressor	201.000	8.040	534.000	21.360
Dispenser	107.000	5.350	107.000	5.350
Gesamtannuität in €/a	368.000		1.080.000	
Wasserstoffkosten in €/kg	10,65		8,21	

Tabelle 23: Darstellung der CAPEX und OPEX der Komponenten der Tankstelle, die Gesamtannuität je Betankungsszenarios und Ausbaustufe sowie deren Wasserstoffkosten (Grobabschätzung)

Computergestützte Optimierung

In Tabelle 25 sind die Ergebnisse der Wasserstoffkosten aus der computergestützten Dimensionierung der Tankstellentopologie aufgeführt. Es ist erkennbar, dass durch die Optimierung im Betankungsszenario A der ersten Ausbaustufe keine kostengünstigeren Ergebnisse erzielt werden konnten. In Betankungsszenario B konnte die Kapazität des Hochdruckspeichers als auch der Durchsatz des Hochdruckkompressors reduziert werden (siehe Tabelle 24). Dies spiegelt sich dementsprechend auch in den 33 ct/kg preiswerteren Wasserstoffkosten wieder. In der Ausbaustufe mit 21 Bussen konnten bei der Betankung A 8 ct/kg und bei der Betankung B 33 ct/kg durch die reduzierte Kapazität des Hochdruckspeichers (Betankung A) und den reduzierten Durchsatz des Hochdruckkompressors (Betankung A und B) erreicht werden. Die Wasserstoffkosten liegen unter dem derzeit politisch festgelegten Wasserstoffpreis an Tankstellen von 9,50 €/kg bzw. 7,98 €/kg (exkl. Mehrwertsteuer). Es kann somit ein Profit erzielt werden (exkl. Genehmigungs-, Installations- und Ingenieurdienstleistungskosten).

Komponente	5 Busse		21 Busse	
	Betankung A	Betankung B	Betankung A	Betankung B
Hochdruckspeicher in kg	95	60	275	235
Niederdruckkompressor in kg/h	76	58	76	76
Hochdruckkompressor in kg/h	4	6	19	16

Tabelle 24: Computergestützte Dimensionierung der Tankstellenkomponenten

Betankung A				
	5 Busse		21 Busse	
Komponente	CAPEX in €	OPEX in €/a	CAPEX in €	OPEX in €/a
Wasserstoffbezug (6,50 €/kg)	-	225.000	-	855.000
Reinigung	120.000	2.400	160.000	3.200
Hochdruckspeicher	83.000	830	240.000	2.400
Niederdruckkompressor	670.000	26.800	670.000	26.800
Hochdruckkompressor	102.000	4.080	275.000	11.000
Dispenser	107.000	5.350	107.000	5.350
Gesamtannuität in €/a	373.000		1.049.000	
Wasserstoffkosten in €/kg	10,78		7,98	
Betankung B				
	5 Busse		21 Busse	
Komponente	CAPEX in €	OPEX in €/a	CAPEX in €	OPEX in €/a
Wasserstoffbezug (6,50 €/kg)	-	225.000	-	855.000
Reinigung	120.000	2.400	160.000	3.200
Hochdruckspeicher	52.000	520	205.000	2.050
Niederdruckkompressor	560.000	22.400	670.000	26.800
Hochdruckkompressor	132.000	5.280	247.000	9.870
Dispenser	107.000	5.350	107.000	5.350
Gesamtannuität in €/a	358.000		1.041.000	
Wasserstoffkosten in €/kg	10,36		7,92	

Tabelle 25: Darstellung der CAPEX und OPEX der Komponenten der Tankstelle, die Gesamtannuität je Betankungsszenarios und Ausbaustufe sowie deren Wasserstoffkosten der computergestützten Dimensionierung

Ermittlung der benötigten Fördermittel für die erste Ausbaustufe

In vorliegendem Abschnitt werden die benötigten Fördermittel für die Investitions- und Betriebskosten zur Erreichung einer Wirtschaftlichkeit dargestellt. Als beispielhafte Grundlage hierzu werden die computergestützt dimensionierten Tankstellenkomponenten aus Abschnitt 4.4 angenommen. Da im Fall der Ausbaustufe mit 21 Bussen sowohl in Betankung A (7,98 €/kg H₂) als auch Betankung B (7,92 €/kg H₂) ein wirtschaftliches Gesamtergebnis erzielt werden kann, wird dieser Fall an dieser Stelle nicht betrachtet. Es sei aber anzumerken, dass die Kosten nicht die Genehmigungs-, Installations- und Ingenieurdienstleistungskosten beinhalten. Diese Kosten sind stark vom Einzelfall abhängig und können dementsprechend an dieser Stelle keine Berücksichtigung finden.

Damit eine Wirtschaftlichkeit in der ersten Ausbaustufe mit 5 Bussen bei Betankung A erzielt werden kann ist eine 50%-ige Förderung der Investitionskosten aller Komponenten nötig sowie eine Reduzierung der Wasserstoffbezugskosten auf ca. 5,5 €/kg (ca. 10%) nötig. Für Betankung B ist ebenfalls eine 50%-ige Förderung der Investitionskosten aller Komponenten sowie eine Reduktion der Wasserstoffbezugskosten auf 5,8 €/kg (ca. 5%) erforderlich. Durch eine solche Förderung der Investitions- und Betriebskosten (hier die Wasserstoffbezugskosten) kann der derzeit politisch festgelegten Wasserstoffpreis an Tankstellen unterschritten und somit eine Wirtschaftlichkeit erzielt werden.

Betankung A		
	5 Busse	
Komponente	CAPEX in €	OPEX in €/a
Wasserstoffbezug (5,5 €/kg)	-	190.000
Reinigung	60.000	1.200
Hochdruckspeicher	41.500	415
Niederdruckkompressor	335.000	13.380
Hochdruckkompressor	51.000	2.040
Dispenser	53.500	2.680
Gesamtannuität in €/a	273.000	
Wasserstoffkosten in €/kg	7,90	
Betankung B		
	5 Busse	
Komponente	CAPEX in €	OPEX in €/a
Wasserstoffbezug (5,8 €/kg)	-	201.000
Reinigung	60.000	1.200
Hochdruckspeicher	26.000	260
Niederdruckkompressor	280.000	11.200
Hochdruckkompressor	66.000	2.640
Dispenser	53.500	2.680
Gesamtannuität in €/a	275.000	
Wasserstoffkosten in €/kg	7,97	

Tabelle 26: Darstellung der CAPEX und OPEX der Komponenten der Tankstelle, die Gesamtannuität je Betankungsszenarios und Ausbaustufe sowie deren Wasserstoffkosten der computergestützten Dimensionierung (50% CAPEX Förderung und 5-10% Förderung der Wasserstoffbezugskosten)

A.4.5 Abstrahierung der Ergebnisse mit Einbeziehung der HyExpert- und HyPerformer-Netzwerke

Der Einsatz von Brennstoffzellen-Bussen ist Bestandteil vieler Konzepte der HyExpert- und HyPerformer-Regionen. Vor allem bei den HyPerformern gibt es konkrete Anschaffungspläne. In der Metropolregion Nordwest sollen im Projekt „Hyways for Future“ bis zu 20, in der Region Landshut im Projekt „HyBayern“ bis zu 35 und in der Region Rhein-Neckar im Projekt „H2-Rivers“ bis zu 40 BZ-Busse angeschafft werden. Der Aufbau der dazugehörigen Tankstelleninfrastruktur ist ebenfalls Teil der Pläne. Beispielsweise sollen im Projekt „HyBayern“ zwei öffentliche H2-Tankstellen für Pkw, Busse und Lkw, sowie eine dezentrale H2-Tankstelle mit integrierter H2-Erzeugung aus PV-Strom gebaut werden. Da für die HyExpert-Regionen erst noch Konzepte erarbeitet werden, sind noch wenige konkrete Zahlen zur Anschaffung von BZ-Bussen vorhanden.

In der Region Oberallgäu sollen mittelfristig 20 BZ-Busse nötig sein, um die erste Stufe der H2-Produktion auszunutzen. Die Stadt Bielefeld, Partner der Region Lippe, hat vier BZ-Busse und eine H2-Tankstelle bestellt, um 2022 den Einsatz auf einer Buslinie zu erproben.

Eine detaillierte Gegenüberstellung der HyExpert- und HyPerformer-Projekte ist aufgrund der noch nicht veröffentlichten Ergebnisse aktuell nicht möglich.

Übersicht über alle HyExpert- und HyPerformer-Projekte

Im Zuge der Initiative „HyLand – Wasserstoffregionen in Deutschland“ vom BMVI wurden 16 Regionen ausgewählt, um eine lokale Wasserstoff-Wirtschaft aufzubauen (siehe Tabelle 27). Darunter befinden sich drei HyPerformer-Regionen, die zur Umsetzung bereits bestehender Wasserstoffkonzepte mit jeweils 20 Mio. Euro bezuschusst werden und 13 HyExpert-Regionen, die zur Entwicklung konkreter Projektideen für Wasserstoffkonzepte mit jeweils max. 300 Tsd. Euro bezuschusst werden.

Ort	Projekt	HyLand	Fokus
Brake	H2BrakeCO2	HyExpert	Hafen & Logistik
Emsland	H2-RegionEmsland	HyExpert	Mobilität, Energiewirtschaft, Industrie
Essen	E-GoH2-Ecosystem	HyExpert	Mobilität (in Ballungsgebieten)
Frankfurt/Main	MH2-Regio	HyExpert	H2-Produktion mit Müll-HKW
Fulda	HyWheels	HyExpert	Dekarbonisierung des Verkehrssektors durch Einsatz von BZ-Fahrzeugen
Ingolstadt	IN2H2	HyExpert	Einführung H2-Mobilität in kommunalen Flotten
Lippe	HyDrive OWL	HyExpert	Gesamte Wertschöpfungskette (Erzeugung, Verteilung/Speicherung, Nutzung)
Oberallgäu	HyAllgäu	HyExpert	Regionale H2-Gewinnung (Wind, PV, Kläranlage) für Verkehrssektor
Osterholz	H2-Lastverkehr	HyExpert	Kopplung regionaler EE-Erzeugung und Lastverkehr mit H2
Recklinghausen	HyLandEL	HyExpert	Einsatz von H2 in Mobilität und Logistik
Ulm	H2PURE	HyExpert	Logistik
Wunsiedel	LK_WUN_H2-Region	HyExpert	H2-Produktion und -nutzung
Landshut	HyBayern	HyPerformer	CO2-freie H2-Produktion, H2-Logistik für Mobilitätsanwendung
Metropolregion Nordwest	Hyways for Future	HyPerformer	Aufbau H2-Modellregion mit Fokus auf Verkehr
Metropolregion Rhein-Neckar	H2-Rivers	HyPerformer	Markteintritt H2- und BZ-Technologie im Transportsektor

Tabelle 27: Übersicht über alle HyExpert- und HyPerformer-Projekte

A.4.6 Förderung

In Tabelle 28 sind die aktuellen Förderprogramme (Stand Juli 2021) im Bezug zu Wasserstofftankstellen dargestellt.

Absehbare Förderprogramme, welche derzeit in der Notifizierung sind und neben Fahrzeugen auch die entsprechende Infrastruktur fördern (inkl. Elektrolyseur), sind ferner folgende⁴⁰:

- Richtlinie zur Förderung von Nutzfahrzeugen (N1-N2) mit Klimafreundlichen Antrieben (2021)
 - Förderung von Fahrzeugen, Infrastruktur und Machbarkeitsstudien
 - Technologieübergreifend (BEV, FCEV und Hybrid)
 - Geplante Förderquote bis zu 80% der Investitionsmehrkosten für Fahrzeuge und Infrastruktur
- Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Personennahverkehr (2021)
 - Förderung von Fahrzeugen, Infrastruktur und Machbarkeitsstudien
 - Technologieübergreifend (BEV, FCEV und Hybrid)
 - Geplante Förderquote bis zu 80% der Investitionsmehrkosten für Fahrzeuge und 40% für Infrastruktur
- Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr (2021)
 - Förderung von Fahrzeugen, Infrastruktur und Machbarkeitsstudien
 - Geplante Förderquote 40-60% der Investitionsmehrkosten für Fahrzeuge und für Infrastruktur

⁴⁰ Wasserstoffvollversammlung, 2021

Förderrichtlinie für Maßnahmen der Marktaktivierung im Rahmen des NIP Phase 2 (Schwerpunkt nachhaltige Mobilität)

Link

<https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/foerderrichtlinie-marktaktivierung-20200709.pdf>

Fördergegenstand

u. a. Investitionszuschüsse für:

- lokale Wasserstoffinfrastruktur im Mobilitätssektor, sofern diese interessierten Nutzern zu offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen zur Verfügung gestellt wird
- Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff für den Einsatz im Mobilitätsbereich, sofern der Betrieb mit erneuerbarem Strom erfolgt und der Wasserstoff im Mobilitätsbereich eingesetzt wird

Art, Umfang und Höhe der Förderung

- Wasserstoffinfrastruktur:
 - o Investitionszuschuss darf nicht höher sein als die Differenz zwischen den zuwendungsfähigen Ausgaben und dem Betriebsgewinn der Investition
- Elektrolyseanlagen:
 - o bis zu 45% der Investitionsausgaben
 - o KMU können im Einzelfall höhere Beihilfeintensitäten gewährt werden

Verfahren

Einstufiges Antragsverfahren

- Einreichen von Förderanträgen mit folgenden Angaben:
 - o Name und Größe des Unternehmens
 - o Beschreibung des Vorhabens mit Beginn und Abschluss
 - o Standort des Vorhabens
 - o Ausgaben des Vorhabens
 - o Art der Beihilfe und Höhe der für das Vorhaben benötigten öffentlichen Finanzierung

Ansprechpartner

- Projektträger: Projektträger Jülich
- Ansprechpartnerin: Dr. Sophie Haebel
- Telefon: 0 30/2 01 99-5 32

Tabelle 28: Förderprogramme für Wasserstofftankstellen

A.5 Anhang zu Abschnitt 5

A.5.1 Gegenüberstellung und Bewertung verfügbarer Züge

In vorliegendem Abschnitt werden zunächst die unterschiedlichen Triebzüge dar- und gegenübergestellt. Anschließend werden die derzeit verfügbaren Modelle mit Batterie- und Wasserstoffantrieben vorgestellt.

Elektrotriebzug (Electric Multiple Unit – EMU)

Ein Elektrotriebzug bezieht seine Antriebsenergie über eine Oberleitung. Die elektrische Energie wird als einphasige Wechselspannung mit 15 kV über einen Pantographen in das elektrische System des Triebzugs geführt. Das elektrische System besteht aus Trafo, Stromrichter und Elektromotor. Der Trafo setzt die Spannung auf ein erforderliches Niederspannungsniveau. Der Stromrichter richtet den Strom auf den benötigten dreiphasigen Wechselstrom, den der Elektromotor zum Antrieb braucht. Bremsenergie kann per Rekuperation über die Oberleitung zurück ins Netz gespeist werden.⁴¹

Dieselhybrid-Triebzug

Bei einem Dieselhybrid-Triebzug wird auf oberleitungsfreien Strecken in einem Dieselgenerator Strom erzeugt, der zum Antrieb genutzt wird. Gleichzeitig steht auch eine Batterie zur Verfügung, welche bei vorhandener Oberleitung oder durch Bremsenergie geladen wird. Durch die Batterie kann ein Dieselhybrid-Triebzug teilweise oberleitungsfreie Strecken emissionsfrei befahren. Dieselhybride sind in der fahrzeugseitigen Umsetzung technisch komplex und teuer und hinsichtlich des Ziels der Dekarbonisierung nur eine Übergangsvariante. Der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen wäre bilanziell eine klimaneutrale Lösung, ist aber aufgrund des hohen Energieaufwands in der Herstellung nicht für den Schienenverkehr zu rechtfertigen.⁴¹

Batterietriebzug (Battery Electric Multiple Unit – BEMU)

Ein Batterietriebzug hat vom Grundaufbau den selben Antrieb wie ein EMU, wird aber um eine Traktionsbatterie erweitert. Dadurch kann er auch auf oberleitungsfreien Strecken fahren. Auf Strecken mit Oberleitung kann über einen Pantographen eine Verbindung zum elektrischen System aufgebaut werden, um wie ein EMU zu agieren. Gleichzeitig kann über die Oberleitung die Batterie geladen werden. Auch die Bremsenergie kann zum Laden genutzt oder direkt ins Netz gespeist werden. Nachteilig an einem BEMU ist, dass er aufgrund der Batterie rund 10 Prozent schwerer ist, als ein EMU gleicher Bauart. Außerdem muss die Batterie, aufgrund der geringen Reichweite, regelmäßig nachgeladen werden. Das erfordert eine Anpassung der Betriebskonzepte oder sogar die Einrichtung von Elektrifizierungsiseln zum Nachladen. Vorteilhaft an einem BEMU ist, dass der stetig zunehmende Anteil an erneuerbaren Energien ohne zusätzlichen Aufwand genutzt werden kann und somit ein Beitrag zur Sektorkopplung geleistet wird.⁴¹

Wasserstoff-Brennstoffzellen-Triebzug (Fuel Cell Electric Multiple Unit – FCEMU)

Vom Aufbau gleicht ein Wasserstoff-Brennstoffzellen-Triebzug einem Dieselhybrid-Triebzug. Statt einem Dieselgenerator verfügt er über Brennstoffzellen-Stacks. Als Treibstoff dient Wasserstoff, der in Drucktanks gespeichert wird. In der Brennstoffzelle wird Wasserstoff in einer chemischen Reaktion mit Sauerstoff in Wasserdampf umgewandelt. Die dabei freiwerdende Energie wird als elektrischer Strom bereitgestellt, der zum Antrieb genutzt wird. Zusätzlich bedarf es einer Dynamikbatterie, welche die benötigten Leistungsspitzen zur Beschleunigung bereitstellt. Außerdem kann die Bremsenergie in ihr gespeichert werden. Durch das Vorhandensein von zwei Technologiekomponenten in Brennstoffzelle und Batterie ergeben sich hohe Anschaffungs- und Instandhaltungskosten. Außerdem ist ein FCEMU abhängig von einer Wasserstoffinfrastruktur. Trotzdem leistet auch ein FCEMU einen Beitrag zur

⁴¹ <https://www.vde.com/resource/blob/1889656/5f42b90859412b8590d0c7539604b0bc/pressemitteilung---studie-alternative-antriebssysteme-im-spnv--1--data.pdf>

Sektorenkopplung, wenn grüner Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom verwendet wird. Außerdem ist ein FCEMU aufgrund der großen Reichweite unabhängig von einer Oberleitung und kann auf Linien mit größeren Elektrifizierungslücken verwendet werden.

41

Bewertung der Technologien

Die VDE hat die Antriebskonzepte hinsichtlich verschiedener Kriterien von 0 für sehr schlecht bis 10 für sehr gut für das Jahr 2025 bewertet. Die einzelnen Bewertungskriterien sind nochmal unterteilt (vgl. VDE, 2019). Die Betriebsfreundlichkeit bezieht sich auf Zuverlässigkeit, Einsatzflexibilität und Sicherheits-Performance, die Wirtschaftlichkeit auf Kosten-Performance, die Infrastrukturfreundlichkeit auf Infrastruktur-Sparsamkeit und -Aufwandsvermeidung, die Ressourcenverfügbarkeit auf Energiebeschaffung und Rohmaterialbeschaffung, die Umweltverträglichkeit auf Energieeffizienz, globale und lokale Emissionsvermeidung und die Systemdienlichkeit auf Energiewende-Tauglichkeit und Infrastrukturplan-Konformität.⁴¹

In Abbildung 16 ist die Bewertung von EMU, BEMU und FCEMU nach den sechs Kriterien dargestellt. Die Bewertung des Dieselhybrid-Triebzuges wird hier nicht berücksichtigt, da eine komplette Dekarbonisierung des Schienenverkehrs angestrebt wird.

In den Kriterien Betriebsfreundlichkeit, Ressourcenverfügbarkeit sowie Umweltverträglichkeit ist der EMU dem BEMU sowie dem FCEMU überlegen. Für die Betriebsfreundlichkeit liegt es unter anderem daran, dass die Resilienz bei extremen Außentemperaturen des EMU durch den Oberleitungsbetrieb nicht die Leistung der Antriebe beeinträchtigt. Bei BEMU sowie FCEMU steht die für Kühlung/Beheizung der Innenräume benötigte Energie in direkter Konkurrenz mit der zum Antrieb benötigten Energie des Zuges. Die Überlegenheit in der Ressourcenverfügbarkeit liegt an den sehr etablierten standardisierten Komponenten sowie eines klar etablierten Portfolios von Elektrotriebzügen. Bzgl. der Umweltverträglichkeit stehen der BEMU durch die erhöhten CO₂-Emissionen bei der Herstellung für die Traktionsbatterien und Elektromotoren sowie der FCEMU durch die Herstellung von Brennstoffzellen, Batterie, Elektromotor und Drucktanks dem EMU nach.

In den Kriterien Systemdienlichkeit und Infrastrukturfreundlichkeit schneidet der FCEMU am besten ab. Dies liegt primär daran, dass bis 2025 die Systemrelevanz von Wasserstoff mit dem Anteil Erneuerbarer Energien im Netz ansteigt, um die volatile Produktion der Erneuerbaren zeitlich zu entkoppeln. Zusätzlich kann Wasserstoff auch in anderen Nutzungspfaden synergetisch genutzt werden, sodass es zu keinen redundanten Wasserstoffquellen und -Lieferketten kommt. Dadurch, dass FCEMU keine zusätzlichen Infrastrukturmaßnahmen benötigt, EMU und BEMU sind komplett bzw. auf längeren Strecken abhängig von einem Oberleitungsausbau, ist dieser Triebzug überlegen.

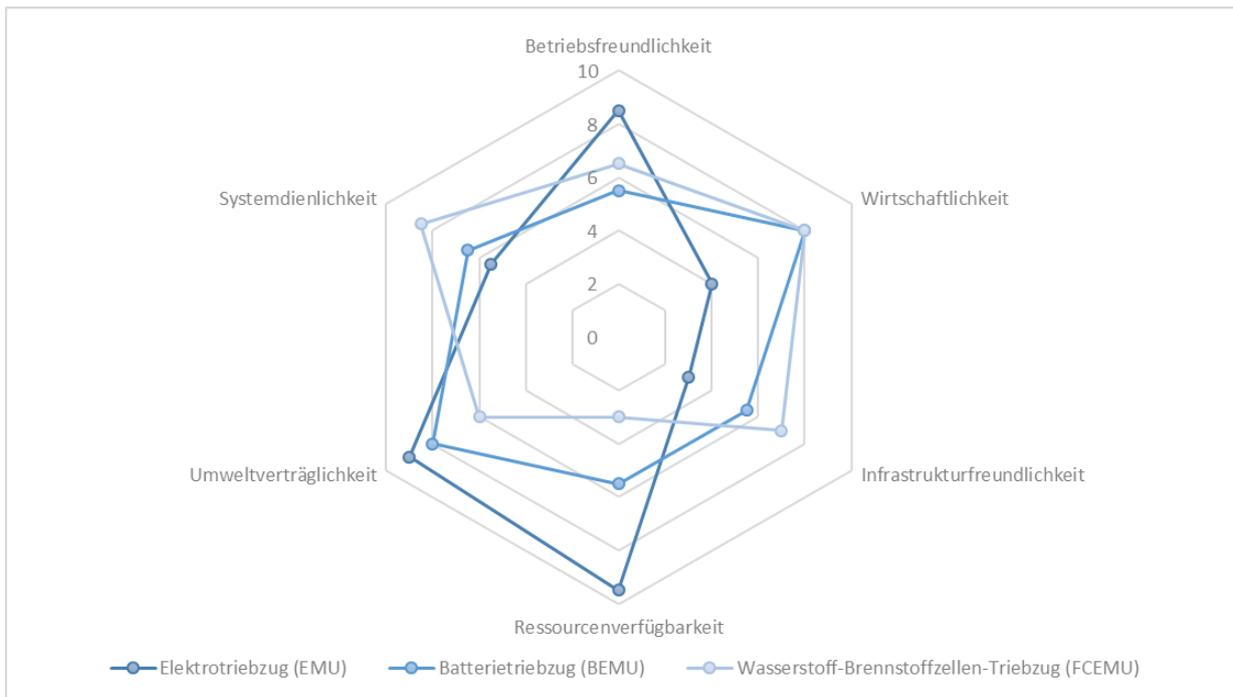


Abbildung 16: Bewertung der Triebzugkonzepte (Daten: VDE⁴¹)

Verfügbare Modelle mit Batterie- und Wasserstoffantrieb

In Tabelle 29 sind die derzeit am Markt verfügbaren Modelle mit Batterie- und Wasserstoffantrieb dargestellt. Es ist erkennbar, dass die wasserstoffbetriebenen Züge deutlich weitere Distanzen zurücklegen können, als batteriebetriebene Züge. Der Einsatz von FCEMU auf langen Strecken ohne ausgebaute Oberleitungen ist daher prädestiniert.

Modell - Hersteller	Wagenanzahl	Reichweite in km	Geschwindigkeit in km/h	Antrieb
Talent 3 BEMU - Bombardier	3	40-60	140	BEMU
Mireo Plus B - Siemens Mobility	2 – 3	80-100	160	BEMU
FLIRT 3 AKKU - Stadler	3	80	140	BEMU
Coradia iLINT - Alstom	2	600-1000	140	FCEMU
Mireo Plus H - Siemens Mobility	2 – 3	600-1000	160	FCEMU
Schmalspur H2-BZ-Triebzug - Stadler Rall	4	ca. 600	80	FCEMU

Tabelle 29: Verfügbare Modelle mit Batterie- und Wasserstoffantrieb⁴¹

A.6 Anhang zu Abschnitt 6

A.6.1 Kritische Tauglichkeitsprüfung der Gesamtlösungen für wasserstoffbetriebene LKW

Kundensicht	Diesel	H ₂ -Verbrennung	Brennstoffzelle	Batterie	Bemerkung
Tank- und Ladezeiten	10 min.	15 min.	15 min.	4-8 h	Annahme: Batterie mit 1.100 kWh
Reichweite	2.500 km	800 bis 900 km	800 bis 900 km	800 bis 900 km	H ₂ zunächst 700 bar; mittelfristig ggf. CCH ₂ oder LH ₂
Zeitliche Verfügbarkeit	sofort	Flottenerpr: Mitte bis Ende 2023 Serie: Mitte bis Ende 2024	Flottenerpr: Sofort (Schweiz) Serie: ab 2025 in ausgewählten Anwendungen	Flottenerpr: Mitte bis Ende 2023 Serie: Mitte bis Ende 2024	BZ- und BEV-Fahrzeuge ggf. längere Lieferzeit; BZ-LKW derzeit v.A. in Schweiz; BZ in Serie ggf. erst 2028 (Problem beispielsweise Sicherstellung der H ₂ -Qualität)
Kraftstoffreinheit	nicht relevant	98%	99,999% (5.0) oder 99,97% (3.7)	nicht relevant	Deutschland bzw. europaweite Sicherstellung von 5.0 Qualität mögliches Problem
Erfüllung gesetzl. Anforderungen	bspw. nicht Clean Vehicle Directive	keine Zulassungsregularien	ja	ja	H ₂ -Verbrennung zukünftig ggf. Probleme falls pauschales Verbot von VKM
H ₂ -Safety	nicht relevant	relevant	relevant	nicht relevant	Aufprallschutz; Crashesicherheit; Gefahrgut; Blow-off in geschlossenen Räumen; Anforderungen an Be- und Entlüftungssysteme
Einflüsse auf Nutzraum	Baseline	hoher Einfluss ¹⁾	hoher Einfluss ¹⁾	geringer Einfluss	1) Speicher hinter Kabine; kürzerer Trailer oder kein Schlafrum oder längerer Radstand
Einflüsse auf Nutzlast	Baseline	geringer Einfluss	geringer Einfluss	hoher Einfluss ¹⁾	1) Batterie bei entsprechenden Kapazitäten sehr schwer

Tabelle 30: Gegenüberstellung der Antriebskonzepte aus Kundensicht

Ökonomische Faktoren	Diesel	H ₂ -Verbrennung	Brennstoffzelle	Batterie	Bemerkung
Fahrzeugkosten Zugmaschine (netto)	2021: 88,5 T€ 2025: 88,5 T€ 2030: 93,5 T€	2025: 155 T€ + ¹⁾ 2030: 130 T€ + ¹⁾	2021: 400 T€ 2025: 274 T€ + ²⁾ 2030: 141 T€ + ²⁾	2025: 433 T€ 2030: 213 T€ + ³⁾	1) hohe Abhängigkeit von der Stückzahl, höhere Kosten vorrangig durch Tanksystem 2) Kostendegression basiert auf jährlichen BZ-Stückzahlen >500.000 3) Annahme: sehr starke Verringerung der Kosten für Batterie und E-Motor
Kraftstoffverbrauch EU Long Haul 2025 pro 100 km	29,0 l	9,2 kg	7,9 kg	127 kWh	
Kraftstoffverbrauch EU Long Haul 2030 pro 100 km	27,5 l	9,0 kg	7,1 kg	126 kWh	
Kraftstoffkosten 2025	1,15 €/l	7,92 €/kg ¹⁾	7,92 €/kg ¹⁾	0,25 €/kWh	1) H ₂ -Kosten basierend auf Elektrolyse in Deutschland
Kraftstoffkosten 2030	1,32 €/l	7,86 €/kg ¹⁾	7,86 €/kg ¹⁾	0,25 €/kWh	1) H ₂ -Kosten basierend auf Elektrolyse in Deutschland
Wartungskosten	Baseline	ähnlich wie Diesel	weniger Bremsverschleiß; im Idealfall kein Austausch BZ ¹⁾	weniger Bremsverschleiß; ggf. einmaliger Batteriewechsel ²⁾	1) bei hoher H ₂ -Qualität optimalerweise kein Austausch der BZ (insbesondere falls 3 Stacks verbaut sind) 2) ob Batteriewechsel erforderlich ist abhängig von Betriebsstrategie, installierter und garantierter Kapazität etc.
Maut für LKW in Cent/km	18,7 ct/km ¹⁾	vorteilhaft ²⁾	vorteilhaft ²⁾	vorteilhaft ²⁾	1) >18 t ab 4 Achsen, Euro 6 2) aktuell befreit; mittelfristig vermutlich reduziert; zukünftig gleich

Tabelle 31: Gegenüberstellung der Antriebskonzepte aus ökonomischer Sicht

Diesel	Technologische Faktoren	H ₂ -Verbrennung	Brennstoffzelle	Batterie	Bemerkung
Wirkungsgrad Antrieb maximal	45% - 47%	44% in 2025 46% in 2030	56%	98%	ohne Getriebe; optimaler bei BZ in starker Teillast, bei VKM zwischen 70% und 80%
Betriebsstunden	> 20.000	> 20.000	20.000 ¹⁾	20.000 ¹⁾	1) abhängig von konkretem Fahrzeug
Ökologische Faktoren					
Seltene Erden / Metalle	in Abgasnachbehandlung	in Abgasnachbehandlung	ja	ja	
CO ₂ -Emissionen (lokal)	ja	nein	nein	nein	
NO _x -Emissionen (lokal)	ja	ja	nein	nein	
Feinstaub Antriebsstrang	ja	nein	nein	nein	Bremsen und Reifen etc. hier nicht berücksichtigt; in Praxis aber wichtiger Emittent

Tabelle 32: Gegenüberstellung der Antriebskonzepte aus Sicht Technik und Ökologie

A.6.2 Abschätzung der Gesamtkosten unter Berücksichtigung der abgestimmten Einsatzszenarien für LKW

Kumulierte Kosten	Diesel	H ₂ -Verbrennung	Brennstoffzelle	Batterie
Jahr 0	88,5 T€	155 T€	274 T€	433 T€
Jahr 1	144 T€	212 T€	323 T€	467 T€
Jahr 2	256 T€	327 T€	421 T€	536 T€
Jahr 3	424 T€	500 T€	568 T€	639 T€
Jahr 4	647 T€	729 T€	765 T€	777 T€
Jahr 5	927 T€	1017 T€	1010 T€	949 T€
Jahr 6	1262 T€	1361 T€	1305 T€	1155 T€
Jahr 7	1653 T€	1763 T€	1648 T€	1396 T€
Jahr 8	2100 T€	2223 T€	2041 T€	1671 T€
Jahr 9	2603 T€	2740 T€	2483 T€	1981 T€
Jahr 10	3162 T€	3314 T€	2973 T€	2325 T€

Tabelle 33: Untersuchung Szenario mit 80 T km jährlicher Laufleistung

Kumulierte Kosten	Diesel	H ₂ -Verbrennung	Brennstoffzelle	Batterie
Jahr 0	88,5 T€	155 T€	274 T€	433 T€
Jahr 1	172 T€	241 T€	348 T€	485 T€
Jahr 2	340 T€	413 T€	495 T€	588 T€
Jahr 3	591 T€	672 T€	716 T€	743 T€
Jahr 4	927 T€	1017 T€	1010 T€	949 T€
Jahr 5	1346 T€	1447 T€	1378 T€	1207 T€
Jahr 6	1849 T€	1964 T€	1820 T€	1517 T€
Jahr 7	2435 T€	2567 T€	2335 T€	1878 T€
Jahr 8	3106 T€	3257 T€	2924 T€	2291 T€
Jahr 9	3860 T€	4032 T€	3587 T€	2755 T€
Jahr 10	4699 T€	4894 T€	4323 T€	3271 T€

Tabelle 34: Untersuchung Szenario mit 120 T km jährlicher Laufleistung

A.6.3 Quantifizierung der CO₂-Einsparpotentiale für Busse für das abgestimmte Szenario

Ausbaustufen	Fahrleistung in km/a	Durchschn. Verbrauch Diesel in l/km	CO ₂ pro Liter Diesel in kg/l	CO ₂ in kg/a
5 Busse	385.000	0,387	2,64	393.347
10 Busse	47.000	0,387	2,64	48.019
15 Busse	1.075.000	0,387	2,64	1.098.306
21 Busse	1.462.000	0,387	2,64	1.493.696

Tabelle 35: CO₂-Einsparpotential der vier Ausbaustufen der Saarbahn⁴²

⁴² CO₂ pro Liter Diesel: <https://www.bundestag.de/resource/blob/660794/dfdee26b00e44b018b04a187f0c6843e/WD-8-056-19-pdf-data.pdf>

A.6.4 Zusammenfassung der Fördermöglichkeiten und -bedingungen für die Anschaffung wasserstoffbetriebener LKW

In Tabelle 36 sind die aktuellen Förderprogramme (Stand Juli 2021) im Bezug zu wasserstoffbetriebener LKW dargestellt.

Absehbare Förderprogramme, welche derzeit in der Notifizierung sind und Nutzfahrzeuge (LKW) fördern, sind ferner folgende⁴⁰:

- *Richtlinie zur Förderung von Nutzfahrzeugen (N1-N2) mit Klimafreundlichen Antrieben (2021)*
 - Förderung von Fahrzeugen, Infrastruktur und Machbarkeitsstudien
 - Technologieübergreifend (BEV, FCEV und Hybrid)
 - Geplante Förderquote bis zu 80% der Investitionsmehrkosten für Fahrzeuge und Infrastruktur

Förderrichtlinie für Maßnahmen der Marktaktivierung im Rahmen des NIP Phase 2 (Schwerpunkt nachhaltige Mobilität)

Link

<https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/foerderrichtlinie-marktaktivierung-20200709.pdf>

Fördergegenstand

u. a. Investitionszuschüsse für:

- Fahrzeuge (Straße, Schiene und Wasser) und Flugzeuge, die mit einem Brennstoffzellenantrieb ausgestattet sind, und gegebenenfalls die für deren Betrieb notwendige Betankungs- und Wartungsinfrastruktur
- Sonderfahrzeuge in der Logistik, die mit einem Brennstoffzellenantrieb ausgestattet sind, und die für deren Betrieb notwendige Betankungsinfrastruktur

Art, Umfang und Höhe der Förderung

- nicht rückzahlbarer Zuschuss grundsätzlich in Form einer Anteilfinanzierung oder Festbetragsfinanzierung
- Investitionsmehrausgaben werden mit bis zu 40% bezuschusst
- KMU können im Einzelfall höhere Beihilfeintensitäten gewährt werden

Verfahren

Einstufiges Antragsverfahren

- Einreichen von Förderanträgen mit folgenden Angaben:
 - Name und Größe des Unternehmens
 - Beschreibung des Vorhabens mit Beginn und Abschluss
 - Standort des Vorhabens
 - Ausgaben des Vorhabens
 - Art der Beihilfe und Höhe der für das Vorhaben benötigten öffentlichen Finanzierung

Ansprechpartner

- Projektträger: Projektträger Jülich
- Ansprechpartnerin: Dr. Sophie Haebel
- Telefon: 0 30/2 01 99-5 32

Förderprogramm zur Erneuerung der Nutzfahrzeugflotte

Link

https://www.bag.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Foerderprogramme/Flottenerneuerung/ENF_01_Richtlinie.pdf?__blob=publicationFile

Fördergegenstand

- ein für gewerbliche Zwecke genutztes Bestandsfahrzeug der Schadstoffklasse Euro V und schlechter verschrotten und ein Neufahrzeug mit Elektro- und Wasserstoffantrieb oder der Schadstoffklasse Euro VI erwerben, auf sich zulassen und für gewerbliche Zwecke nutzen

Art, Umfang und Höhe der Förderung

- 15.000 Euro im Fall der Verschrottung eines Bestandsfahrzeugs der Schadstoffklasse Euro V oder EEV
- 10 000 Euro im Fall der Verschrottung eines Bestandsfahrzeugs der Schadstoffklasse Euro IV oder schlechter

Verfahren

- BAG als Bewilligungsbehörde
- Antrag muss folgende Angaben des Antragsberechtigten beinhalten:
 - o Vorname und Familienname bzw. Name der Firma
 - o bei natürlichen Personen Tag der Geburt
 - o zuständiges Finanzamt
 - o bei natürlichen Personen die steuerliche Identifikationsnummer nach § 139b AO, in allen anderen Fällen die Steuernummer
 - o Angaben zum anzuschaffenden Neufahrzeug

Tabelle 36: Förderprogramme für die Anschaffung wasserstoffbetriebener LKW

A.7 Anhang zu Abschnitt 7

A.7.1 Marktübersicht über verfügbare Wasserstoff-LKW und -Busse

Fahrzeug			
Parameter	Hyundai H2 Xcient	Kenworth / Toyota Fuel Cell Electric Truck (FCET)	Nikola Tre
Reichweite [km]	• > 400	• > 480	• bis zu 480
Systemleistung [kW(PS)]	• 350	• k.A.	• bis zu 480
Brennstoffzellenleistung [kW]	• 2 x 95	• 2 x 114	• k.A.
Tankvolumen [kg]	• 32,09	• k.A.	• k.A.
Batteriekapazität [kWh]	• 73,2	• k.A.	• bis zu 720

Tabelle 37: Marktübersicht der Wasserstoff-LKW

Fahrzeug			
Parameter	Van Hool A330 Fuel Cell	Caetano – H2.City Gold	Solaris – Urbino 12 Hydrogen
Reichweite [km]	• ca. 350	• ca. 400	• ca. 350
Brennstoffzellenleistung [kW]	• 85 (Ballard Power)	• 60 (Toyota)	• 70 kW (Ballard Power)
H2-Tankkapazität [kg]	• 39	• 37,5	• 30
Batteriekapazität [kWh]	• 36	• 44	• 29 kWh
Sitzplätze	• 55 Steh- und 34 Sitzplätze	• 64 Passagiere (10,7 m) 87 Passagiere (12 m)	• 50 Steh- und 37 Sitzplätze
Einsatzgebiete u. a.	• Köln und Wuppertal	• Bielefeld und Barcelona	• Hoeksche Waard und Goeree-Overflakkee (Niederland)

Tabelle 38: Marktübersicht der Wasserstoff-Busse

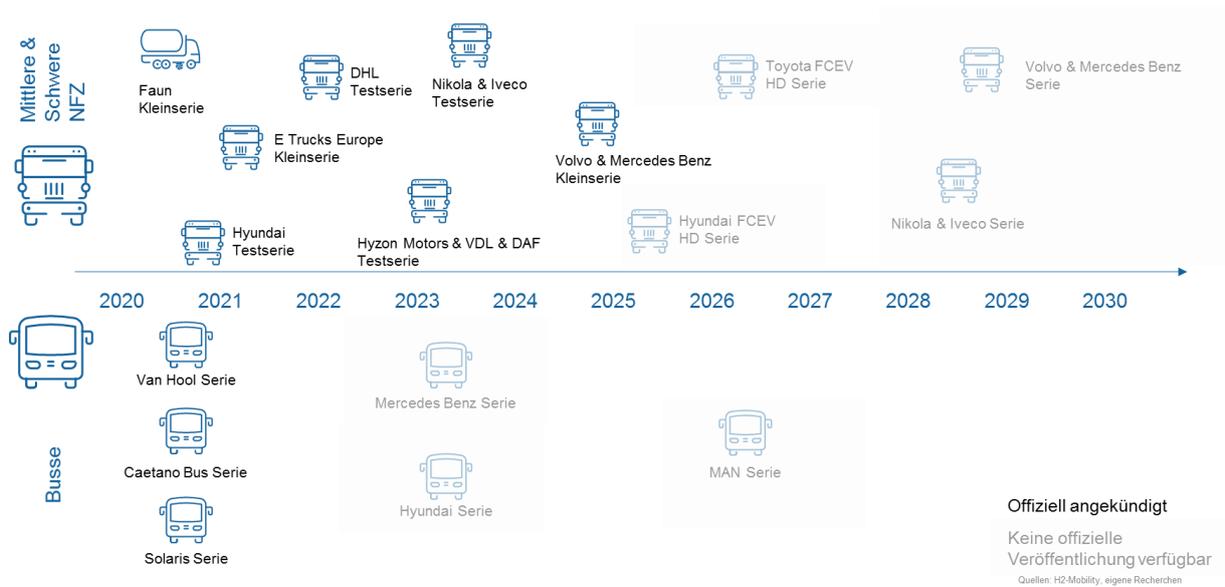


Tabelle 39: Zeitlich aufgelöste Marktübersicht der Wasserstoff-LKW und -Busse **Fehler! Textmarke nicht definiert.**

A.7.2 Dokumentation der Vor- und Nachteile von Wasserstoffverbrennungs- und Brennstoffzellen-LKWs und -Bussen

	Diesel	H ₂ -Verbrennung	Brennstoffzelle	Batterie	Bemerkung
Tank- und Ladezeiten	10 min.	15 min.	15 min.	4-8 h	
Reichweite Stadtbus	600 km	350 bis 450 km	500 km	250 km	Annahme: Batterie mit 375 kWh
Reichweite Reisebus	1500 km	800 bis 900 km	800 bis 900 km	800 bis 900 km	Annahme: Batterie mit 1.100 kWh
Zeitliche Verfügbarkeit Stadtbus	sofort	/	sofort	sofort	BZ- und BEV-Fahrzeuge ggf. längere Lieferzeit
Zeitliche Verfügbarkeit Reisebus	sofort	/	/	/	BZ- und BEV-Fahrzeuge ggf. längere Lieferzeit
Fahrzeugkosten Stadtbus	2021: 220 T€	/	2021: 690 T€ 2025: 470 T€ 2030: 240 T€	2021: 500 T€ 2025: 380 T€ 2030: 190 T€	
Kraftstoffverbrauch Stadtbus pro 100 km	38 l/100km	11,0 kg	9,0 kg	150 kWh	
Kraftstoffverbrauch Reisebus pro 100 km	30 l/100 km	9,4 kg	8,1 kg	135 kWh	

Tabelle 40: Vor- und Nachteile von Fahrzeugen mit H₂-Antrieb

A.7.3 Kurzsteckbrief zur Übertragbarkeit der Wirtschaftlichkeitsparameter auf die Wasserstoffnutzung in Bussen mit Dieselmotoren

Der Aufbau ist orientiert an Abschnitt 6.2. Zunächst erfolgt die Darstellung der wichtigsten Kostenträger in Tabelle 41. Geändert sind die Fahrzeugkosten, der Kraftstoffverbrauch, der Entfall der Maut und die Laufleistung.

Ökonomische Faktoren	Diesel	Brennstoffzelle	Batterie
Kosten Fahrzeug (netto) 2025	220 T€	470 T€	380 T€
Kraftstoffverbrauch 2025 pro 100 km	38,0 l	9,0 kg	150 kWh
Kraftstoffkosten 2025	1,35 €/l	6,50 €/kg	0,25 /kWh
Kraftstoffkosten in €/km	0,51 €/km	0,59 €/km	0,38 €/km
Wartungskosten in €/km	0,12 €/km	0,10 €/km	0,08 €/km
Jährliche Kosten 30 T km pro Jahr	19 T€	21 T€	14 T€
Jährliche Kosten 60 T km pro Jahr	38 T€	41 T€	27 T€

Tabelle 41: Zentrale ökonomische Einflussfaktoren der untersuchten Szenarien

Tabelle 42 stellt eine Kostensicht dar für eine jährliche Laufleistung mit 30.000 Kilometern. Am Ende der Nutzungsdauer sind die Kosten des batterieelektrischen Fahrzeugs ähnlich zu dem Diesel-Fahrzeug.

Kumulierte Kosten	Diesel	Brennstoffzelle	Batterie
Jahr 0	220 T€	470 T€	380 T€
Jahr 1	239 T€	491 T€	394 T€
Jahr 2	277 T€	532 T€	421 T€
Jahr 3	334 T€	593 T€	462 T€
Jahr 4	410 T€	676 T€	517 T€
Jahr 5	505 T€	778 T€	585 T€
Jahr 6	619 T€	902 T€	667 T€
Jahr 7	752 T€	1045 T€	762 T€
Jahr 8	904 T€	1210 T€	871 T€

Tabelle 42: Untersuchung Szenario mit 30 T km jährlicher Laufleistung

Die Kosten für eine jährliche Laufleistung von 60.000 Kilometern werden gegenübergestellt in Tabelle 43.

Kumulierte Kosten	Diesel	Brennstoffzelle	Batterie
Jahr 0	220 T€	470 T€	380 T€
Jahr 1	258 T€	511 T€	407 T€
Jahr 2	334 T€	593 T€	462 T€
Jahr 3	448 T€	717 T€	544 T€
Jahr 4	600 T€	881 T€	653 T€
Jahr 5	790 T€	1087 T€	790 T€
Jahr 6	1018 T€	1333 T€	953 T€
Jahr 7	1283 T€	1621 T€	1144 T€
Jahr 8	1587 T€	1950 T€	1363 T€

Tabelle 43: Untersuchung Szenario mit 60 T km jährlicher Laufleistung

A.8 Anhang zu Abschnitt 9

A.8.1 Marktübersicht über verfügbare Wasserstoff-PKW und leichte Wasserstoff-NFZ

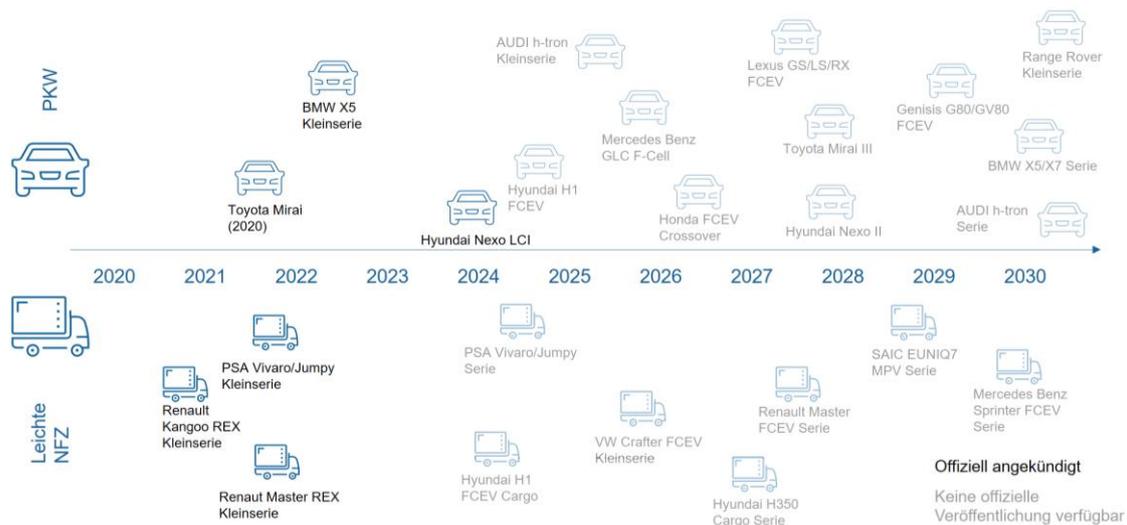


Tabelle 44: Zeitlich aufgelöste Marktübersicht der Wasserstoff-PKW und leichte Wasserstoff-NFZ

A.8.2 Gegenüberstellung von Leasingoptionen und Eigenfinanzierung an einem ausgewählten Beispiel

Es folgt die Aufschlüsselung der verschiedenen Leasingarten⁴³:

- Finanzierungsleasing mit Teilamortisierung
 - Vergleichsweise niedrigen Leasingraten und die lange Laufzeit.
 - Geleastes Fahrzeug am Vertragsende nur teilweise bezahlt, sodass noch ein Restwert verbleibt.
 - Zu diesem kann der Leasingnehmer das Fahrzeug erwerben.
 - Während der vertraglich definierten Grundmietzeit ist eine Kündigung in der Regel nur mit Verlust für den Leasingnehmer möglich.
- Finanzierungsleasing mit Vollamortisierung
 - langfristig angelegten Variante
 - Leasingraten grundsätzlich höher als bei der zuvor skizzierten Leasingart.
 - Raten decken bereits sämtliche Anschaffungs-, Finanzierungs- und Nebenkosten ab.
 - Leasingnehmer kann die künftigen finanziellen Belastungen besser kalkulieren.
 - Eine vorzeitige Kündigung des Leasingvertrags ist hier nicht vorgesehen, soweit Leasingnehmer und -geber die Vertragsbedingungen ordnungsgemäß erfüllen.
- Finanzierungsleasing mit Kilometervertrag
 - Vertragsbestand ist eine bestimmte Laufleistung des verleasteten Fahrzeugs.

43 <https://www.leasing-siegel.de/welche-leasingarten-gibt-es-und-wie-unterscheiden-sie-sich-im-wesentlichen/>

- Lauflistung am Ende der Vertragslaufzeit bei der Rückgabe des Wagens überschritten, muss der Leasingnehmer eine Nachzahlung leisten.
- Weniger Kilometer als vereinbart, finanzielle Kompensation.
- Finanzierungsleasing mit Testwertvertrag
 - Bei Vertragsabschluss wird der voraussichtliche Wert des Fahrzeugs am Laufzeitende fixiert.
 - Ist der kalkulierte Fahrzeugwert bei Vertragsende höher als der tatsächliche Wert, muss der Leasingnehmer die Differenz bezahlen.
 - Falls das Gegenteil der Fall ist, erfolgt die Aufteilung des Mehrerlöses zwischen beiden Parteien. Diese Art des Leasings birgt somit für den Leasingnehmer höhere Risiken, die er nur teilweise beeinflussen kann.
- Operatives Leasing
 - Kurze Grundmietzeit, nach der erst eine Kündigung möglich ist.
 - Leasingnehmer bleibt flexibel, zumal die anschließende Verwertung des Leasinggegenstands dem Leasingnehmer obliegt, der sich während der Leasingzeit auch die notwendigen Wartungen und Reparaturen übernehmen muss.
- All-in Leasing
 - Leasinggeber stellt nicht nur das Leasingobjekt zur Verfügung, sondern übernimmt auch zahlreiche weitere Leistungen. So sind in der monatlichen Leasingrate bereits die Kosten von Inspektionen, Reparaturen, Reifenwechseln und Wartungen enthalten.
 - Höhere Leasingraten.
 - Risiko verbleibt bei Leasinggeber, Kosten sind, ausgenommen der Treibstoffkosten, kalkulierbar.

Vorteile von Leasing ⁴⁴

- Steuerliche Vorteile
 - Raten als Betriebsausgaben voll absetzbar, wenn steuerlich dem Leasinggeber zugeordnet.
- Bilanzneutralität
 - Leasing-Gegenstände erscheinen nicht in der Bilanz des Leasing-Nehmers. Lediglich die Leasing-Raten werden als Betriebsausgaben in der Gewinn- und Verlustrechnung verbucht. Die Eigenkapitalquote und der Verschuldungsgrad verändern sich nicht.
- Planungssicherheit durch feste Raten
 - Die Höhe der Leasing-Raten und Vertragslaufzeit stehen von Beginn an fest.
- Liquidität
 - Da die Leasinggesellschaft die Finanzierung des Objektes übernimmt, entsteht für den Leasingnehmer ein breiterer finanzieller Handlungsspielraum für künftige Entscheidungen. Zudem werden die Abhängigkeiten von Kreditinstituten verringert.

⁴⁴ <https://www.foerderland.de/finanzen/leasing/vor-undnachteiledesleasings/>

- „Pay as you earn“ Gedanke
 - Leasingraten fallen parallel zur Nutzung des Gegenstands an (Effekt/Kostenkongruenz).
 - Der Finanzierungsaufwand verteilt sich auf die Nutzungsdauer und damit auch auf den Zeitraum, in dem Erträge aus dem Objekt erwirtschaftet werden. Eine Vorausfinanzierung wird somit vermieden.
- Individuelle Vertragsgestaltung
 - Individuelle Vertragsgestaltung in Bezug auf Laufzeit, Amortisations- und Zahlungsverlauf sowie die Zahlungsweise.

Nachteile von Leasing ⁴⁵

- Kein Eigentumserwerb
 - Leasinggegenstand geht an Leasinggeber zurück. Der Leasing-Nehmer hat nicht die Möglichkeit das Objekt bei eventueller Nichtnutzung zu verkaufen.
- Hohe Gesamtkosten
 - Leasingraten sind in der Regel höher als bei einem fremdfinanzierten Kauf des Leasingguts.
 - Zusätzliche laufende Kosten für Versicherungen, Reparaturen oder Instandhaltungsmaßnahmen.
- Vertragslaufzeit
 - Ein Leasing-Vertrag ist in der Regel unkündbar. Die Leasing-Rate stellt somit einen Fixkostenblock dar.
- Kündigungsgefahr
 - Der Leasing-Geber kann den Vertrag fristlos kündigen, wenn der Leasing-Nehmer in Zahlungsverzug ist. Hinzu kommen evtl. auch noch Schadenersatzforderungen.

45 <https://www.foerderland.de/finanzen/leasing/vor-undnachteiledesleasings/>

A.9 Anhang zu Abschnitt 10

A.9.1 Funktionsweise und technische Voraussetzungen von H₂-Tankstellen

Grundsätzlich wird bei Wasserstoff-Tankstellen zwischen Erzeugung, Anlieferung und Speicherung von Wasserstoff unterschieden. Der Wasserstoff kann zum einen in großen zentralen Erzeugungsanlagen (*off-site*) durch Reformierung von Erdgas, Elektrolyse, Vergasung und Reformierung von Biomasse oder als industrielles Nebenprodukt erzeugt werden. Zum anderen kann er auch im kleinen Maßstab vor Ort (*on-site*) durch Elektrolyse oder Erdgas-Reformierung erzeugt werden, was die Anlieferung erspart. Wasserstoff aus der Off-site-Erzeugung wird mit Trailern in komprimierter gasförmiger (CGH₂) oder flüssiger (LH₂) oder über eine Pipeline angeliefert. Gespeichert wird der Wasserstoff in Flüssiggas- oder Druckgasspeichern. In Flüssiggasspeichern muss der Wasserstoff energieaufwendig auf seine Siedetemperatur von -253 °C gekühlt werden. Bei Druckgasspeichern unterscheidet man zwischen Niedrig- (45 bar), Mittel- (200-500 bar) und Hochdruckspeichern (bis 1000 bar)⁴⁶. Eine weitere Möglichkeit ist es flüssige organische Wasserstoffträger, sogenannte LOHC, als Speichermedium zu verwenden. Mittels Hydrierung kann Wasserstoff bei Temperaturen von ca. 150-200 °C in einem dehydrierten LOHC gebunden werden und per Dehydrierung bei 250-320 °C wieder freigesetzt werden. Vorteil der Speicherung von Wasserstoff in LOHC ist, dass die Lagerung gefahrenfrei bei Umgebungsbedingungen möglich ist und somit die vorhandene Tankstelleninfrastruktur nutzbar ist⁴⁷.

Die Betankung mit gasförmigem Wasserstoff unterscheidet sich bei PKWs und Nutzfahrzeugen. Da die Speicherdichte mit dem Druck zunimmt, werden PKW bei 700 bar betankt, um genügend Reichweite bei wenig Platz zu gewährleisten. Nutzfahrzeuge haben mehr Platz für on-board Speicher, weshalb große Reichweiten auch bei 350 bar möglich sind. Da sich der Tank bei der Betankung mit 700 bar erwärmt, muss der Wasserstoff auf -40 °C vorgekühlt werden. Die Betankung bei 350 bar kann bei Umgebungstemperatur durchgeführt werden⁴⁸. Das gültige Standardprotokoll zur Betankung mit gasförmigem Wasserstoff steht in der SAE TIR J260146. Unter anderem definiert die Norm:

- Fülldrücke fahrzeugseitig: 700 bar (bei 15 °C) oder 350 bar (bei 15 °C)
- Maximaldrücke (875 bar) und Maximal- bzw. Minimaltemperaturen des Wasserstoffs an der Zapfpistole (-33 °C bis -40 °C)
- Verweise auf die Norm SAE TIR J2799, die eine 700-bar-Füllkupplung inklusive Kommunikationsschnittstelle (für die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstellen; Kommunikation ist fahrzeugseitig optional) und Verweise auf die SAE J2600, die eine 350-bar-Füllkupplung definiert. Die Kommunikation ist über eine Infrarotschnittstelle mit dem IrDA-Protokoll umgesetzt.
- Definition von Fülltabellen, die abhängig von Umgebungstemperatur und Füllgrad des Tanks eine unter den Umständen möglichst schnelle und dabei immer sichere Betankung gewährleisten, sowie sichere Maximaldrücke mit möglichst großem Füllgrad garantieren.
- Fülltabellen liegen jeweils für 700 bar -40 °C, 700 bar -20 °C, 350 bar 0 °C und 350 bar ungekühlt bzw. mit Umgebungstemperatur vor. Die Tankstellen können pro Zapfpistole nur eine der vier Modi unterstützen.
- Definition der Betankungsprozedur: Erkennung der Kommunikationsfähigkeit, Druckstoß zur Erkennung des Startdrucks im Fahrzeugtank, Lecktest, Füllprozedur etc.

46 https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Wasserstoff-Infrastruktur_fuer_eine_nachhaltige_Mobilitaet_-_final_WEB.pdf

47 https://www.tvf.tf.fau.de/files/2018/11/lohc-lkw_bericht_final_teil_1.pdf

48 <https://h2.live/faq>

Der zukünftig genutzte Aggregatzustand für LKW ist noch unklar (bspw. CCH₂, LH₂). Sicher ist dagegen, dass viele Fahrzeuge mit 700 bar betankt werden (vermutlich auch LKW). 350 bar ist in Zukunft noch fraglich, lässt sich aber einfach mit 700 bar kombinieren. Unsere Empfehlung ist daher: 700 bar und ggf. Kombination mit 350 bar. Das zweite Druckniveau wäre auch nachrüstbar.

A.9.2 Datengrundlage und Optimierungsansatz

Für die Optimierung der H₂-Tankstellenpositionen werden die Bevölkerungsdichte, die Verkehrsstärke und das mittlere verfügbare Einkommen der Bewohnenden berücksichtigt. Die Bevölkerungsdichte liegt in einer 1 km x 1 km Auflösung vor (siehe Abbildung 17). Die Daten zur Bevölkerung stammen vom statistischen Bundesamt.⁴⁹ Die Verkehrsstärken werden von der Bundesanstalt für Straßenwesen über Dauerzählstellen erhoben (siehe Abbildung 18). Die durchschnittliche tägliche Verkehrsstärke gibt den mittleren Fahrzeugdurchsatz pro Tag an.⁵⁰

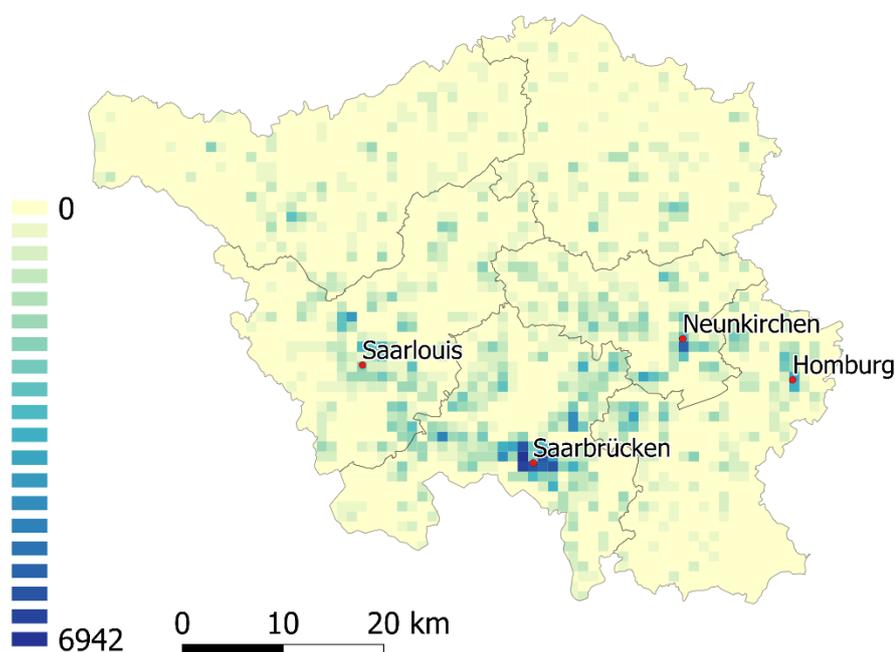


Abbildung 17: Bevölkerungsdichte dargestellt in einem 1x1 km Raster

⁴⁹ <https://www.destatis.de/DE/Service/Statistik-Visualisiert/zensus-atlas.html>

⁵⁰ https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html

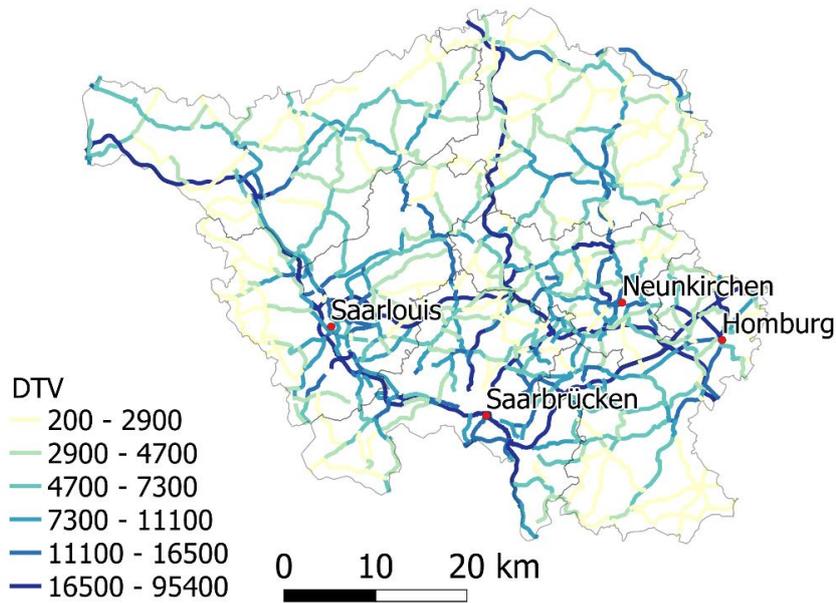


Abbildung 18: Darstellung der durchschnittlichen täglichen Verkehrsstärke (DTV) an allen Hauptverkehrsstraßen

Daneben wird außerdem die Kaufkraft in Form des verfügbaren Einkommens berücksichtigt (siehe Abbildung 19). Diese Daten liegen für das Saarland auf Landkreisebene vor.

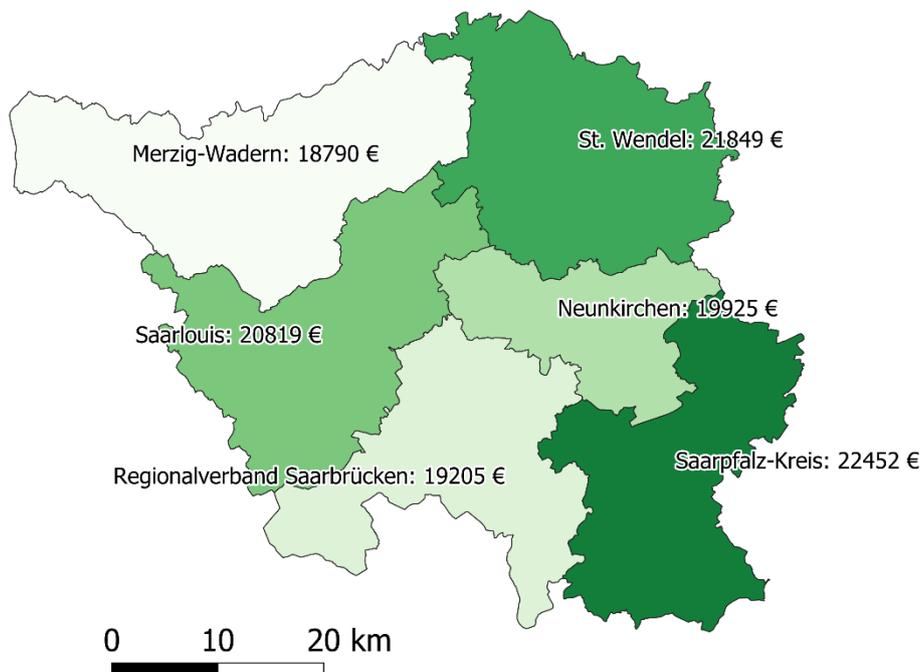


Abbildung 19: Darstellung des mittleren verfügbaren Einkommens in den Landkreisen

Die Optimierung erfolgt nach dem Prinzip eines genetischen Algorithmus, konkret kommt der Algorithmus NSGA-II zum Einsatz.⁵¹ Der Algorithmus erlaubt nach zwei Funktionen zu optimieren, in diesem Fall ist das ein maximaler Standortindex und eine minimale Anzahl an zusätzlichen Tankstellen. Der Standortindex setzt sich zu gleichen Teilen aus der Verkehrsstärke und der Einwohnerzahl im Einzugsgebiet und dem verfügbaren Einkommen zusammen. Das Einzugsgebiet einer Tankstelle wird über einen 10-Minuten-Radius definiert. Das entspricht bei 17 km/h Luftliniengeschwindigkeit 4,8 km. Das Programm erstellt einen Pool an zufälligen Konfigurationen aus der Anzahl zusätzlicher Tankstellen und den möglichen Standorten. Anschließend wird die Qualität aller Konfigurationen ermittelt: wie viele Einwohnende befinden sich im Einzugsradius und welche Verkehrsstärken sind in der Nähe zu erwarten? Die besten Standorte werden dann an den nächsten Optimierungsschritt weitergegeben, in dem dann wiederum die Parameter zufällig variiert und sortiert werden. So können über die Generationen optimale Lösungen angenähert werden.

A.10 Anhang zu Abschnitt 11

A.10.1 Vergleich des Flächenbedarfs Biogas und PV

Der Flächenbedarf für die Erzeugung Biogas und PV unterscheidet sich je nach technischer Auslegung, Standort und im Falle der Biogaserzeugung, eingesetzter Substrate. Freiflächensolarparks sowie Dachflächennutzung bieten ein großes Potenzial für den Einsatz von PV Anlagen.

Für den Einsatz von PV-Anlagen können neben Dachflächen auch als bauwerksintegrierte PV (u.a. Dachziegel, Dachfolien, Isoliergläser), als betretbare oder überdachte Siedlungsflächen (z.B. Parkplatzdächer), als schwimmende Flächen oder als Flächen entlang von Verkehrswegen eingesetzt werden.⁵² Demnach ist der Flächenverbrauch hier unterschiedlich zu bewerten, da in einigen Anwendungsfällen bereits bestehende Flächen durch PV-Module zusätzlich genutzt werden.

Der Flächenverbrauch für die Erzeugung von Biogas setzt sich zusammen aus der Anlage selbst, den Lagerflächen für die Substrate, sowie ggf. den Flächen für die Kultivierung der eingesetzten Substrate. Mit der Umsetzung in nationales Recht der Erneuerbaren Energien Richtlinie II (RED II) wird die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen für die Erzeugung von Biogas stark eingeschränkt werden.⁵³ Um Biogas mit geringen Treibhausgasemissionen zu erzeugen, können z.B. Siedlungsabfälle, Gülle, Feinmist oder auch Stroh genutzt werden⁵⁴. Mit dem Einsatz von Reststoffen wird der Flächenbedarf im Vergleich zum Einsatz von Maissilage reduziert.

Exemplarisch wurde der Flächenverbrauch in den folgenden zwei Berechnungen betrachtet. Mit den hier verwendeten Annahmen liegt der Flächenverbrauch für PV-Anlagen im Saarland zwischen 63,75 und 84,97 kWh/m². Bei der Nutzung von Biomasse in einem BHKW werden etwa 2,52 kWh/m² elektrische Energie erzeugt. Der Vergleich dieser beiden Systeme ist aber kritisch zu beurteilen, da mit der Nutzung von Biogas im BHKW bereits Wärme und Strom erzeugt werden, das Vergleichsprodukt der PV-Anlage allerdings im ersten Schritt nur Strom ist.

Vorgehen zur Berechnung des PV-Flächenbedarfs:

Bei einer 50%-igen Flächennutzung (bei 15° Süd Ausrichtung der Module⁵⁵) können auf einem Hektar Land etwa 5.000 m² mit PV-Modulen ausgestattet werden.

$$A = 0,5 * 1 \text{ ha} = 5.000 \text{ m}^2$$

Abhängig vom Material der Solarzellen werden pro installierter kW_p 6 m² (monokristallin) oder 8 m² (polykristallin) an Fläche benötigt.⁵⁶ Damit ergibt sich eine installierte Leistung *P* von 833 kW_p (monokristallin) bzw. 625 kW_p (polykristallin) auf der Bespielfläche.

$$P_{mono} = \frac{5.000 \text{ m}^2}{6 \frac{\text{m}^2}{\text{kW}_p}} = 833 \text{ kW}_p$$

⁵² <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>

⁵³ <https://www.bmu.de/gesetz/kabinttentwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-der-treibhausgasminderungsquote/>

⁵⁴ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC

⁵⁵ <https://energiewende-ruesselsheim.de/photovoltaik-statt-biomasse/>

⁵⁶ <https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-planung/photovoltaikanlage-dimensionierung>

$$P_{poly} = \frac{5.000 \text{ m}^2}{8 \frac{\text{m}^2}{\text{kW}_p}} = 625 \text{ kW}_p$$

Der Solarertrag ist je nach Region unterschiedlich und betrug für das Saarland im Vorjahr 1020 kWh/kW_p.⁵⁷ Je nach Material der Solarzellen kann eine Energieausbeute E von 84,97 kWh pro m² (monokristallin) bzw. 63,75 kWh pro m² (polykristallin) erzeugt werden.

$$E_{mono} = \frac{833 \text{ kW}_p * 1020 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}}{10.000 \text{ m}^2} = 84,97 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

$$E_{poly} = \frac{625 \text{ kW}_p * 1020 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}}{10.000 \text{ m}^2} = 63,75 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

Vorgehen zur Berechnung des Biomasse-Flächenbedarfs:

Da über 90% aller Biogasanlagen in Deutschland mit Maissilage betrieben werden, wird auch in dieser Beispielrechnung der Methangehalt und Ertrag von Maissilage genutzt. Bei einem Ertrag von 40 – 60 t Maissilage pro Hektar⁵⁸ und einem daraus resultierendem Biogasertrag von 202 m³/t beträgt das flächenspezifische Gasvolumen $V_G = 1,212 \text{ m}^3$ pro angebautem m².

$$V_G = 60 \frac{\text{t}}{\text{ha}} * 202 \frac{\text{m}^3}{\text{t}} = 1,212 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2}$$

Der Methangehalt φ_{CH_4} des Gases beträgt circa 52%. Der Heizwert von Methan⁵⁹ H_{i,CH_4} wird mit 10 kWh/m³ angenommen. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 40% des BHKWs beträgt die elektrische Energieausbeute 2,52 kWh pro m².

$$\begin{aligned} E_{el} &= \eta_{el} * \varphi_{CH_4} * H_{i,CH_4} * V_G \\ E_{el} &= 0,4 * 0,52 * 10 * 1,212 \\ E_{el} &= 2,52 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \end{aligned}$$

⁵⁷ https://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/region_uebersichten_auswahl.pl/kl

⁵⁸ <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>

⁵⁹ <https://www.energie-lexikon.info/methan.html>

A.10.2 Zusammenstellung der Fördermöglichkeiten für BHKW mit H₂, Gemisch H₂-CH₄ und stationäre Brennstoffzellen

In Tabelle 45 sind die aktuellen Förderprogramme für BHKW mit H₂, Gemisch H₂-CH₄ und stationäre Brennstoffzellen dargestellt.

KfW 433 (Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle)

Link

[https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003811_M_433_Brennstoffzelle.PDF](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003811_M_433_Brennstoffzelle.PDF)

Fördergegenstand

- Einbau von stationären Brennstoffzellensystemen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 0,25 kW_{el} bis maximal 5,0 kW_{el} in neue oder bestehende Wohn- und Nichtwohngebäude nach §2Gebäudeenergiegesetz (GEG)
- Anforderungen an BZ-System:
 - o Einbindung in Wärme-und Stromversorgung des Gebäudes
 - o hydraulischer Abgleich beim Einbau
 - o Gesamtwirkungsgrad $\eta \geq 0,82$, elektrische Wirkungsgrad $\eta_{el} \geq 0,32$

Art, Umfang und Höhe der Förderung

- Zuschuss in Höhe von 40% der förderfähigen Gesamtkosten, maximal der Wert der Leistungsklasse des BZ-Systems
- maximaler Zuschuss für die Leistungsklasse:
 - o Festbetrag von 6.800 €
 - o + 550 € pro 0,1 kW

Ansprechpartner

- Unternehmen: KfW
- Anschrift: Palmengartenstraße 5-9, 60325 Frankfurt
- Telefon: 069/7431 0

Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“

Link

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bekanntmachung-forschungsfoerderung-im-7-energieforschungsprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Fördergegenstand

u. a.:

- Versorgung mit Wärme und Kälte (3.1.2)
 - o innovativen Wärme- und Kälteerzeugungstechniken im Anlagenverbund (unter anderem KWK, KWKK in Verbindung mit Energiespeichern, mini- und mikro-BHKW (Blockheizkraftwerk), virtuelles Kraftwerk)
- Stationäre Anwendungen und Integration ins Energiesystem (3.4.2, unter 3.4 Brennstoffzellen)
 - o hybride Konzepte in der Gebäudeenergieversorgung und im Industriekontext (KWK, virtuelle Kraftwerke)

Art, Umfang und Höhe der Förderung

- nicht rückzahlbare Zuschüsse in Form einer Anteilsfinanzierung
- i.d.R. Eigenbeteiligung von mindestens 50% der entstehenden zuwendungsfähigen Kosten vorausgesetzt
- für KMU sind unter Berücksichtigung etwaiger Zuschläge nach Artikel 25 AGVO Förderquoten von bis zu 80% möglich
- Hochschulen, Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen, die im Zusammenhang mit geförderten Projekten nichtwirtschaftliche Tätigkeiten im Sinne von Randziffer 18 des Unionsrahmens für staatliche Beihilfen zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation durchführen sind im Einzelfall in den zuwendungsfähigen projektbezogenen Ausgaben bis zu 100% förderfähig

Verfahren

Zweistufiges Verfahren

- Erste Verfahrensstufe:
 - o Einreichung Projektskizze beim Projektträger
 - o Angaben:
 - Thema und Ziel
 - für Verbundprojekte: Angaben zum Koordinator und Ansprechperson der einzelnen Projektpartner
 - Bezug zu den förderpolitischen Zielen, Notwendigkeit der Förderung
 - Stand von Wissenschaft und Technik
 - Innovationsgrad
 - Qualifikation und Expertise des Antragstellers und gegebenenfalls der Projektpartner
 - Arbeitsschwerpunkte, gegebenenfalls Arbeitsteilung und Aufgaben der Projektpartner
 - Wissenschaftliche und wirtschaftliche Verwertbarkeit, Verwertungsplan
 - geschätzter Gesamtaufwand und Förderbedarf, aufgeschlüsselt nach Personal- und Sachmitteln, bei Verbundprojekten jeweils für den einzelnen Projektpartner
- Zweite Verfahrensstufe:
 - o Förmliche Förderanträge stellen

Ansprechpartner

- Projektträger: Projektträger Jülich
- Kontaktadresse: PTJ-ESX-7EFP@fz-juelich.de
- Telefon: 0 24 61/61-19 99

Tabelle 45: Förderprogramme für BHKW mit H₂, Gemisch H₂-CH₄ und stationäre Brennstoffzellen

A.10.3 Szenarien der Kraft-Wärme-Kopplung mit zeitnaher Wirtschaftlichkeit

	Wert	Einheit		BZ	H ₂ -BHKW	Einheit
KWK-Zuschl.	0,08	€/kWh	Wirkungsrad-elekt.	60%	40%	
Eigenverbrauch			Wirkungsgrad-th.	25%	40%	
KWK-Zuschlag	0,16	€/kWh	Stromproduktion	105.000	105.000	kWh/a
Einspeisung			Stromproduktion			
Basispreis Strom	0,06	€/kWh	KWK-gefördert	105.000	105.000	kWh/a
EEG	3.000	bis	Wärmeproduktion	43.750	105.000	kWh/a
Vbh	6.000	h/a	H ₂ -Bedarf	5.255	7.883	kg/a
Vbh mit KWK	Max.		Spez. Kosten	5.000	2.500	€/kW
Leistung der	3.500	h/a	Anschaffungskosten	150.000	75.000	€
Anlage	30	kW	Abschreibedauer	10	10	a
EEG-Abgabe	0%		Wartung	5,0%	1,0%	von CAPEX
EEG-Abgabe	-	€ €/kWh	Versicherung	1,5%	1,5%	von CAPEX
Zusätzliche						
Vergütung	0,038	€/kWh				
Netzbetreiber						
Vermiedene	0,015	€/kWh				
Netzentgelte						

Tabelle 46: Zentrale Parameter der KWK-Studie

Brennstoffzelle		Wärme-Opportunität								
		0,03 €	0,04 €	0,05 €	0,06 €	0,07 €	0,08 €	0,09 €	0,10 €	0,11 €
Strom-Opportunität	0,11 €	5,10 €	5,19 €	5,27 €	5,35 €	5,44 €	5,52 €	5,60 €	5,69 €	5,77 €
	0,13 €	5,50 €	5,59 €	5,67 €	5,75 €	5,84 €	5,92 €	6,00 €	6,09 €	6,17 €
	0,15 €	5,90 €	5,99 €	6,07 €	6,15 €	6,24 €	6,32 €	6,40 €	6,49 €	6,57 €
	0,17 €	6,30 €	6,39 €	6,47 €	6,55 €	6,64 €	6,72 €	6,80 €	6,89 €	6,97 €
	0,19 €	6,70 €	6,79 €	6,87 €	6,95 €	7,04 €	7,12 €	7,20 €	7,29 €	7,37 €
	0,21 €	7,10 €	7,19 €	7,27 €	7,35 €	7,44 €	7,52 €	7,60 €	7,69 €	7,77 €
	0,23 €	7,50 €	7,59 €	7,67 €	7,75 €	7,84 €	7,92 €	8,00 €	8,09 €	8,17 €
	0,25 €	7,90 €	7,99 €	8,07 €	8,15 €	8,24 €	8,32 €	8,40 €	8,48 €	8,57 €
	0,27 €	8,30 €	8,38 €	8,47 €	8,55 €	8,63 €	8,72 €	8,80 €	8,88 €	8,97 €

Tabelle 47: Obergrenze H₂-Bezugspreise bei 30 kW für BZ

BHKW		Wärme-Opportunität								
		0,03 €	0,04 €	0,05 €	0,06 €	0,07 €	0,08 €	0,09 €	0,10 €	0,11 €
Strom-Opportunität	0,11 €	3,64 €	3,77 €	3,90 €	4,04 €	4,17 €	4,30 €	4,44 €	4,57 €	4,70 €
	0,13 €	3,90 €	4,04 €	4,17 €	4,30 €	4,44 €	4,57 €	4,70 €	4,84 €	4,97 €
	0,15 €	4,17 €	4,30 €	4,44 €	4,57 €	4,70 €	4,84 €	4,97 €	5,10 €	5,23 €
	0,17 €	4,44 €	4,57 €	4,70 €	4,84 €	4,97 €	5,10 €	5,23 €	5,37 €	5,50 €
	0,19 €	4,70 €	4,84 €	4,97 €	5,10 €	5,23 €	5,37 €	5,50 €	5,63 €	5,77 €
	0,21 €	4,97 €	5,10 €	5,23 €	5,37 €	5,50 €	5,63 €	5,77 €	5,90 €	6,03 €
	0,23 €	5,23 €	5,37 €	5,50 €	5,63 €	5,77 €	5,90 €	6,03 €	6,17 €	6,30 €
	0,25 €	5,50 €	5,63 €	5,77 €	5,90 €	6,03 €	6,17 €	6,30 €	6,43 €	6,57 €
	0,27 €	5,77 €	5,90 €	6,03 €	6,17 €	6,30 €	6,43 €	6,57 €	6,70 €	6,83 €

Tabelle 48: Obergrenze H₂-Bezugspreise bei 30 kW für BHKW

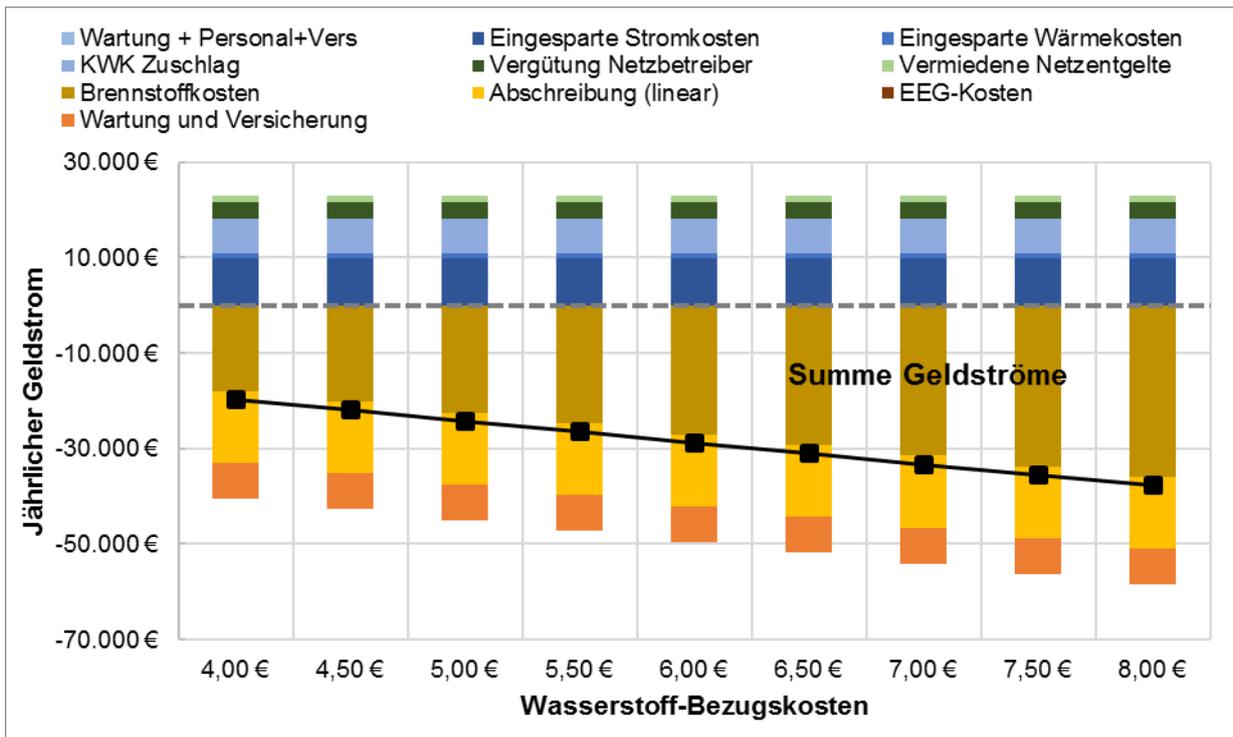


Abbildung 20: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 3.000 Vbh für BZ inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 11 ct/kWh und Wärme-Opportunität 3ct/kWh

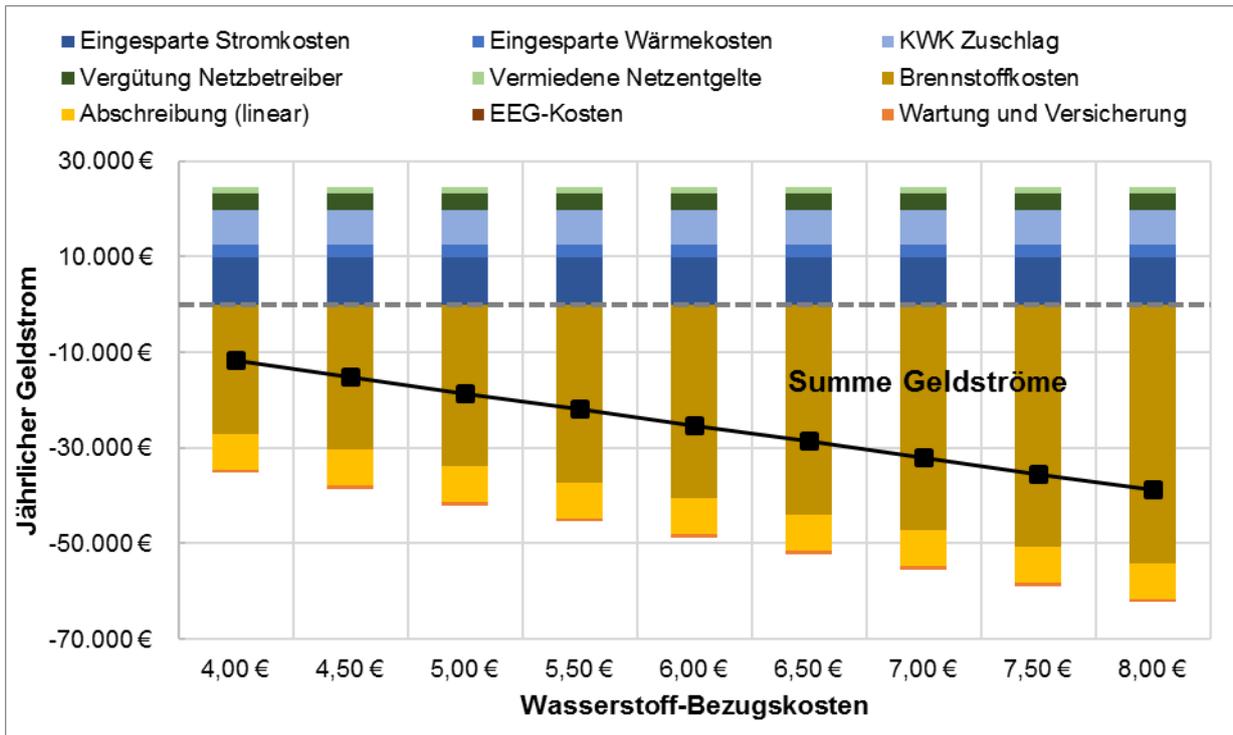


Abbildung 21: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 3.000 Vbh für BHKW inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 11 ct/kWh und Wärme-Opportunität 3ct/kWh

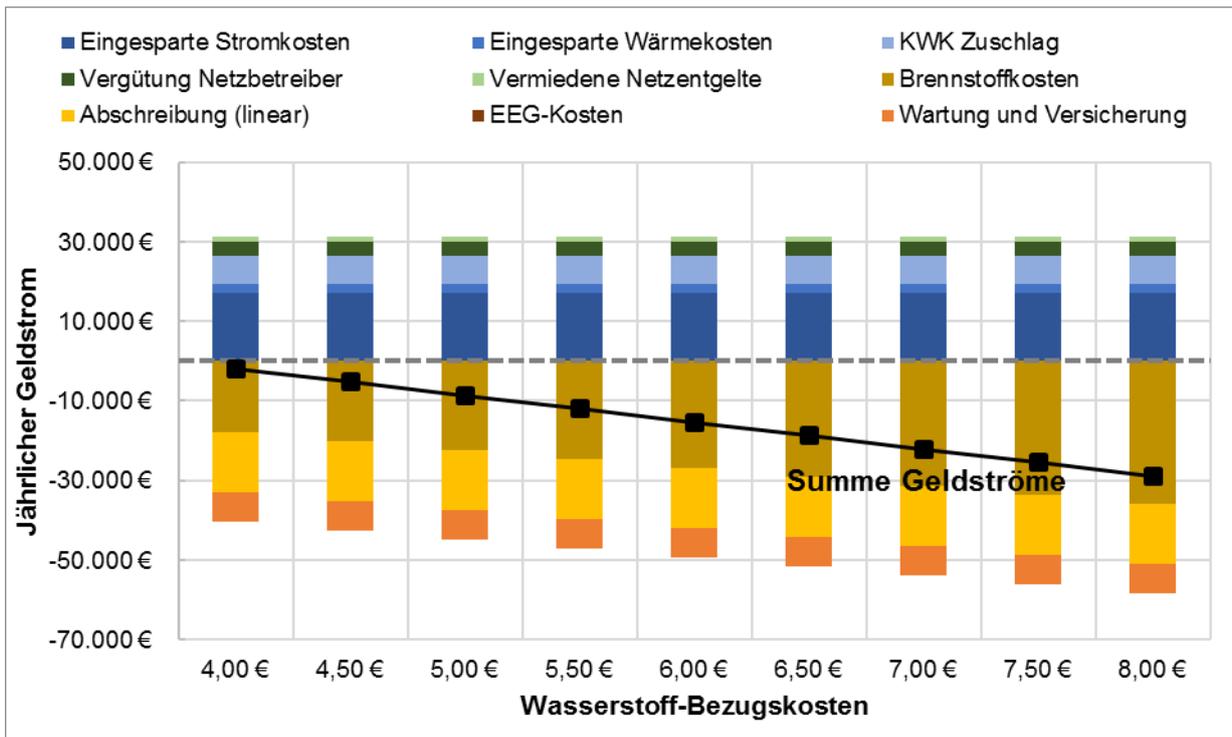


Abbildung 22: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 3.000 Vbh für BZ inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 19 ct/kWh und Wärme-Opportunität 6 ct/kWh

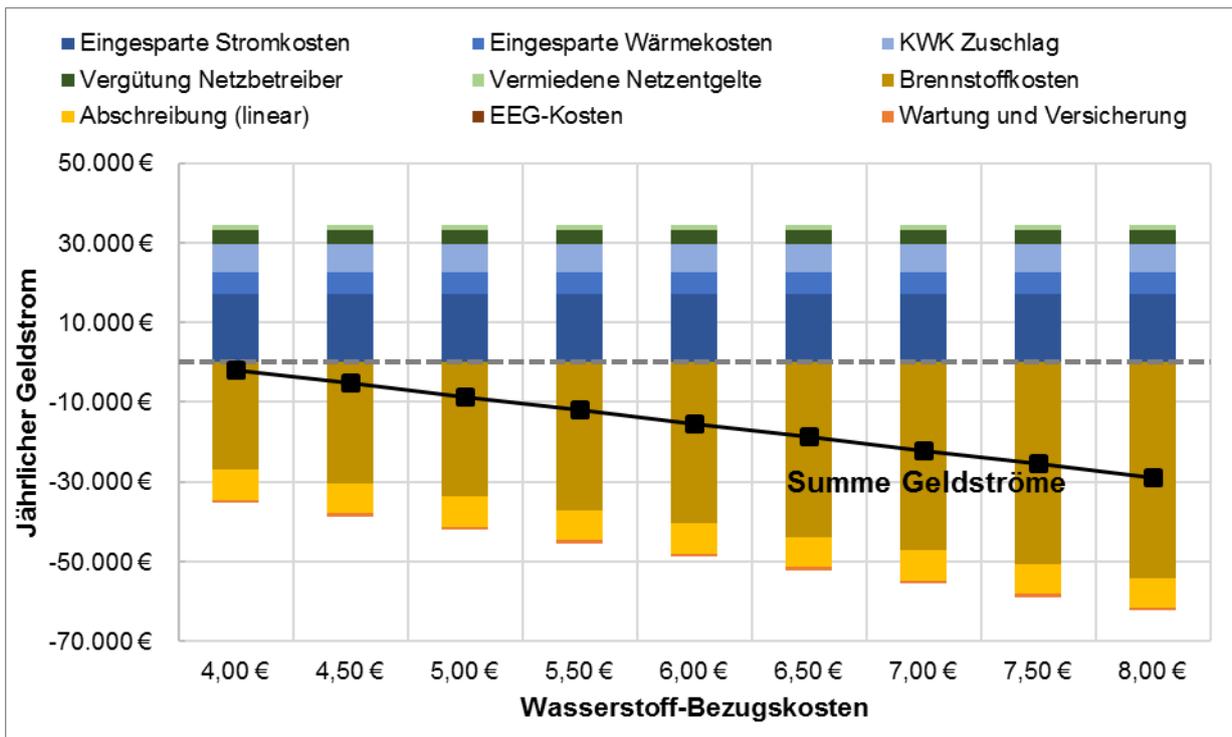


Abbildung 23: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 3.000 Vbh für BHKW inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 19 ct/kWh und Wärme-Opportunität 6 ct/kWh

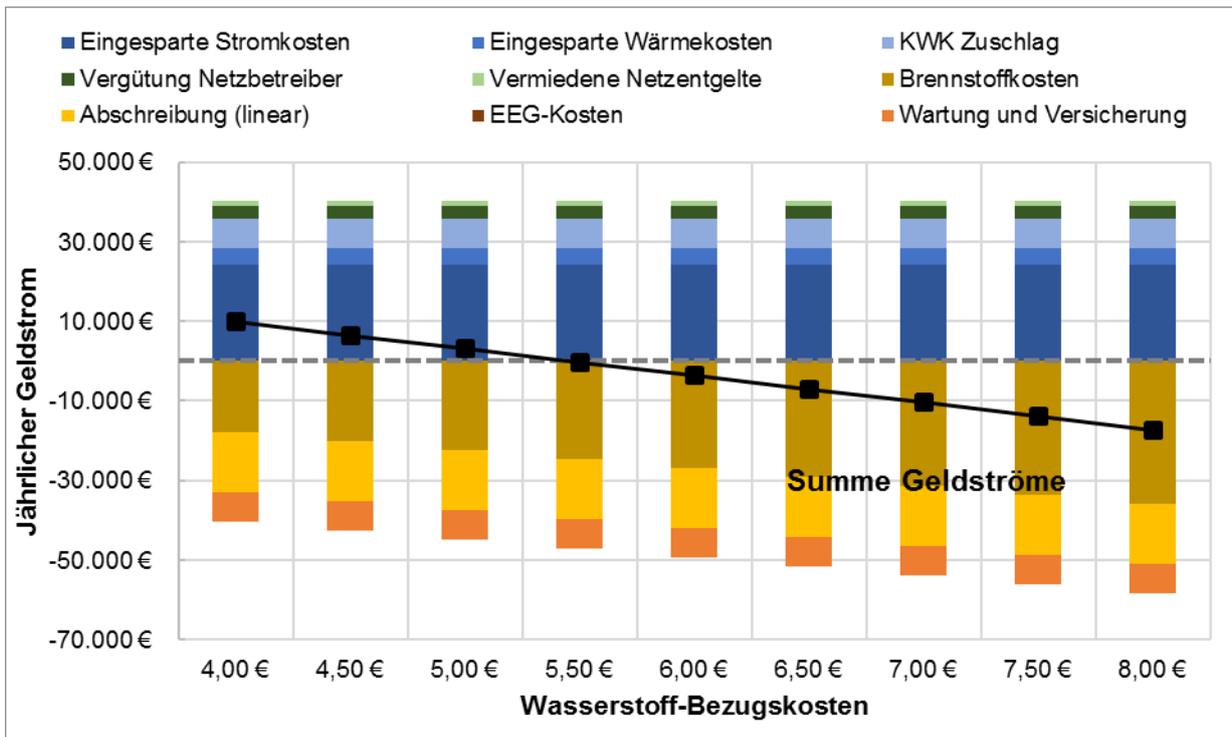


Abbildung 24: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 3.000 Vbh für BZ inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 27 ct/kWh und Wärme-Opportunität 11 ct/kWh

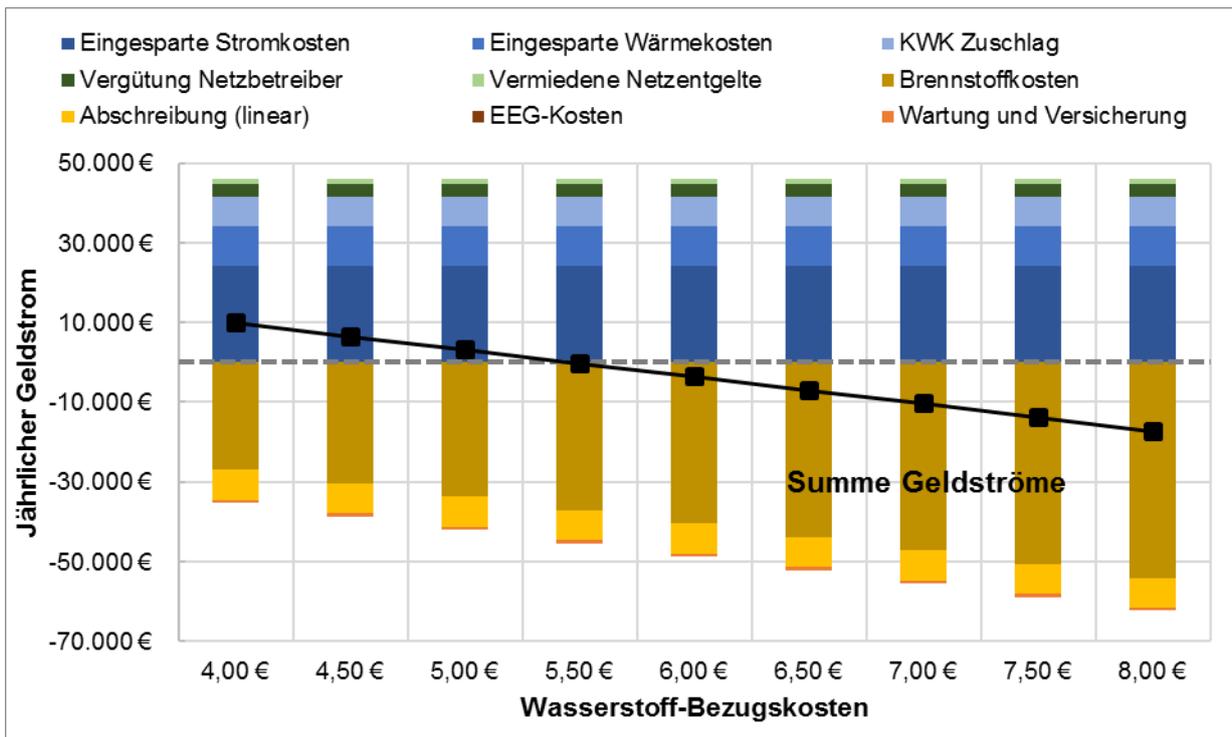


Abbildung 25: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 3.000 Vbh für BHKW inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 27 ct/kWh und Wärme-Opportunität 11 ct/kWh

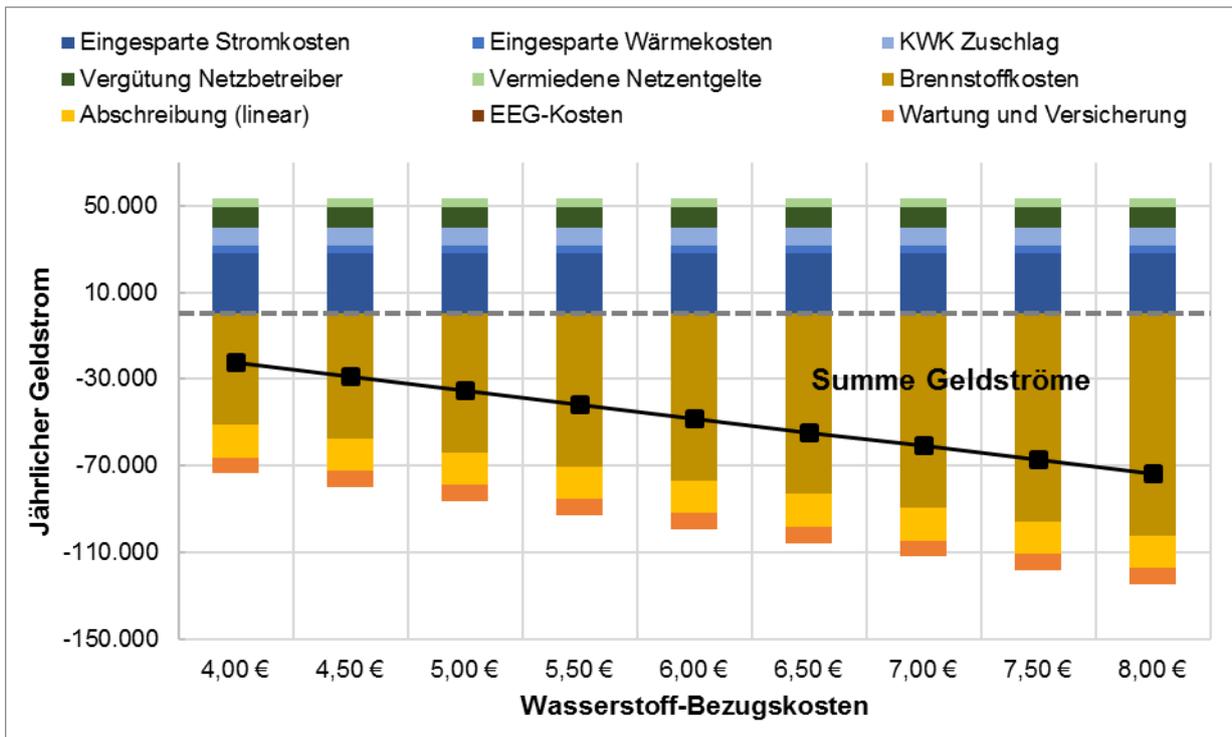


Abbildung 26: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 8.500 Vbh für BZ inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 11 ct/kWh und Wärme-Opportunität 3 ct/kWh

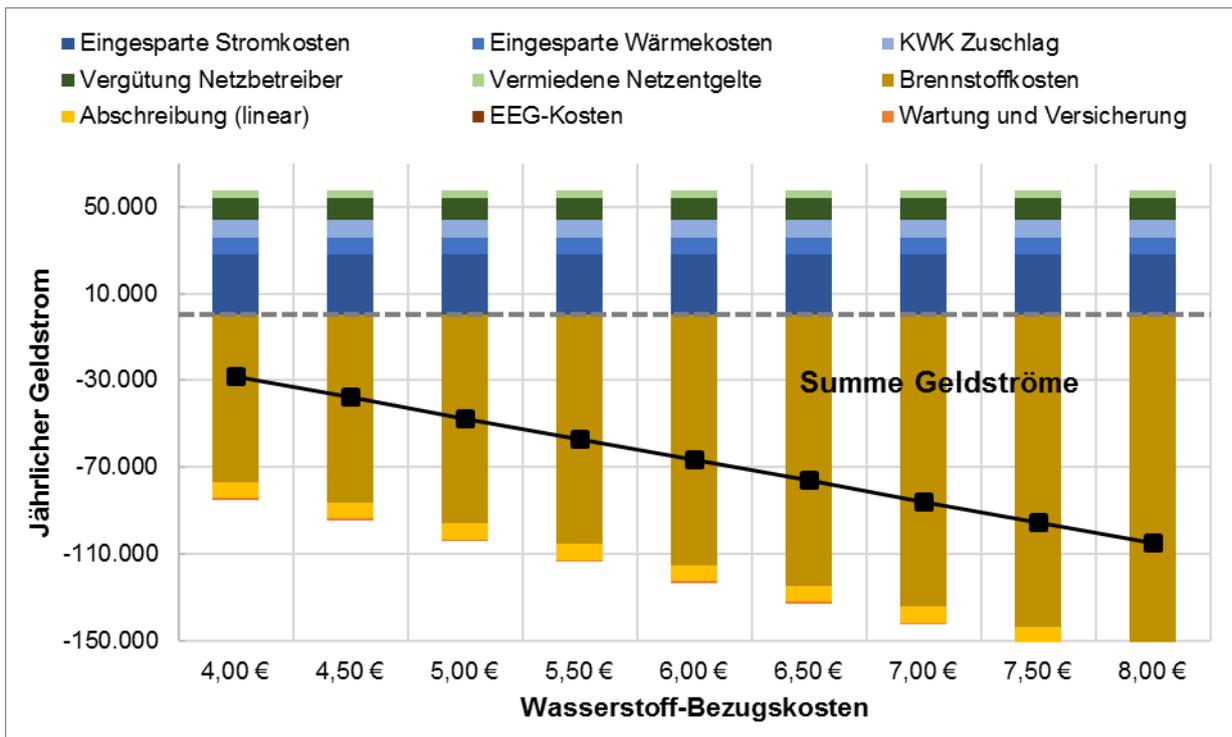


Abbildung 27: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 8.500 Vbh für BHKW inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 11 ct/kWh und Wärme-Opportunität 3 ct/kWh

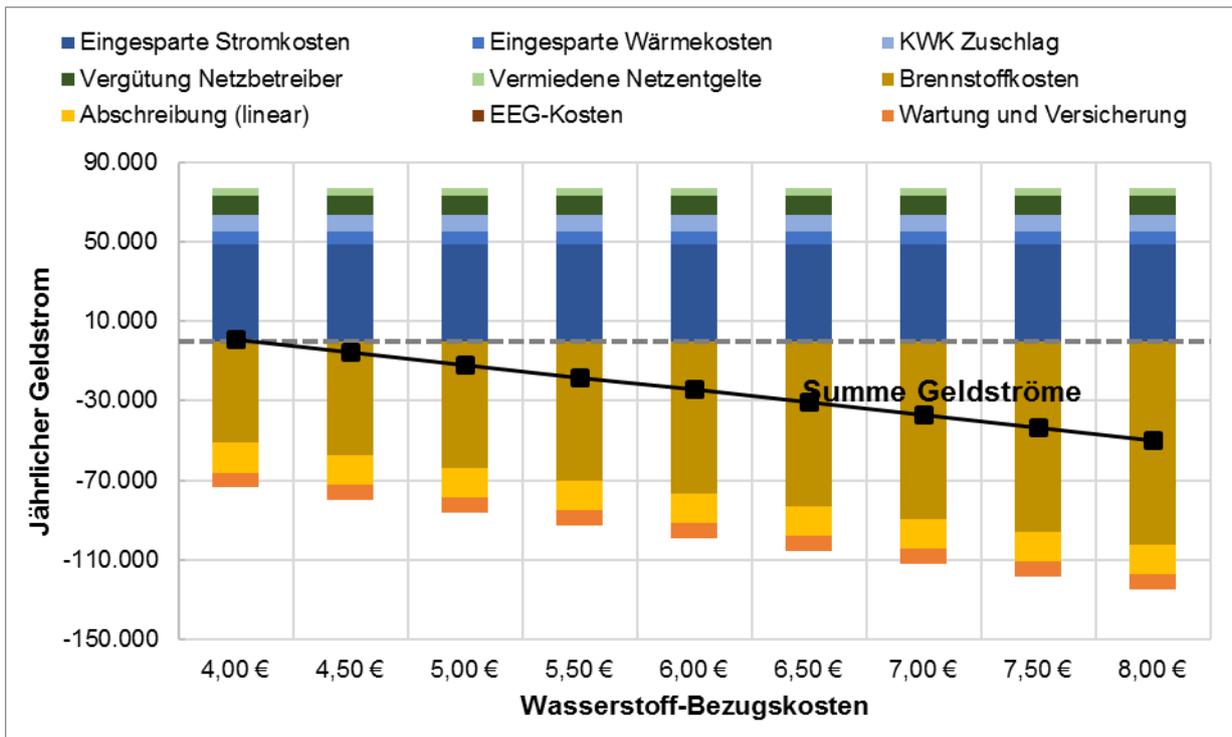


Abbildung 28: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 8.500 Vbh für BZ inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 19 ct/kWh und Wärme-Opportunität 6 ct/kWh

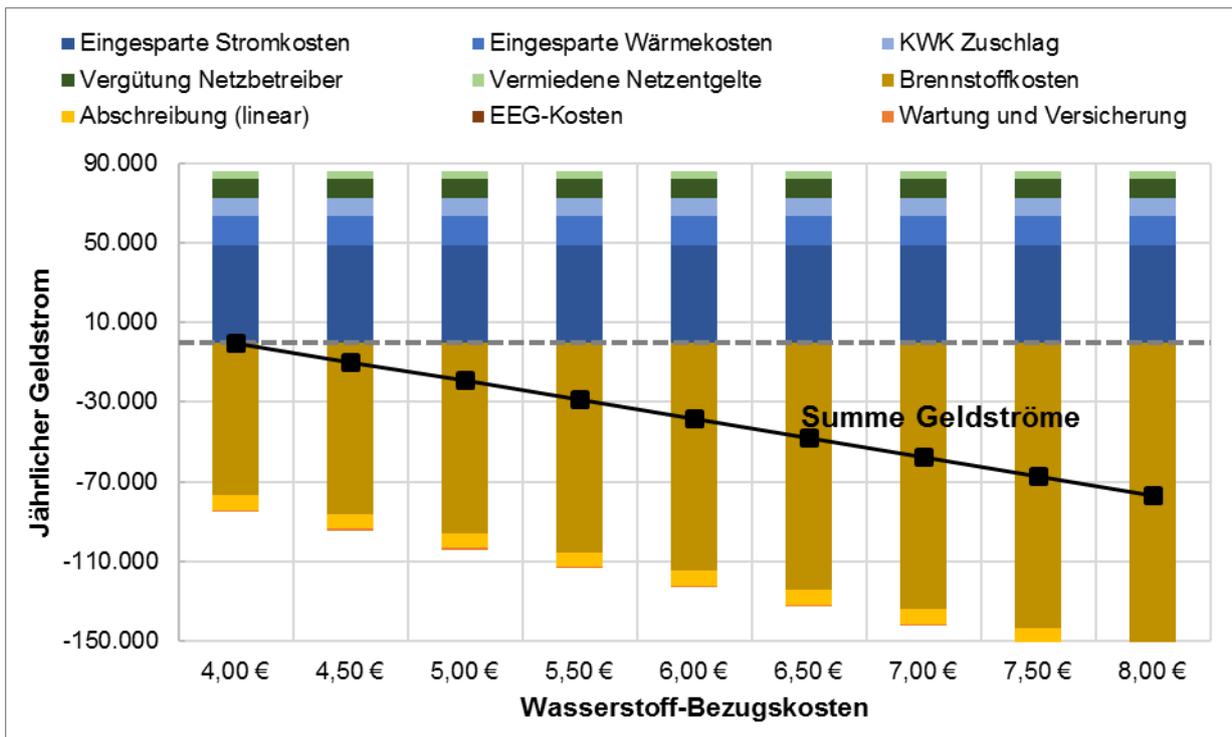


Abbildung 29: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 6.000 Vbh für BHKW inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 19 ct/kWh und Wärme-Opportunität 6 ct/kWh

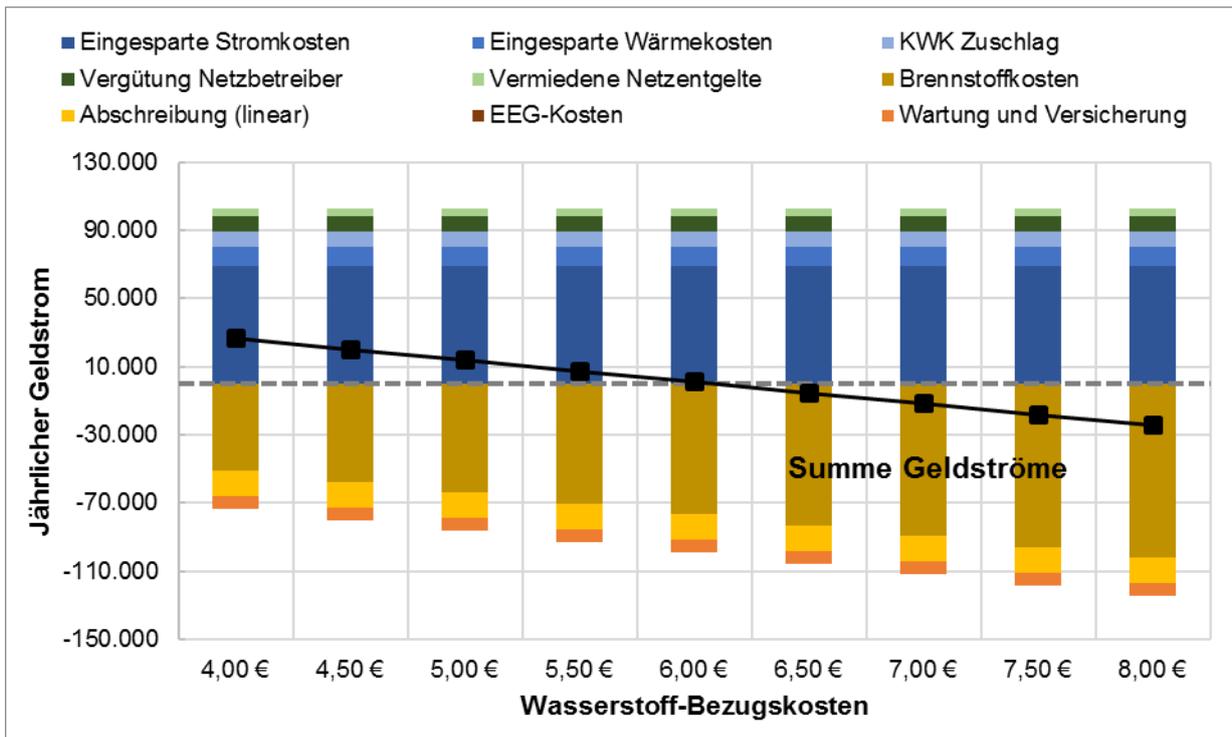


Abbildung 30: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 8.500 Vbh für BZ inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 27 ct/kWh und Wärme-Opportunität 11 ct/kWh

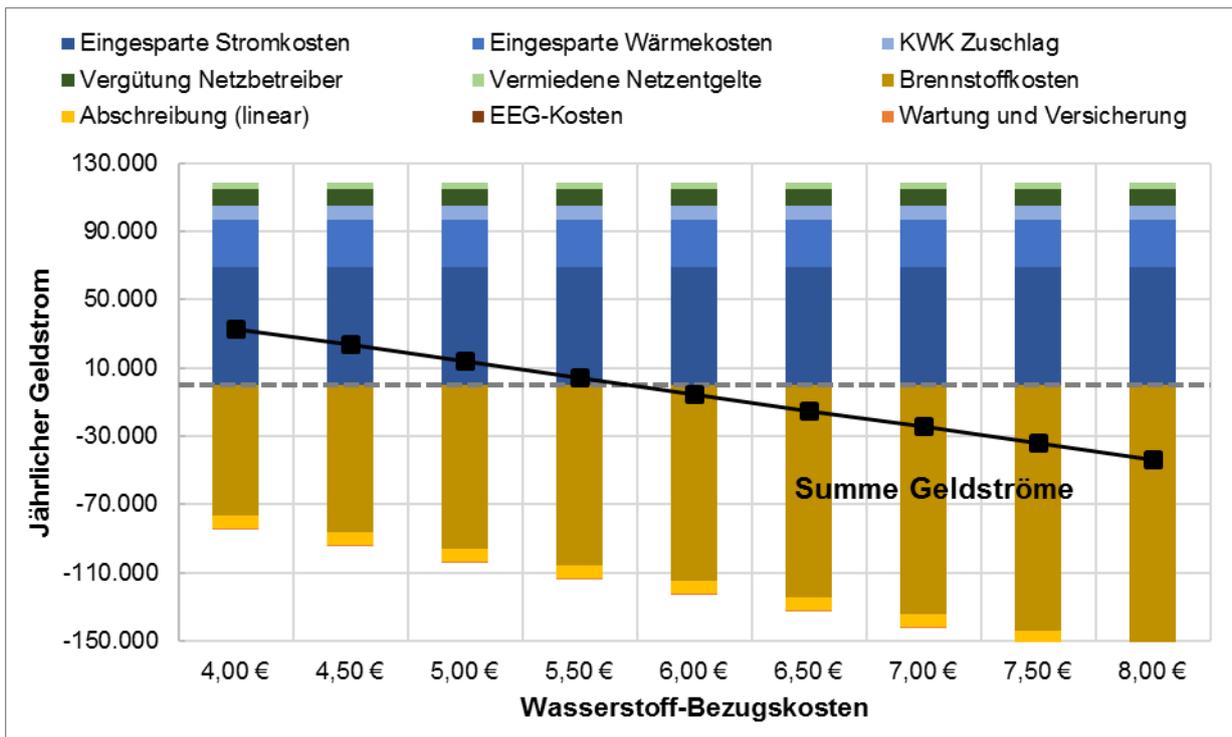


Abbildung 31: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 30 kW und 8.500 Vbh für BHKW inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 27 ct/kWh und Wärme-Opportunität 11 ct/kWh

A.10.4 Wirtschaftliche und technologische Untersuchung einer H₂-BHKW-Lösung am Stadtbad Saarlouis mit Gesamtjahreskosten

Brennstoffzelle	Wärme-Opportunität									
	0,03 €	0,04 €	0,05 €	0,06 €	0,07 €	0,08 €	0,09 €	0,10 €	0,11 €	
Strom-Opportunität	0,11 €	S1: 4,63	S1: 4,71	S1: 4,79	S1: 4,88	S1: 4,96	S1: 4,63	S1: 4,71	S1: 4,79	S1: 4,88
		S2: 3,69	S2: 3,77	S2: 3,85	S2: 3,93	S2: 4,02	S2: 3,69	S2: 3,77	S2: 3,85	S2: 3,93
		S3: 3,63	S3: 3,71	S3: 3,79	S3: 3,88	S3: 3,96	S3: 3,63	S3: 3,71	S3: 3,79	S3: 3,88
		S4: 3,27	S4: 3,36	S4: 3,44	S4: 3,52	S4: 3,61	S4: 3,27	S4: 3,36	S4: 3,44	S4: 3,52
	0,13 €	S1: 5,03	S1: 5,11	S1: 5,19	S1: 5,27	S1: 5,36	S1: 5,03	S1: 5,11	S1: 5,19	S1: 5,27
		S2: 4,08	S2: 4,17	S2: 4,25	S2: 4,33	S2: 4,42	S2: 4,08	S2: 4,17	S2: 4,25	S2: 4,33
		S3: 4,03	S3: 4,11	S3: 4,19	S3: 4,28	S3: 4,36	S3: 4,03	S3: 4,11	S3: 4,19	S3: 4,28
		S4: 3,67	S4: 3,76	S4: 3,84	S4: 3,92	S4: 4,01	S4: 3,67	S4: 3,76	S4: 3,84	S4: 3,92
	0,15 €	S1: 5,42	S1: 5,51	S1: 5,59	S1: 5,67	S1: 5,76	S1: 5,42	S1: 5,51	S1: 5,59	S1: 5,67
		S2: 4,48	S2: 4,57	S2: 4,65	S2: 4,73	S2: 4,82	S2: 4,48	S2: 4,57	S2: 4,65	S2: 4,73
S3: 4,43		S3: 4,51	S3: 4,59	S3: 4,68	S3: 4,76	S3: 4,43	S3: 4,51	S3: 4,59	S3: 4,68	
S4: 4,07		S4: 4,16	S4: 4,24	S4: 4,32	S4: 4,41	S4: 4,07	S4: 4,16	S4: 4,24	S4: 4,32	
0,17 €	S1: 5,82	S1: 5,91	S1: 5,99	S1: 6,07	S1: 6,16	S1: 5,82	S1: 5,91	S1: 5,99	S1: 6,07	
	S2: 4,88	S2: 4,97	S2: 5,05	S2: 5,13	S2: 5,22	S2: 4,88	S2: 4,97	S2: 5,05	S2: 5,13	
	S3: 4,83	S3: 4,91	S3: 4,99	S3: 5,07	S3: 5,16	S3: 4,83	S3: 4,91	S3: 4,99	S3: 5,07	
	S4: 4,47	S4: 4,56	S4: 4,64	S4: 4,72	S4: 4,81	S4: 4,47	S4: 4,56	S4: 4,64	S4: 4,72	
0,19 €	S1: 6,22	S1: 6,31	S1: 6,39	S1: 6,47	S1: 6,56	S1: 6,22	S1: 6,31	S1: 6,39	S1: 6,47	
	S2: 5,28	S2: 5,37	S2: 5,45	S2: 5,53	S2: 5,62	S2: 5,28	S2: 5,37	S2: 5,45	S2: 5,53	
	S3: 5,22	S3: 5,31	S3: 5,39	S3: 5,47	S3: 5,56	S3: 5,22	S3: 5,31	S3: 5,39	S3: 5,47	
	S4: 4,87	S4: 4,96	S4: 5,04	S4: 5,12	S4: 5,21	S4: 4,87	S4: 4,96	S4: 5,04	S4: 5,12	
0,21 €	S1: 6,62	S1: 6,71	S1: 6,79	S1: 6,87	S1: 6,96	S1: 6,62	S1: 6,71	S1: 6,79	S1: 6,87	
	S2: 5,68	S2: 5,77	S2: 5,85	S2: 5,93	S2: 6,02	S2: 5,68	S2: 5,77	S2: 5,85	S2: 5,93	
	S3: 5,62	S3: 5,71	S3: 5,79	S3: 5,87	S3: 5,96	S3: 5,62	S3: 5,71	S3: 5,79	S3: 5,87	
	S4: 5,27	S4: 5,36	S4: 5,44	S4: 5,52	S4: 5,6	S4: 5,27	S4: 5,36	S4: 5,44	S4: 5,52	
0,23 €	S1: 7,02	S1: 7,11	S1: 7,19	S1: 7,27	S1: 7,36	S1: 7,02	S1: 7,11	S1: 7,19	S1: 7,27	
	S2: 6,08	S2: 6,17	S2: 6,25	S2: 6,33	S2: 6,42	S2: 6,08	S2: 6,17	S2: 6,25	S2: 6,33	
	S3: 6,02	S3: 6,11	S3: 6,19	S3: 6,27	S3: 6,36	S3: 6,02	S3: 6,11	S3: 6,19	S3: 6,27	
	S4: 5,67	S4: 5,75	S4: 5,84	S4: 5,92	S4: 6	S4: 5,67	S4: 5,75	S4: 5,84	S4: 5,92	
0,25 €	S1: 7,42	S1: 7,51	S1: 7,59	S1: 7,67	S1: 7,76	S1: 7,42	S1: 7,51	S1: 7,59	S1: 7,67	
	S2: 6,48	S2: 6,57	S2: 6,65	S2: 6,73	S2: 6,82	S2: 6,48	S2: 6,57	S2: 6,65	S2: 6,73	
	S3: 6,42	S3: 6,51	S3: 6,59	S3: 6,67	S3: 6,76	S3: 6,42	S3: 6,51	S3: 6,59	S3: 6,67	
	S4: 6,07	S4: 6,15	S4: 6,24	S4: 6,32	S4: 6,4	S4: 6,07	S4: 6,15	S4: 6,24	S4: 6,32	
0,27 €	S1: 7,82	S1: 7,91	S1: 7,99	S1: 8,07	S1: 8,16	S1: 7,82	S1: 7,91	S1: 7,99	S1: 8,07	
	S2: 6,88	S2: 6,97	S2: 7,05	S2: 7,13	S2: 7,21	S2: 6,88	S2: 6,97	S2: 7,05	S2: 7,13	
	S3: 6,82	S3: 6,91	S3: 6,99	S3: 7,07	S3: 7,16	S3: 6,82	S3: 6,91	S3: 6,99	S3: 7,07	
	S4: 6,47	S4: 6,55	S4: 6,64	S4: 6,72	S4: 6,8	S4: 6,47	S4: 6,55	S4: 6,64	S4: 6,72	

Tabelle 49: Obergrenze H₂-Bezugspreise für Stadtbad für BZ

Verbrennung		Wärme-Opportunität								
		0,03 €	0,04 €	0,05 €	0,06 €	0,07 €	0,08 €	0,09 €	0,10 €	0,11 €
Strom-Opportunität	0,11 €	S1: 3,32 S2: 2,69 S3: 2,65 S4: 2,42	S1: 3,45 S2: 2,82 S3: 2,78 S4: 2,55	S1: 3,58 S2: 2,96 S3: 2,92 S4: 2,68	S1: 3,72 S2: 3,09 S3: 3,05 S4: 2,82	S1: 3,85 S2: 3,22 S3: 3,18 S4: 2,95	S1: 3,32 S2: 2,69 S3: 2,65 S4: 2,42	S1: 3,45 S2: 2,82 S3: 2,78 S4: 2,55	S1: 3,58 S2: 2,96 S3: 2,92 S4: 2,68	S1: 3,72 S2: 3,09 S3: 3,05 S4: 2,82
	0,13 €	S1: 3,58 S2: 2,96 S3: 2,92 S4: 2,68	S1: 3,72 S2: 3,09 S3: 3,05 S4: 2,82	S1: 3,85 S2: 3,22 S3: 3,18 S4: 2,95	S1: 3,98 S2: 3,36 S3: 3,32 S4: 3,08	S1: 4,12 S2: 3,49 S3: 3,45 S4: 3,21	S1: 3,58 S2: 2,96 S3: 2,92 S4: 2,68	S1: 3,72 S2: 3,09 S3: 3,05 S4: 2,82	S1: 3,85 S2: 3,22 S3: 3,18 S4: 2,95	S1: 3,98 S2: 3,36 S3: 3,32 S4: 3,08
	0,15 €	S1: 3,85 S2: 3,22 S3: 3,18 S4: 2,95	S1: 3,98 S2: 3,36 S3: 3,32 S4: 3,08	S1: 4,12 S2: 3,49 S3: 3,45 S4: 3,21	S1: 4,25 S2: 3,62 S3: 3,58 S4: 3,35	S1: 4,38 S2: 3,76 S3: 3,72 S4: 3,48	S1: 3,85 S2: 3,22 S3: 3,18 S4: 2,95	S1: 3,98 S2: 3,36 S3: 3,32 S4: 3,08	S1: 4,12 S2: 3,49 S3: 3,45 S4: 3,21	S1: 4,25 S2: 3,62 S3: 3,58 S4: 3,35
	0,17 €	S1: 4,12 S2: 3,49 S3: 3,45 S4: 3,21	S1: 4,25 S2: 3,62 S3: 3,58 S4: 3,35	S1: 4,38 S2: 3,76 S3: 3,72 S4: 3,48	S1: 4,52 S2: 3,89 S3: 3,85 S4: 3,61	S1: 4,65 S2: 4,02 S3: 3,98 S4: 3,75	S1: 4,12 S2: 3,49 S3: 3,45 S4: 3,21	S1: 4,25 S2: 3,62 S3: 3,58 S4: 3,35	S1: 4,38 S2: 3,76 S3: 3,72 S4: 3,48	S1: 4,52 S2: 3,89 S3: 3,85 S4: 3,61
	0,19 €	S1: 4,38 S2: 3,76 S3: 3,72 S4: 3,48	S1: 4,52 S2: 3,89 S3: 3,85 S4: 3,61	S1: 4,65 S2: 4,02 S3: 3,98 S4: 3,75	S1: 4,78 S2: 4,16 S3: 4,12 S4: 3,88	S1: 4,92 S2: 4,29 S3: 4,25 S4: 4,01	S1: 4,38 S2: 3,76 S3: 3,72 S4: 3,48	S1: 4,52 S2: 3,89 S3: 3,85 S4: 3,61	S1: 4,65 S2: 4,02 S3: 3,98 S4: 3,75	S1: 4,78 S2: 4,16 S3: 4,12 S4: 3,88
	0,21 €	S1: 4,65 S2: 4,02 S3: 3,98 S4: 3,75	S1: 4,78 S2: 4,16 S3: 4,12 S4: 3,88	S1: 4,92 S2: 4,29 S3: 4,25 S4: 4,01	S1: 5,05 S2: 4,42 S3: 4,38 S4: 4,15	S1: 5,18 S2: 4,55 S3: 4,52 S4: 4,28	S1: 4,65 S2: 4,02 S3: 3,98 S4: 3,75	S1: 4,78 S2: 4,16 S3: 4,12 S4: 3,88	S1: 4,92 S2: 4,29 S3: 4,25 S4: 4,01	S1: 5,05 S2: 4,42 S3: 4,38 S4: 4,15
	0,23 €	S1: 4,92 S2: 4,29 S3: 4,25 S4: 4,01	S1: 5,05 S2: 4,42 S3: 4,38 S4: 4,15	S1: 5,18 S2: 4,55 S3: 4,52 S4: 4,28	S1: 5,31 S2: 4,69 S3: 4,65 S4: 4,41	S1: 5,45 S2: 4,82 S3: 4,78 S4: 4,55	S1: 4,92 S2: 4,29 S3: 4,25 S4: 4,01	S1: 5,05 S2: 4,42 S3: 4,38 S4: 4,15	S1: 5,18 S2: 4,55 S3: 4,52 S4: 4,28	S1: 5,31 S2: 4,69 S3: 4,65 S4: 4,41
	0,25 €	S1: 5,18 S2: 4,55 S1: 4,52 S2: 4,28	S1: 5,31 S2: 4,69 S1: 4,65 S2: 4,41	S1: 5,45 S2: 4,82 S1: 4,78 S2: 4,55	S1: 5,58 S2: 4,95 S1: 4,92 S2: 4,68	S1: 5,71 S2: 5,09 S1: 5,05 S2: 4,81	S1: 5,18 S2: 4,55 S1: 4,52 S2: 4,28	S1: 5,31 S2: 4,69 S1: 4,65 S2: 4,41	S1: 5,45 S2: 4,82 S1: 4,78 S2: 4,55	S1: 5,58 S2: 4,95 S1: 4,92 S2: 4,68
	0,27 €	S3: 5,45 S4: 4,82 S1: 4,78 S2: 4,55	S3: 5,58 S4: 4,95 S1: 4,92 S2: 4,68	S3: 5,71 S4: 5,09 S1: 5,05 S2: 4,81	S3: 5,85 S4: 5,22 S1: 5,18 S2: 4,95	S3: 5,98 S4: 5,35 S1: 5,31 S2: 5,08	S3: 5,45 S4: 4,82 S1: 4,78 S2: 4,55	S3: 5,58 S4: 4,95 S1: 4,92 S2: 4,68	S3: 5,71 S4: 5,09 S1: 5,05 S2: 4,81	S3: 5,85 S4: 5,22 S1: 5,18 S2: 4,95

Tabelle 50: Obergrenze H₂-Bezugspreise für Stadtbad für BHKW

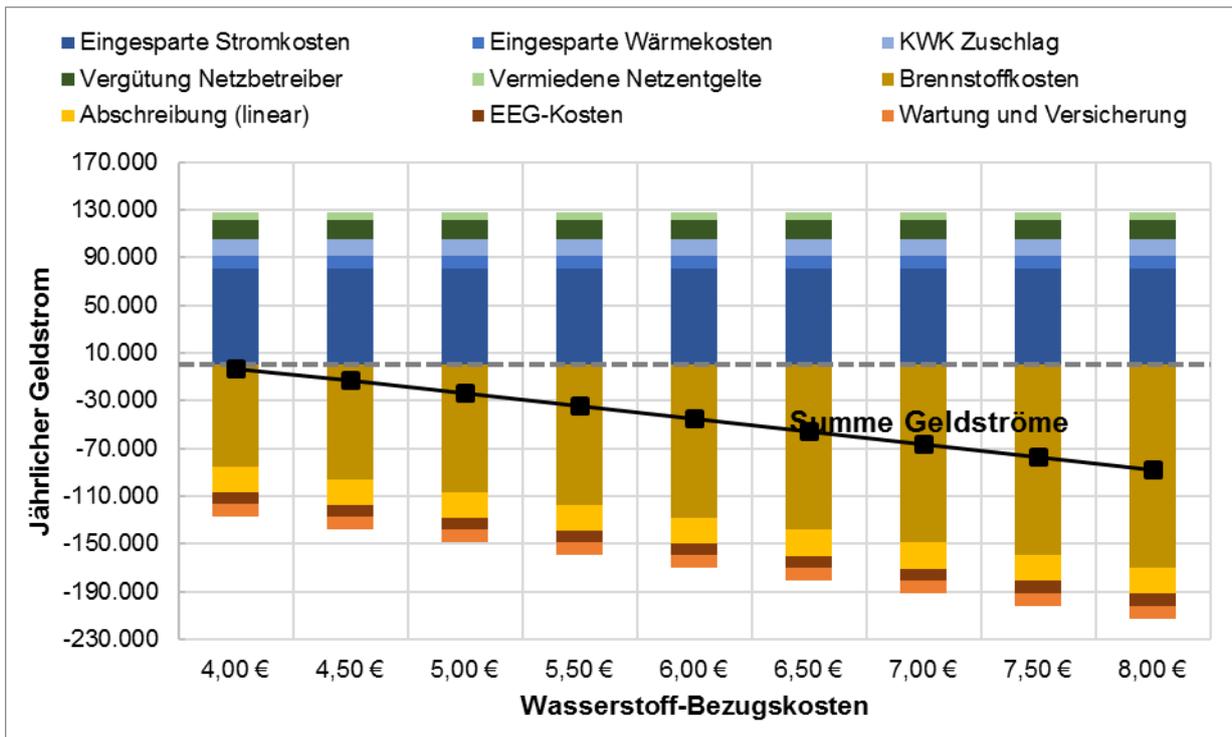


Abbildung 32: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 50 kW und 8.500 Vbh für BZ inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 19 ct/kWh und Wärme-Opportunität 6 ct/kWh

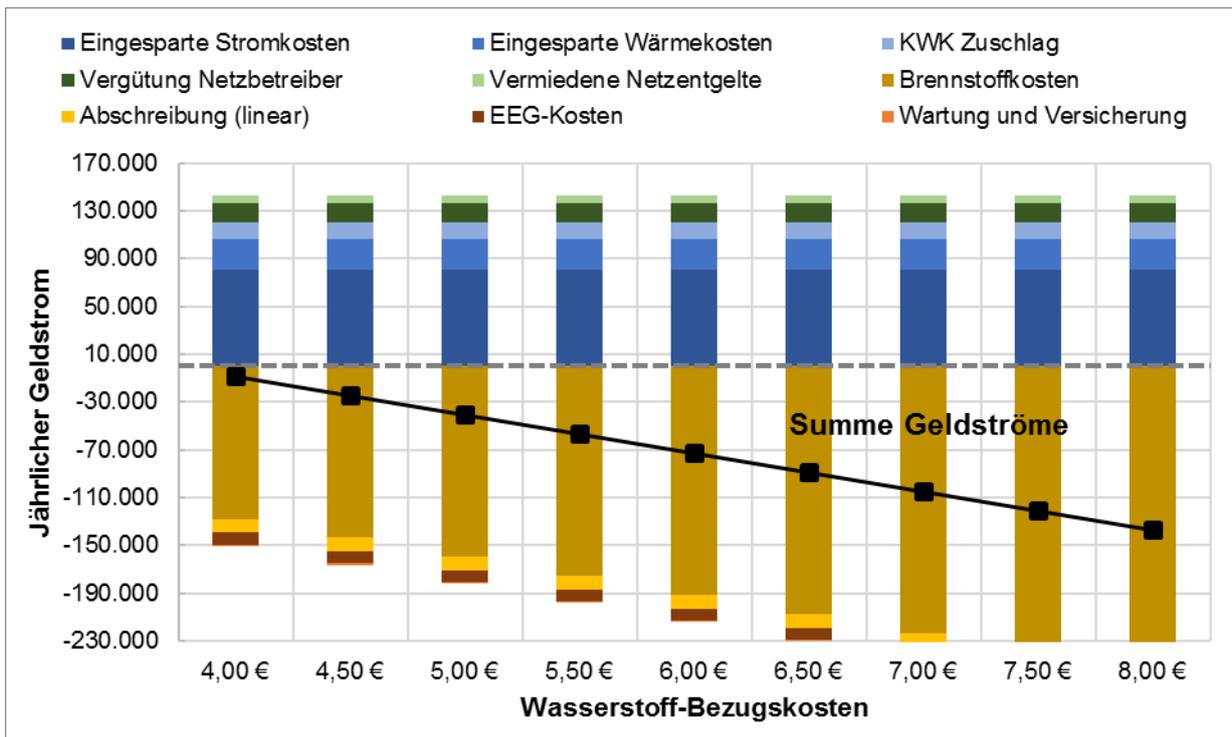


Abbildung 33: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 50 kW und 8.500 Vbh für BHKW inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 19 ct/kWh und Wärme-Opportunität 6 ct/kWh

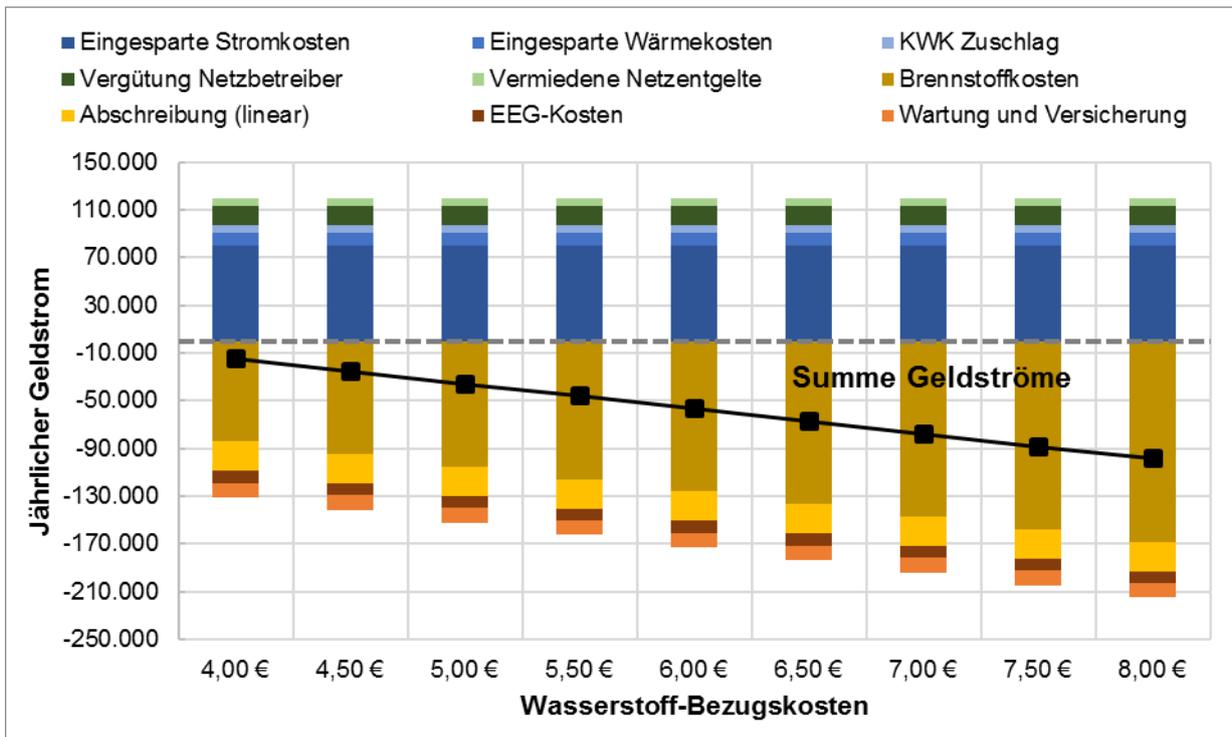


Abbildung 34: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 70 kW und 6.000 Vbh für BZ inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 19 ct/kWh und Wärme-Opportunität 6 ct/kWh

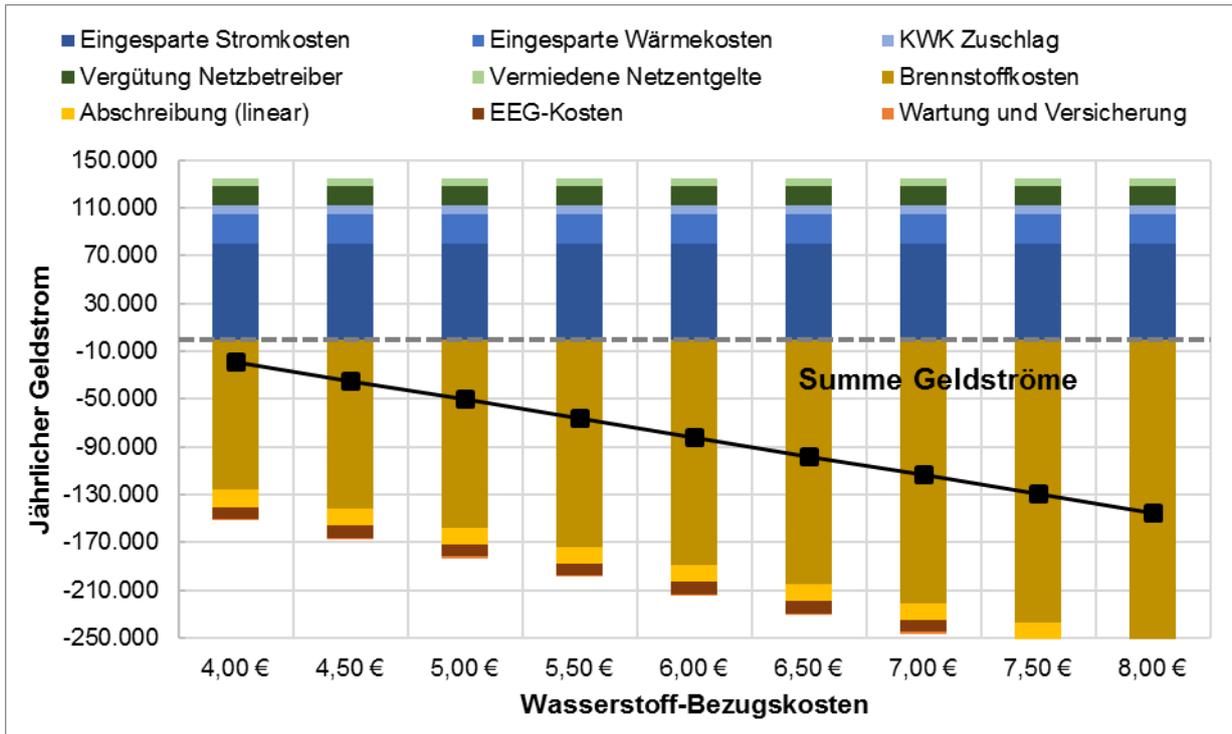


Abbildung 35: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der H₂-Bezugspreise bei 70 kW und 6.000 Vbh für BHKW inklusive Abschreibungen und Wartungskosten für Strom-Opportunität 19 ct/kWh und Wärme-Opportunität 6 ct/kWh

A.10.5 Wirtschaftliche und technologische Untersuchung eines H₂-BHKW zur Nahwärmeversorgung von Saarlouis-Steinrausch

Brennstoffzelle		Bezugspreis Wärme								
		0,01 €	0,02 €	0,03 €	0,04 €	0,05 €	0,06 €	0,07 €	0,08 €	0,09 €
Marktpreis Strom	- €	0,96 €	1,05 €	1,13 €	1,21 €	1,30 €	1,38 €	1,46 €	1,55 €	1,63 €
	0,01 €	1,16 €	1,25 €	1,33 €	1,41 €	1,50 €	1,58 €	1,66 €	1,74 €	1,83 €
	0,02 €	1,36 €	1,45 €	1,53 €	1,61 €	1,69 €	1,78 €	1,86 €	1,94 €	2,03 €
	0,03 €	1,56 €	1,65 €	1,73 €	1,81 €	1,89 €	1,98 €	2,06 €	2,14 €	2,23 €
	0,04 €	1,76 €	1,84 €	1,93 €	2,01 €	2,09 €	2,18 €	2,26 €	2,34 €	2,43 €
	0,05 €	1,96 €	2,04 €	2,13 €	2,21 €	2,29 €	2,38 €	2,46 €	2,54 €	2,63 €
	0,06 €	2,16 €	2,24 €	2,33 €	2,41 €	2,49 €	2,58 €	2,66 €	2,74 €	2,83 €
	0,07 €	2,36 €	2,44 €	2,53 €	2,61 €	2,69 €	2,78 €	2,86 €	2,94 €	3,03 €
	0,08 €	2,56 €	2,64 €	2,73 €	2,81 €	2,89 €	2,98 €	3,06 €	3,14 €	3,23 €

Tabelle 51: Obergrenze H₂-Bezugspreise für Fernwärme für BZ mit 2 MW

BHKW		Bezugspreis Wärme								
		0,01 €	0,02 €	0,03 €	0,04 €	0,05 €	0,06 €	0,07 €	0,08 €	0,09 €
Marktpreis Strom	- €	0,72 €	0,85 €	0,99 €	1,12 €	1,25 €	1,39 €	1,52 €	1,65 €	1,78 €
	0,01 €	0,85 €	0,99 €	1,12 €	1,25 €	1,39 €	1,52 €	1,65 €	1,78 €	1,92 €
	0,02 €	0,99 €	1,12 €	1,25 €	1,39 €	1,52 €	1,65 €	1,78 €	1,92 €	2,05 €
	0,03 €	1,12 €	1,25 €	1,39 €	1,52 €	1,65 €	1,78 €	1,92 €	2,05 €	2,18 €
	0,04 €	1,25 €	1,39 €	1,52 €	1,65 €	1,78 €	1,92 €	2,05 €	2,18 €	2,32 €
	0,05 €	1,39 €	1,52 €	1,65 €	1,78 €	1,92 €	2,05 €	2,18 €	2,32 €	2,45 €
	0,06 €	1,52 €	1,65 €	1,78 €	1,92 €	2,05 €	2,18 €	2,32 €	2,45 €	2,58 €
	0,07 €	1,65 €	1,78 €	1,92 €	2,05 €	2,18 €	2,32 €	2,45 €	2,58 €	2,72 €
	0,08 €	1,78 €	1,92 €	2,05 €	2,18 €	2,32 €	2,45 €	2,58 €	2,72 €	2,85 €

Tabelle 52: Obergrenze H₂-Bezugspreise für Fernwärme für BHKW mit 2 MW

A.11 Anhang zu Abschnitt 13

A.11.1 Suche geeigneter Förderprogramme für die Umsetzung der H₂-Distributionsplattform

In Tabelle 53 sind die aktuellen Förderprogramme für die Umsetzung der H₂-Distributionsplattform dargestellt.

Förderbekanntmachung Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“

Link

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.html>

Fördergegenstand

- Abschnitt III, 3.13 Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien, 3.13.2: Betrieb und Digitalisierung
 - o Der Betrieb multimodaler Energiesysteme umfasst die Verschiebung von Energieflüssen zwischen verschiedenen Infrastrukturen und stellt erhebliche Anforderungen an Regelung und Betrieb des Gesamtsystems. Zur Entwicklung und Erprobung neuer Abstimmungsmechanismen, neuer Geschäftsmodelle und zur Demonstration von Synergieeffekten aus der Verknüpfung verschiedener Infrastrukturen sind Forschungsarbeiten in systemischem Maßstab zu leisten. Die dazu benötigten Daten erfordern Entwicklungsarbeiten im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien und anderen angrenzenden Themen der Digitalisierung.

Art, Umfang und Höhe der Förderung

- nicht rückzahlbare Zuschüsse in Form einer Anteilsfinanzierung
- Hochschulen, Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen, die im Zusammenhang mit geförderten Projekten nichtwirtschaftliche Tätigkeiten im Sinne von Randziffer 18 des Unionsrahmens für staatliche Beihilfen zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation durchführen sind im Einzelfall in den zuwendungsfähigen projektbezogenen Ausgaben bis zu 100% förderfähig

Verfahren

Zweistufiges Verfahren

- Erste Verfahrensstufe:
 - o Einreichung Projektskizze beim Projektträger
 - o Angaben:
 - Thema und Ziel
 - für Verbundprojekte: Angaben zum Koordinator und Ansprechperson der einzelnen Projektpartner
 - Bezug zu den förderpolitischen Zielen, Notwendigkeit der Förderung
 - Stand von Wissenschaft und Technik
 - Innovationsgrad
 - Qualifikation und Expertise des Antragstellers und gegebenenfalls der Projektpartner
 - Arbeitsschwerpunkte, gegebenenfalls Arbeitsteilung und Aufgaben der Projektpartner
 - Wissenschaftliche und wirtschaftliche Verwertbarkeit, Verwertungsplan
 - geschätzter Gesamtaufwand und Förderbedarf, aufgeschlüsselt nach Personal- und Sachmitteln, bei Verbundprojekten jeweils für den einzelnen Projektpartner

- Zweite Verfahrensstufe:
 - o Förmliche Förderanträge stellen

Ansprechpartner

- Projektträger: Projektträger Jülich
- Kontaktadresse: PTJ-ESX-7EFP@fz-juelich.de
- Telefon: 0 24 61/61-19 99

Richtlinie „Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM)“

Link

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Mittelstand/innovationsfinanzierung-zim.html>

Verfahren

- Gilt bis 31.12.2024
- Unternehmen und mit ihnen kooperierende Forschungseinrichtungen können im Rahmen des ZIM Zuschüsse für anspruchsvolle Forschungs- und Entwicklungsprojekte erhalten
- Förderung ist in allen Technologiefeldern möglich
- Verschiedene Optionen zur passgenauen Förderung:
 - o ZIM-Einzelprojekte - gefördert werden einzelbetriebliche FuE-Projekte von Unternehmen, die diese Vorhaben mit eigenem Personal im Betrieb durchführen
 - o ZIM-Kooperationsprojekte - gefördert werden gemeinsame Forschungs- und Entwicklungsprojekte von zwei oder mehreren Unternehmen oder die Zusammenarbeit mit Forschungseinrichtungen
 - o ZIM-Kooperationsnetzwerke - gefördert werden externe Netzwerk-Managementleistungen von innovativen Netzwerken mit mindestens sechs mittelständischen Unternehmen, die sich zusammenschließen, um gemeinsam eine übergreifende technologische Innovation zu entwickeln

Tabelle 53: Förderprogramme für Umsetzung der H₂-Distributionsplattform

A.11.2 Machbarkeitsstudie der H₂-Distributionsplattform

Bezeichnung	Wert / Kosten	Bemerkung
Anlagenkosten	8 bis 12 Mio. €	inkl. Pumphaus, Speicher etc.
Installationskosten	2,4 bis 3,6 Mio. €	30% der CAPEX
Laufzeit	10 a	
Wartungskosten etc.	0,3 Mio. €/a	3% des CAPEX
	3 Mio. €	für gesamte Laufzeit
H ₂ -Hydrierung	1,5 t/d	100% Lastbereich
	450 t/a	300 d/a
	4.500 t	Laufzeit 10 Jahre
spezifische Anlagekosten inkl. Installation	2,30 bis 3,50 €/kg	
spezif. Wartungskosten	0,65 €/kg	
spezif. Stromkosten	0,60 €/kg	5 ct/kWh und 12 kWh/kg
Summe Dehydrierung	3,55 bis 4,75 €/kg	

Tabelle 54: Kosten resultierend aus Dehydrierung

Bezeichnung	Anlagenkosten	spezifische Kosten
H ₂ -Erzeugung Chloralkali	(H ₂ als Nebenprodukt)	4,00 €/kg
Hydrierung Storage UNIT	8 bis 12 Mio.€	1,50 €/kg
Transport per LKW, Zug oder Schiff	250 T€ für LKW	0,50 €/kg
Dehydrierung	5 bis 10 Mio. €	4,15 €/kg
Aufbereitung (Verdichtung, Gasfeinreinigung...)		bis zu 1,00 €/kg
Summe		10 bis 11 €/kg

Tabelle 55: Kostenübersicht H₂-Bereitstellung mittels LOHC

A.12 Anhang zu Abschnitt 14

A.12.1 Bosch/Schaeffler: Wirtschaftlicher Vergleich der H₂-Produktion vor Ort mit Bezug aus Fenne oder Ensdorf

Erzeugung durch	Kosten	Förderung	Eigenanteil
Elektrolyseur 1 MW	1.400.000 €	50%	700.000 €
Elektrolyseur 2 MW	2.200.000 €	50%	1.100.000 €

Tabelle 56: Anschaffungskosten Elektrolyse

Erzeugung durch	Betriebsart	Volllaststunden			Maximale Produktion	
Elektrolyseur 1 MW	Insellösung	20%	1752	h/a	26.280 kg/a	262.800 kg
Elektrolyseur 2 MW	Insellösung	20%	1752	h/a	26.280 kg/a	262.800 kg
Elektrolyseur 1 MW	Netzanbindung	50%	4380	h/a	65.700 kg/a	657.000 kg
Elektrolyseur 2 MW	Netzanbindung	50%	4380	h/a	131.400 kg/a	1.314.000 kg

Tabelle 57: Wasserstoff-Produktion der Elektrolyseure

Erzeugung durch	Betriebsart	Maximale Produktion	Eigenanteil Anschaffung	Wartung	Stromkosten	Gesamtkosten	Kosten pro kg
Elektr. 1 MW	Insel	262.800 kg	700.000 €	280.000 €	1.445.400 €	2.425.400 €	9,23 €
Elektr. 2 MW	Insel	262.800 kg	1.100.000 €	440.000 €	1.445.400 €	2.985.400 €	11,36 €
Elektr. 1 MW	Netz	657.000 kg	700.000 €	280.000 €	3.613.500 €	4.593.500 €	6,99 €
Elektr. 2 MW	Netz	1.314.000 kg	1.100.000 €	280.000 €	7.227.000 €	8.607.000 €	6,55 €

Tabelle 58: Spezifische Kosten für Elektrolyse

Tankstelle Grundpreis	Eigenanteil Tankstelle	Jährliche Wartung	Wartung insgesamt	Projektierung	Summe Kosten
1.400.000 €	700.000 €	42.000 €	420.000 €	400.000 €	1.520.000 €

Tabelle 59: Grobkostenschätzung Tankstelle

Die Kosten der Elektrolyseure und Tankstelle werden wie folgt abgeschätzt. Die Wartungskosten können zu ungefähr 70 cent pro Kilogramm Wasserstoff abgeschätzt werden.

Kostenursache	Wert	Bemerkung
Elektrolyseur 1 MW	1.400.000 €	laut Maximator mit Zulassung 1,8 M€
Elektrolyseur 2 MW	2.200.000 €	laut Maximator mit Zulassung 2,6 M€
Projektierung	400.000 €	für Personalkosten
Tankstelle Grundpreis	1.200.000 €	Tankstelle Schweiz
Tankstelle Multi-Schnittstelle	200.000 €	Aufschlag 700 bar und Kühlung

Tabelle 60: Wesentliche Kosten für Vor-Ort Erzeugung von H₂ mittels Elektrolyse

Die wesentlichen Kostenursachen sind dargestellt in Tabelle 60. Basierend auf der Markteinschätzung der Berater wurden die genannten Komplettkosten für die Elektrolyseure aufgeteilt in einen Wert für die Hardware und einen weiteren Kostenanteil für die Projektierung. Diese Unterscheidung ist relevant aufgrund der wahrscheinlichen Förderstruktur. Der Stand der Berechnung ist Juli 2021.

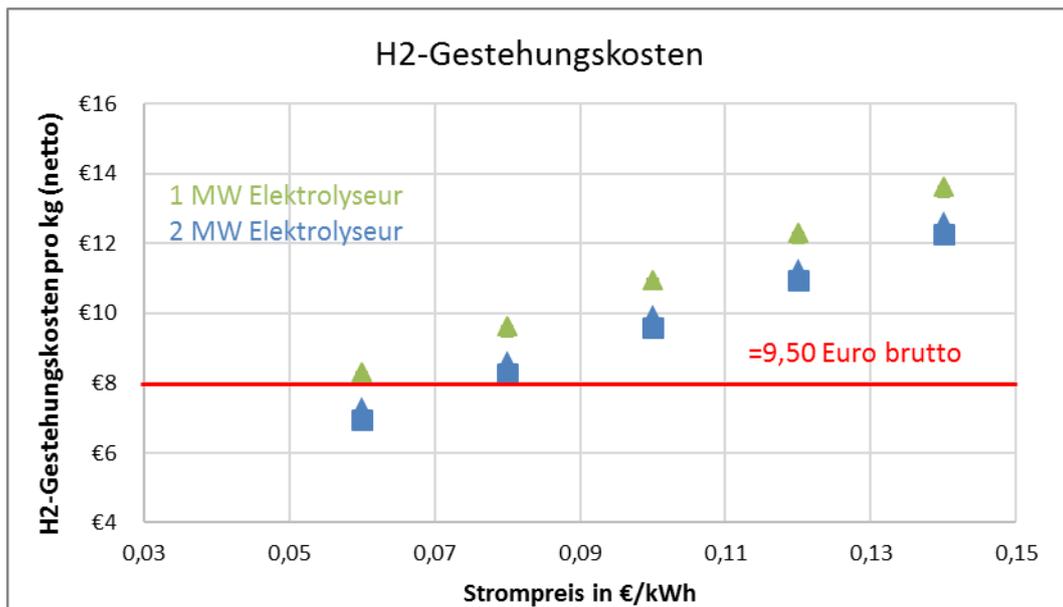


Abbildung 36: H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit des Strompreises

Basierend auf der bisherigen Förderlandschaft ist von einer 50%-Förderung der Tankstelle auszugehen. Im Idealfall kann eine ähnliche Förderquote für den Elektrolyseur erreicht werden. Tabelle 61 fasst die Daten zusammen.

Teilsystem	Förderquote	Bemerkung
Elektrolyseur	50%	sehr optimistische Annahme
Tankstelle	50%	bisherige Förderquote

Tabelle 61: Annahmen über Förderquoten

Basierend auf den bisherigen Annahmen resultieren die Eigenanteile für die Anschaffungskosten gemäß Tabelle 62.

Gesamtsystem	CAPEX Eigenanteil
Tankstelle mit 1 MW Elektrolyse	1.800.000 €
Tankstelle mit 2 MW Elektrolyse	2.200.000 €

Tabelle 62: Eigenanteile Anschaffungskosten

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit sind weitere Annahmen über die Betriebsweise abhängig. Tabelle 63 listet die wichtigsten Daten auf.

Teilsystem	Betriebsweise	Bemerkung
Max. Volllaststunden Netzanbindung	50%	bedingt durch Stromquelle
Max. Volllaststunden Insellösung	20%	geringer als bei Netzanbindung
Wirkungsgrad Elektr. inkl. Verdichtung	50%	konservativ-realistischer Wert
Volllaststunden mit Netzanbindung	4380	h
Volllaststunden Insellösung	1752	h
Elektrolyseur 1 MW Netzanbindung	65766	kg/a
Elektrolyseur 2 MW Netzanbindung	131532	kg/a
Elektrolyseur 1 MW Insellösung	26306	kg/a
Elektrolyseur 2 MW Insellösung	52613	kg/a

Tabelle 63: Betriebsweise Elektrolyseur und Tankstelle

Hervorzuheben ist der mittlere Wirkungsgrad des Elektrolyseurs. Die angegebenen 50% sind eine vergleichsweise konservative Schätzung und beinhalten die Leistungsaufnahme der Verdichter. Zum Vergleich: Die von STEAG kommunizierten Werte für den Hydro Hub basieren auf einem Wirkungsgrad von 65% (jedoch exklusive Verdichtung).

Des Weiteren wird eine Unterscheidung bezüglich der Art der Stromanbindung durchgeführt. Üblicherweise werden die Quellen für die Stromerzeugung, bspw. die Photovoltaik-Module, an das Stromnetz angeschlossen. Der Vorteil ist, dass derjenige Strom, welcher nicht für die Elektrolyse verwendet wird, ins elektrische Netz eingespeist werden kann. Des Weiteren kann der Elektrolyseur auch dann betrieben werden, falls die PV-Module nicht ausreichend Strom liefern. Bei der Auswertung wurde die Annahme von 4380 Volllaststunden getroffen. Die Nachteile dieser Betriebsweise sind, dass der zu veranschlagende Strompreis aufgrund diverser Abgaben sehr viel höher anzusetzen ist als bei der als *Insellösung* bezeichneten Alternative.

Bei der Insellösung erfolgt keine Netzanbindung. Der Elektrolyseur wird ausschließlich durch die PV-Module gespeist. Der Vorteil sind der Entfall der genannten Abgaben; der Nachteil sind die sehr viel niedrigeren Volllaststunden des Elektrolyseurs. Diese wurden auf 20%, und somit jährlich 1752 h, geschätzt.

Da das Szenario der Netzanbindung als realistischer anzusehen ist, wurde dies detailliert betrachtet. Die Ergebnisse mündeten in Abbildung 36. Diese veranschaulicht die H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit des Strompreises und der gewählten Größe des Elektrolyseurs.

A.12.2 Förderprogramme für H₂-Flurförderfahrzeugen, Klein-LKW und -Bussen für den innerbetrieblichen Verkehr bzw. Binnenverkehr

In Tabelle 36 sind die aktuellen Förderprogramme im Bezug zu H₂-Flurförderfahrzeugen, Klein-LKW und -Bussen für den innerbetrieblichen Verkehr bzw. Binnenverkehr dargestellt.

Förderrichtlinie für Maßnahmen der Marktaktivierung im Rahmen des NIP Phase 2 (Schwerpunkt nachhaltige Mobilität)

Link

<https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/foerderrichtlinie-marktaktivierung-20200709.pdf>

Fördergegenstand

u. a. Investitionszuschüsse für:

- Fahrzeuge (Straße, Schiene und Wasser) und Flugzeuge, die mit einem Brennstoffzellenantrieb ausgestattet sind, und gegebenenfalls die für deren Betrieb notwendige Betankungs- und Wartungsinfrastruktur
- Sonderfahrzeuge in der Logistik, die mit einem Brennstoffzellenantrieb ausgestattet sind, und die für deren Betrieb notwendige Betankungsinfrastruktur

Art, Umfang und Höhe der Förderung

- nicht rückzahlbarer Zuschuss grundsätzlich in Form einer Anteilfinanzierung oder Festbetragsfinanzierung
- Investitionsmehrausgaben werden mit bis zu 40% bezuschusst
- KMU können im Einzelfall höhere Beihilfeintensitäten gewährt werden

Verfahren

Einstufiges Antragsverfahren

- Einreichen von Förderanträgen mit folgenden Angaben:
 - o Name und Größe des Unternehmens
 - o Beschreibung des Vorhabens mit Beginn und Abschluss
 - o Standort des Vorhabens
 - o Ausgaben des Vorhabens
 - o Art der Beihilfe und Höhe der für das Vorhaben benötigten öffentlichen Finanzierung

Ansprechpartner

- Projektträger: Projektträger Jülich
- Ansprechpartnerin: Dr. Sophie Haebel
- Telefon: 0 30/2 01 99-5 32

Förderprogramm zur Erneuerung der Nutzfahrzeugflotte

Link

https://www.bag.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Foerderprogramme/Flottenerneuerung/ENF_01_Richtlinie.pdf?__blob=publicationFile

Fördergegenstand

- ein für gewerbliche Zwecke genutztes Bestandsfahrzeug der Schadstoffklasse Euro V und schlechter verschrotten und ein Neufahrzeug mit Elektro- und Wasserstoffantrieb oder der Schadstoffklasse Euro VI erwerben, auf sich zulassen und für gewerbliche Zwecke nutzen

Art, Umfang und Höhe der Förderung

- 15.000 Euro im Fall der Verschrottung eines Bestandsfahrzeugs der Schadstoffklasse Euro V oder EEV
- 10 000 Euro im Fall der Verschrottung eines Bestandsfahrzeugs der Schadstoffklasse Euro IV oder schlechter

Verfahren

- BAG als Bewilligungsbehörde
- Antrag muss folgende Angaben des Antragsberechtigten beinhalten:
 - o Vorname und Familienname bzw. Name der Firma
 - o bei natürlichen Personen Tag der Geburt
 - o zuständiges Finanzamt
 - o bei natürlichen Personen die steuerliche Identifikationsnummer nach § 139b AO, in allen anderen Fällen die Steuernummer
 - o Angaben zum anzuschaffenden Neufahrzeug

Tabelle 64: Förderprogramme für die Anschaffung wasserstoffbetriebener LKW

Absehbare Förderprogramme, welche derzeit in der Notifizierung sind und Nutzfahrzeuge fördern, sind ferner folgende⁴⁰:

- Richtlinie zur Förderung von Nutzfahrzeugen (N1-N2) mit Klimafreundlichen Antrieben (2021)
 - o Förderung von Fahrzeugen, Infrastruktur und Machbarkeitsstudien
 - o Technologieübergreifend (BEV, FCEV und Hybrid)
 - o Geplante Förderquote bis zu 80% der Investitionsmehrkosten für Fahrzeuge und Infrastruktur

A.12.3 Stahlindustrie: Zusammentragung der bestehenden oder in Planung befindlichen besonders vielversprechende Projekte in DE, A, CH und den BE-NE-LUX-Staaten hinsichtlich der Integration von Wasserstoff

Nachfolgend werden bestehende und in Planung befindliche Projekte vorgestellt, die ebenfalls den Einsatz von Wasserstoff in der Stahlindustrie untersuchen.

1. Koksgaseindüungsanlage der Saarstahl AG⁶⁰

- Partner: Dillinger Hütte
- Ort: Dillingen

Saarstahl und Dillinger haben im August 2020 eine Koksgaseindüungsanlage an den Hochöfen der ROGESA Roheisengesellschaft Saar mbH installiert. Statt Kohlenstoff wird Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt. Dieser stammt aus hochwasserstoffreichem Koksgas (55% H₂-Anteil) aus dem Prozess des integrierten Hüttenwerks. Damit sind die Voraussetzungen für den künftigen Einsatz von grünem Wasserstoff geschaffen. Die technisch mögliche Einblasmenge von Wasserstoff beträgt mehr als 72.000 Nm³/h. Damit können jährlich 120 – 150 Tsd. Tonnen CO₂ eingespart werden. Die Investitionskosten betragen 14 Mio. Euro.

2. tkH2:Steel von Thyssen-Krupp⁶¹

- Partner: AirLiquide, BFI
- Förderung: IN4climate (Landesregierung NRW)
- Ort: Duisburg

Thyssenkrupp setzt in der Dekarbonisierung der Stahlindustrie auf zwei Pfade, wobei Pfad 1 die Mitigation von CO₂ verfolgt und Pfad 2 die Adaption. Erstes Ziel ist, bis 2030 die CO₂-Emissionen um 30% zum Referenzjahr 2018 zu senken. Das Projekt tkH2:Steel beschreibt dabei ein Projekt zur kurzfristigen CO₂-Verminderung/ Vermeidung (Carbon Direct Avoidance) im klassischen Hochofen. Dabei wird dem Hochofen statt Einblaskohle, Wasserstoff über das Leitungsnetz von AirLiquide zugeführt (wobei technisch maximal 20% möglich sind). Über die Hochofenroute sollen ab 2022 rund 50.000 t CO₂-neutraler Stahl geschaffen werden. In diesem Produktionsprozess können bis zu 20% Emissionen vermindert werden. Dafür ist zusätzlich der Bau eines Elektrolyseurs mit einer Leistung von 100 MW in Kooperation mit RWE geplant, welcher 70% des Wasserstoffbedarfs decken könnte (1,7 t/h H₂). Auf mittelfristiger Sicht soll sich die Nutzung von Direktreduktionsanlagen etablieren, wodurch deutlich höhere Einsparungen möglich sind. Hierzu wird die erste Anlage 2024 errichtet. 2030 sollen dadurch 3 Millionen Tonnen klimaneutraler Stahl produziert werden.

60 <https://www.stahleisen.de/2020/08/21/dillinger-und-saarstahl-weihen-koksgaseinduesungsanlage-ein/>
<https://www.springerprofessional.de/metalle/erneuerbare-energien/wasserstoff-hochofenroute-fuer-gruenen-stahl-in-betrieb/18319940>

61 https://www.thyssenkrupp-steel.com/media/content_1/presse/dokumente/2020_1/august_3/200826_grusswort_bos_besuch_altmaier_v4.docx
<https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/>

3. Carbon2Chem von Thyssen-Krupp⁶²

- Partner: AkzoNobel, BASF, Clariant, Evonik, Fraunhofer ISE, Fraunhofer UMSICHT, KIT, The Linde Group, MPI CEC, Max-Planck-Institut für Kohlenforschung, RUB, RWTH Aachen, Siemens, TU Kaiserslautern, VW, ZBT GmbH
- Förderung: Phase 1: BMBF (60 Mio. €), Phase 2: BMBF (75 Mio.€)
- Ort: Duisburg

Pfad 2 von Thyssen-Krupp setzt auf Carbon Capture and Usage und dadurch auf die Adaption. Ziel des Projektes Carbon2Chem ist es, die anfallenden Hüttengase aufzubereiten, statt sie zu verbrennen, und in chemischen Prozesse weiterzuverarbeiten. Hierfür werden zusätzlich große Mengen an H₂ benötigt.

4. Salcos bzw. GrInHy2.0 von Salzgitter AG⁶³

- Partner: Sunfire GmbH, Paul Wurth S.A., Tenova SpA, CEA
- Förderung: Europäisches Forschungsprogramm Horizon 2020
- Ort: Salzgitter

Das Langzeitprojekt Salcos steht für Salzgitter Low Co₂-Steelmaking. Unter Salcos werden mehrere Projekte mit Bezug zu Wasserstoff zusammengefasst. Das Projekt GrInHy2.0 ist seit November 2020 umgesetzt und umfasst eine Hochtemperatur Elektrolyseanlage mit einer elektrischen Leistung von derzeit 720 kW, wobei die Leistung in Zukunft hochskaliert werden soll. Die Anlage produziert 200 Nm³/h bzw. 18 kg/h. Bis 2022 sollen in insgesamt 13.000 Betriebsstunden 100 t H₂ bei einem Preis von 7 €/kg H₂ produziert werden.

5. WindH2 von Salzgitter AG⁶⁴

- Partner: Linde AG, Avacon Natur GmbH
- Förderung: Bundesumweltministerium
- Salzgitter

Das Forschungsprojekt WindH2 fokussiert sich auf die Sektorenkopplung. Dabei soll eine 2 MW-PEM Elektrolyse errichtet werden, deren Strombedarf über sieben Windenergieanlagen mit einer Leistung von 30 MW gedeckt wird, und zukünftig bis zu 400 Nm³/h produzieren kann.

6. Direktreduktionsanlage von LIBERTY Steel⁶⁵

- Partner: Paul Wurth, SHS – Stahl-Holding-Saar

LIBERTY Steel prüft mit den Partnern Paul Wurth und SHS – Stahl-Holding-Saar den Bau und Betrieb eines wasserstoffbasierten Stahlwerks in industriellem Maßstab. Es soll sich um eine 2-Mio.-Tonnen-Anlage für direktreduziertes Eisen mit integrierter Wasserstoff-Elektrolyse mit einer Kapazität von 1 GW handeln. Zu Beginn soll eine Mischung aus Wasserstoff und Erdgas

⁶² <https://www.thyssenkrupp.com/carbon2chem/de/carbon2chem>
<https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/strategische-forschungslinien/kohlenstoffkreislauf/phase-1/verbundprojekt-kohlenstoffkreislauf-carbon2chem.pdf>

⁶³ <https://www.green-industrial-hydrogen.com/>
<https://www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemitteilungen/details/grinhy20-sunfire-liefert-weltweit-groessten-hochtemperaturelektrolyseur-an-salzgitter-flachstahl-14356.html>

⁶⁴ <https://www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemitteilungen/details/windwasserstoff-salzgitter-windh2-ein-wichtiger-schritt-auf-dem-weg-zur-dekarbonisierung-der-stahlindustrie-14823.html>

⁶⁵ <https://www.wiwo.de/unternehmen/industrie/stahlindustrie-liberty-steel-prueft-mit-saarstahl-und-wurth-den-bau-von-einem-wasserstoff-stahlwerk/26939418.html>

als Reduktionsmittel eingesetzt werden. Später soll komplett auf Wasserstoff umgestellt werden.

7. H2H von ArcelorMittal Hamburg GmbH⁶⁶

- Ort: Hamburg

Im Projekt H2H will ArcelorMittal erstmals Wasserstoff großtechnisch zur Produktion von direktreduziertem Eisenschwamm einsetzen. Dafür soll mit einem Investitionsvolumen von 110 Mio. Euro eine neue Direktreduktionsanlage im Hamburger Werk gebaut werden. Der Wasserstoff kommt zunächst aus der Dampfreformierung von Erdgas. Zur Verwendung von grünem Wasserstoff soll eine 50 MW Elektrolyse-Anlage errichtet werden. Damit sollen ab 2024 100.000 Tonnen grüner Eisenschwamm produziert werden.

- HyBit (Hydrogen for Bremen's industrial transformation) von ArcelorMittal Bremen GmbH⁶⁷

- Partner: swb AG
- Ort: Bremen

ArcelorMittal Bremen und die EWE Tochter swb haben ihre Zusammenarbeit für grüne Wasserstoffproduktion in Bremen erklärt. Im ersten Schritt des Projekts HyBit soll eine Elektrolyse-Anlage mit einer Leistung von 24 MW entstehen, um das Stahlwerk von ArcelorMittal mit grünem Wasserstoff zu versorgen und somit die CO₂-Emissionen bei der Herstellung zu senken.

8. steelanol von ArcelorMittal Gent GmbH⁶⁸

- Partner: Primetals Technologies, LanzaTech, E4tech
- Förderung: EU-Forschungsprogramm Horizon2020
- Ort: Gent, Belgien

Im Projekt steelanol wird eine Technologie entwickelt und erprobt, die es ermöglicht, dass emittierter Kohlenstoff aus der Stahlproduktion zur Herstellung von Ethanol genutzt werden kann. Dieses Ethanol kann dann zu flüssigem Biokraftstoff weiterverarbeitet werden. Die Demonstrationsanlage in Gent hat Investitionskosten in Höhe von 165 Mio. Euro und soll jährlich 80 Mio. Liter Ethanol aus recyceltem Kohlenstoff produzieren.

9. H2FUTURE von Voestalpine AG⁶⁹

- Partner: Verbund AG, Siemens, Austrian Power Grid, K1-MET, TNO
- Förderung: Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (FCH JU)
- Ort: Linz, Österreich

⁶⁶ <https://hamburg.arcelormittal.com/icc/arcelor-hamburg-de/broker.jsp?uMen=f0e10ffc-365a-0e51-a18f-7ff407d7b2f2&uCon=bbd463e5-b391-6714-d297-3e40f2a4a10b&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000042>

⁶⁷ <https://corporate.arcelormittal.com/media/news-articles/arcelormittal-plans-major-investment-in-german-sites-to-accelerate-co2-emissions-reduction-strategy-and-leverage-the-hydrogen-grid>

⁶⁸ <http://www.steelanol.eu/en>

<https://constructalia.arcelormittal.com/de/aktuelles/2020/05/eu-unterstuetzung-fuer-entwicklung-innovativer-technologien-zur-reduzierung-von-co2-emissionen>

⁶⁹ <https://www.voestalpine.com/group/de/media/presseaussendungen/2019-11-11-h2future-weltweit-groesste-gruene-wasserstoffpilotanlage-erfolgreich-in-betrieb-gegangen/>

Im Projekt H2FUTURE soll die Stahlproduktion durch den Einsatz von grünem Wasserstoff dekarbonisiert werden. Dafür wird eine 6 MW große PEM-Elektrolyse-Anlage im Stahlwerk der voestalpine Linz in Österreich installiert und betrieben. Daraus resultiert eine Wasserstoffproduktion von 1200 Nm³/h. Dieses dient zur Beimischung zum hütteneigenen Koksgas, welches bereits zu zwei Dritteln aus Wasserstoff besteht. Der Strom zur Wasserstoffproduktion kommt aus 100% erneuerbaren Energien. Außerdem wird die Anlage hinsichtlich der Potenziale zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen und dem Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz erforscht.