

Rheinland-Pfalz

Ministerium für Wirtschaft, Verkehr,
Landwirtschaft und Weinbau

Studie über die Entwicklung von Binnenhäfen als Wasserstoff-Hub

September, 2024



Studie über die Entwicklung von Binnenhäfen in Rheinland-Pfalz als Wasserstoff-Hub

Auftraggeber:

Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz
Abteilung Verkehr und Straßen

Erstellt durch:

Accenture Industry X
Am Kraftversorgungsturm 3
52070 Aachen

Autoren:

Jonas Bonnet, Philipp Schmidt, Florian Ott, Sylvia Kalwa, Thomas Hauler

Disclaimer:

Diese Studie wurde von Accenture Industry X im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz angefertigt. Weder Accenture Industry X noch das Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz oder weitere Personen, die in dessen Auftrag handeln, geben eine Garantie in Bezug auf die Richtigkeit und Vollständigkeit der dargelegten Informationen. Insbesondere übernehmen Accenture Industry X und das Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz keine Haftung in Bezug auf die Verwendung von Informationen, Ergebnissen oder Schlussfolgerungen aus diesem Bericht oder für Schäden, die aus der Verwendung dieser Informationen entstehen.

Inhaltsverzeichnis

1. Kurzzusammenfassung	1
2. Einleitung	8
3. Technologieüberblick	9
4. Die drei Hafenstandorte: Trier, Bendorf und Speyer	14
5. H₂-Bedarfsprognose	16
6. H₂-Transportoptionen in Deutschland	23
6.1. Technologien von H ₂ -Infrastrukturketten	23
6.1.1. Gesamtkette komprimierter Wasserstoff	24
6.1.2. Gesamtkette flüssiger Wasserstoff	25
6.1.3. Gesamtkette LOHC	26
6.1.4. Gesamtkette Ammoniak	27
6.2. Resultate und Bedeutung für die drei Hafenstandorte	28
6.3. Herausforderung und Bewertung	39
6.4. Schlussfolgerung	42
7. H₂-Erzeugung an den drei Hafenstandorten	43
7.1. Standortuntersuchung	43
7.2. Dimensionierung und Konzept der Elektrolyse-Anlage	48
7.3. Ableitung der H ₂ -Gestehungskosten	57
7.4. Fazit	59
8. Regulatorik	63
8.3. H ₂ -Erzeugung	65
8.4. H ₂ -Import	68
8.5. H ₂ -Verteilung	69
8.6. H ₂ -Qualität	71

Literaturverzeichnis	73
Anhang.....	79
Technologiesteckbriefe: Erzeugung	80
Technologiesteckbriefe: Speicherung.....	85
Technologiesteckbriefe: Transport.....	91
Technologiesteckbriefe: Veredelung.....	108

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Temperaturfenster industrieller Wärmebedarfe für verschiedene Wirtschaftszweige [7].....	2
Abbildung 2: Beispiel Bendorf: H ₂ -Bedarfsprognose in der Region Bendorf nach der entwickelten Heuristik	3
Abbildung 3: Übersicht der betrachteten H ₂ -Träger und Transportmittel.....	4
Abbildung 4: Kosten unterschiedlicher H ₂ -Transportoptionen abhängig von Transportdistanz inklusive Vor-, Transport und Nachketten	5
Abbildung 5: Kosten unterschiedlicher H ₂ -Transportoptionen abhängig von Transportdistanz inklusive Vor-, Transport und Nachketten und Importkosten an der Systemgrenze	6
Abbildung 6: Modellerte Kostenübersicht des Elektrolyseurs am Standort Speyer	7
Abbildung 7: Zuständige Genehmigungsbehörden an den Hafenstandorten Speyer, Bendorf und Trier.....	7
Abbildung 8: Technologiesteckbrief zur Erzeugung von Wasserstoff durch die Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEMEL).....	10
Abbildung 9: Technologiesteckbrief zur Speicherung von Wasserstoff in Druckspeichern Typ II-IV.....	11
Abbildung 10: Technologiesteckbrief zum Transport von flüssigem Wasserstoff in Trailern.....	12
Abbildung 11: Technologiesteckbrief zur Veredelung von Wasserstoff zu Methan durch die Sabatier-Reaktion	13
Abbildung 12: Hafenstandorte Trier, Bendorf, Speyer in Rheinland-Pfalz	14
Abbildung 13: Industrieller Wärmebedarf nach Temperaturniveaus für verschiedene Wirtschaftszweige [7]	17
Abbildung 14: Prognostizierte H ₂ -Bedarfe der emissionshandelspflichtigen Anlagen am Hafen Trier und Umgebung nach Stützjahren und Szenarien	18
Abbildung 15: Prognostizierte H ₂ -Bedarfe in den Szenarien „Low“, „Middle“ und „High“ am Standort Trier nach Stützjahren und Branche.....	19
Abbildung 16: Prognostizierte H ₂ -Bedarfe der emissionshandelspflichtigen Anlagen am Hafen Bendorf und Umgebung nach Stützjahren und Szenarien	19
Abbildung 17: Prognostizierte H ₂ -Bedarfe in den Szenarien „Low“, „Middle“ und „High“ am Standort Bendorf nach Stützjahren und Branche	20
Abbildung 18: Prognostizierte H ₂ -Bedarfe der emissionshandelspflichtigen Anlagen am Hafen Speyer und Umgebung nach Stützjahren und Szenarien	20
Abbildung 19: Prognostizierte H ₂ -Bedarfe in den Szenarien „Low“, „Middle“ und „High“ am Standort Speyer nach Stützjahren und Branche.....	21
Abbildung 20: H ₂ -Bedarfe am Hafen Speyer inklusive Bedarfe aus der Onlineumfrage	22
Abbildung 21: Studienfokus und Systemgrenze	23
Abbildung 22: Systembausteine zwischen H ₂ -Erzeugung und H ₂ -Abnahme	24
Abbildung 23: Bausteine der Gesamtkette von komprimiertem Wasserstoff mittels Truck- und Binnenschifftransport.....	25
Abbildung 24: Bausteine der Gesamtkette von komprimiertem Wasserstoff mittels Pipeline	25
Abbildung 25: Bausteine der Gesamtkette von flüssigem Wasserstoff mittels Truck- oder Binnenschifftransport.....	26

Abbildung 26: Bausteine der Gesamtkette von LOHC mittels Truck- und Binnenschifftransport	27
Abbildung 27: Bausteine der Gesamtkette von Ammoniak mittels Truck- und Binnenschifftransport	27
Abbildung 28: Kostenvergleich, abhängig von Transportdistanz für Pipeline, Truck und Binnenschiff	28
Abbildung 29: Kostenvergleich, abhängig von Transportdistanz inklusive Vor-, Transport und Nachketten mittels Pipeline, Truck und Binnenschiff	30
Abbildung 30: Kostenvergleich, abhängig von der Transportdistanz für die Gesamtketten, inklusive Importkosten für Pipeline, Truck und Binnenschiff	31
Abbildung 31: Aufschlüsselung der CAPEX und OPEX für die einzelnen Gesamtketten beim Binnenschifftransport.....	32
Abbildung 32: Qualitative Visualisierung der CGH2 Binnenschiff Gesamtkettenbausteine	33
Abbildung 33: Kostenvergleich der Gesamtkette für Speyer	34
Abbildung 34: Kostenvergleich der Gesamtkette für Bendorf	34
Abbildung 35: Kostenvergleich der Gesamtkette für Trier.....	35
Abbildung 36: Kostenvergleich, abhängig von der Transportdistanz für die Gesamtketten, ohne Importkosten für Pipeline, Truck und Binnenschiff für das Jahr 2050	36
Abbildung 37: Reduktion der Gesamtkosten ohne geschätzter Importkosten zwischen 2030 und 2050 des jeweils günstigsten H ₂ -basierten Energieträgers für die Standorte Speyer, Bendorf und Trier	37
Abbildung 38: Reduktion der Gesamtkosten inklusive geschätzter Importkosten zwischen 2030 und 2050 des jeweils günstigsten H ₂ -basierten Energieträgers für die Standorte Speyer, Bendorf und Trier	37
Abbildung 39: Vergleich der Kurzstreckentransportkosten von Trucks und Distributionspipeline	38
Abbildung 40: Transportkosten abhängig von Menge und verschiedenen Distanzen bei 30 bar und einer Fließgeschwindigkeit von 10 m/s	38
Abbildung 41: Kosteneffizientestes Transportmedium, abhängig von transportierter Menge und Distanz	39
Abbildung 42: Übersicht der Abdeckung der emissionshandlungspflichtigen Anlagen in Deutschland durch das H ₂ -Kernnetz [54]	39
Abbildung 43: Darstellung des Schienen- und Wasserwegenetzes inklusive Knoten des kombinierten Verkehrs (KV) [55].....	40
Abbildung 44: Hafenübersicht Speyer	44
Abbildung 45: Hafenübersicht Bendorf	45
Abbildung 46: Hafenübersicht Trier	47
Abbildung 47: Lokale H ₂ -Erzeugungsmenge am Standort Speyer (20 % Eigenerzeugung des H ₂ -Bedarfs, basierend auf den Werten der Bedarfsabfrage).....	50
Abbildung 48: Anlagenkonzept Hafen Speyer (stark vereinfachte Darstellung).....	52
Abbildung 49: Lokale H ₂ -Erzeugungsmenge am Standort Bendorf (20 % Eigenerzeugung des H ₂ -Bedarfs)	53
Abbildung 50: Anlagenkonzept Hafen Bendorf (stark vereinfachte Darstellung)	54
Abbildung 51: Lokale H ₂ -Erzeugungsmenge am Standort Trier (20 % Eigenerzeugung des H ₂ -Bedarfs)	55
Abbildung 52: Anlagenkonzept Hafen Trier (stark vereinfachte Darstellung)	56
Abbildung 53: Kostenübersicht am Hafenstandort Speyer	58
Abbildung 54: Kostenübersicht am Hafenstandort Bendorf	58
Abbildung 55: Kostenübersicht am Hafenstandort Trier	59
Abbildung 56: Exemplarische Übersicht der höchstrangigen Verfahren [66]	63

Abbildung 57: Für die Genehmigungsverfahren zuständigen Behörden and den Hafenstandorten Speyer, Bendorf und Trier [75], [76], [77]	64
Abbildung 58: Zertifizierungsgrundlage für grünen Wasserstoff nach RED II bzw. 37. BImSchV (Stromversorgung der Elektrolyseanlage) [75], [76], Abbildung nach [77]	67
Abbildung 59: Verschiedene Wasserstoffqualitäten abhängig von den Produktionsmethoden nach [84]...	72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: H ₂ -Einsatz in den Substitutionsszenarien.....	17
Tabelle 2: Distanz Parameter Pipeline, Truck, Binnenschiff.....	28
Tabelle 3: Techno-ökonomische Parameter 40 Fuß Container [46], [47]	29
Tabelle 4: Techno-ökonomische Parameter Importkosten [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55]	30
Tabelle 5: Gegenüberstellung der Gesamtkosten für den Transport mit Trucks und dem Binnenschifftransport inklusive der geschätzten Importkosten in 2030	35
Tabelle 6: Gesamtkosten inklusive geschätzter Importkosten für zwei Auslastungen einer Transportpipeline in 2030	36
Tabelle 7: Annahmen für die vorläufige Dimensionierung	49
Tabelle 8. Annahmen für die Abschätzung der benötigten Fläche.....	50
Tabelle 9: Ergebnisse der vorläufigen Excel-gestützten Anlagendimensionierung am Hafenstandort Speyer	51
Tabelle 10: Ergebnisse der toolbasierten Dimensionierung am Hafenstandort Speyer.....	52
Tabelle 11: Abschätzung der benötigten Fläche am Hafenstandort Speyer	52
Tabelle 12: Ergebnisse der vorläufigen Dimensionierung am Hafenstandort Bendorf.....	53
Tabelle 13: Ergebnisse der toolbasierten Dimensionierung am Hafenstandort Bendorf	54
Tabelle 14: Abschätzung der benötigten Fläche am Hafenstandort Bendorf	55
Tabelle 15: Ergebnisse der vorläufigen Dimensionierung am Hafenstandort Trier	56
Tabelle 16: Ergebnisse der toolbasierten Dimensionierung am Hafenstandort Trier	57
Tabelle 17: Abschätzung der benötigten Fläche am Hafenstandort Trier	57
Tabelle 18: Einordnung der Elektrolyseanlagenteile in die zu durchlaufenden Genehmigungsverfahren ...	66
Tabelle 19 Einordnung weiterer Anlagen der Gesamtwertschöpfungsketten in die zu durchlaufenden Genehmigungsverfahren	69
Tabelle 20: Techno-ökonomische Parameter Speicherung [85].....	113
Tabelle 21: Techno-ökonomische Parameter Rückumwandlungsprozesse [85]	113
Tabelle 22: Technoökonomische Parameter Transport- Wasserstoffpipeline [39], [85].....	113
Tabelle 23: Technoökonomische Parameter Distributionswasserstoffpipeline [38], [86]	114
Tabelle 24: Technoökonomische Parameter Wasserstoffverdichtung [38], [39], [85]	114
Tabelle 25: Ökonomische Parameter Energiebereitstellung [85]	114
Tabelle 26: Technoökonomische Parameter Binnenschiff [87].....	115
Tabelle 27: Techno- ökonomische Parameter Trailer [45], [46]	115
Tabelle 28: Techno- ökonomische Parameter Truck [46], [88].....	115
Tabelle 29: Techno-ökonomische Paramter eines Binnentanker für Massengut-Transport [56]	116
Tabelle 30: Lernraten zur Analyse der Investitionskostendegression durch Skalierungseffekte	116
Tabelle 31: Techno-ökonomische Parameter Importkosten für 2040 und 2050 [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55].....	116

Tabelle 32: Gegenüberstellung der Gesamtkosten für den Transport mit Trucks und dem Binnenschifftransport ohne der geschätzten Importkosten für das Jahr 2030, 2040 und 2050	117
Tabelle 33: Gegenüberstellung der Gesamtkosten für den Transport mit Trucks und dem Binnenschifftransport inklusive der geschätzten Importkosten für das Jahr 2030, 2040 und 2050	118
Tabelle 34: Annahmen für die toolbasierte Dimensionierung	119

Abkürzungsverzeichnis

ADN	Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen)
ADR	Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Straßen)
AEL	Alkalische Elektrolyse
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BImSchG/ BImSchV	Bundesimmissionsschutzgesetz bzw. -verordnung
CGH₂	Compressed (Gasified) Hydrogen; Komprimierter (gasförmiger) Wasserstoff
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
CCS	Carbon Capture & Storage
CEPS	Central Europe Pipeline System (Zentrales Europäisches Pipelinesystem)
CH₄	Formelzeichen für Methan
CO₂	Formelzeichen für Kohlenstoffdioxid
DVGW	Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches
EE	Erneuerbare Energien
EMV	Energieversorger Mittelrhein AG
EnFG	Energiefinanzierungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GasHDLtgV	Gashochdruckleitungsverordnung
GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
GGVSEB	Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt
H₂	Formelzeichen für Wasserstoff
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
IE-Anlage	Industrieemissionen-Anlage
KIPKI	Kommunales Investitionsprogramm Klimaschutz und Innovation
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LH₂	Liquid Hydrogen; Flüssigwasserstoff
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (organisches Trägermaterial für Wasserstoff)
MBO	Musterbauordnung
MEGC	Multi Element Gas Container
ND	Niederdruck
NH₃	Formelzeichen für Ammoniak
O₂	Formelzeichen für Sauerstoff
OPEX	Operational Expenditures (Betriebsausgaben)
PEMEL	Proton Exchange Membrane Electrolysis (Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse)
PFV	Planfeststellungsverfahren
PN	Pressure Nominal; Nenndruck
PPA	Power Purchase Agreement (Stromkaufvereinbarung)
RED	Renewable Energy Directive
RID	Regulations concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Rail (Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter)
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell (Festoxid Hochtemperatur Elektrolyse)
Spez	Spezifisch
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
Szen	Szenario
Temp	Temperatur
THG-Quote	Treibhausgasquote
UVP/ UVPG	Umweltverträglichkeitsprüfung bzw. -gesetz
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WEA	Windenergieanlagen
WHG	Wasserhaushaltsgesetz

1. Kurzzusammenfassung

Zur Sicherstellung der Energieversorgung in einem dekarbonisierten Energiesystem ist die Diversifizierung der Energiebezugsoptionen von immenser Bedeutung, wie der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine im Jahr 2022 unter Beweis gestellt hat. Die im Zuge dessen ausbleibenden Gasimporte aus Russland stellten das deutsche Energiesystem vor eine große Herausforderung und brachten die bis dahin bestehende Abhängigkeit von russischen Energieimporten deutlich zutage. Umso wichtiger ist es, bei der Transformation von einem auf fossilen Brennstoffen basierenden Energiesystem hin zu einem dekarbonisierten Energiesystem, auf eine Vielzahl verlässlicher und politisch stabiler Herkunftsländer sowie unterschiedliche Energieträger zu setzen. Wasserstoff (H_2) und seine Derivate werden als eine Säule des zukünftigen treibhausgasneutralen Energiesystems angesehen, da diese klimaneutral aus Erneuerbaren Energien (EE) hergestellt werden können und als chemischer Energieträger gut speicherbar und transportierbar sind. Der Aufbau einer Transportpipelineinfrastruktur für Wasserstoff in Deutschland ist bereits beschlossen [1]. Ein anderer Import- und Distributionsweg ist insbesondere der H_2 -Transport per (Binnen)-Schiff. Gerade in Regionen Deutschlands, die zunächst nicht oder gar nicht vom H_2 -Kernnetz erfasst sind, kann das Binnenschiff die H_2 -Versorgung diversifizieren und damit die H_2 -Versorgungssicherheit deutlich erhöhen.

Um das Potenzial der Häfen für die Umwandlung zu H_2 -Hubs zu bewerten und eine Grundlage für Standortentscheidungen zu schaffen, wird ein Überblick über etablierte und sich in Entwicklung befindliche Speicher-, Transport-, Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien gegeben. Nachfolgend werden in der vorliegenden Studie die Erzeugung, der Import- und Distributionsweg sowie die Transportvektoren der zukünftigen H_2 -Wirtschaft techno-ökonomisch untersucht.

TECHNOLOGIEÜBERBLICK

An dieser Stelle wird ein Überblick über bestehende und in der Entwicklung befindliche Technologien auf den Bereichen H_2 -Speicherung, H_2 -Transport, H_2 -Erzeugung und H_2 -Umwandlungstechnologien gegeben. Insgesamt werden 32 unterschiedliche Technologien aufgeführt, für die jeweils ein eigener Technologiesketchbrief erstellt wird (siehe [Anhang](#)). In diesen werden die typischen Kosten und Leistungsdaten aufgelistet, der derzeitige Technologiereifegrad eingeschätzt sowie Chancen und Risiken für die jeweilige Technologie diskutiert.

- **H_2 -Erzeugung:** Der weitaus größte Teil des heutzutage industriell genutzten Wasserstoffs wird durch die Dampfreformierung aus Erdgas bzw. Kohle hergestellt. Bei diesem Prozess fallen hohe CO_2 -Emissionen in Höhe von 8 bis 20 kg_{CO_2}/kg_{H_2} an [2]. Wegen dieses CO_2 -Ausstoßes beim Erzeugungsprozess wird der auf diese Weise hergestellte Wasserstoff als grauer bzw. schwarzer (Steinkohle)/ brauner (Braunkohle) Wasserstoff bezeichnet. Wird das entstehende CO_2 anschließend mittels einem nachgeschaltetem CCS-Verfahren (Carbon Capture & Storage) abgeschieden und langfristig gespeichert, wird der entstandene Wasserstoff als blau bezeichnet.
Daneben stellt u. a. die Wasserelektrolyse eine mittlerweile marktgängige Möglichkeit dar, aus Wasser mittels EE-Strom klimaneutralen grünen Wasserstoff herzustellen. Die Skalierung und Industrialisierung dieser Technologie schreitet zunehmend voran, sodass mittlerweile bei sinkenden Kosten Anlagen der 100 MW-Klasse errichtet werden und Größen von über 1 GW in Planung sind. Dennoch sind die Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff im Vergleich zu grauem Wasserstoff in Deutschland immer noch deutlich höher.
- **H_2 -Speicherung:** Je nach Anwendungsfall wird gasförmiger Wasserstoff in Speichern unterschiedlicher Druckstufen gespeichert. Bei stationären Anwendungen wird zumeist ein Typ I Speicher verwendet. Bei diesem wird Wasserstoff bei niedrigem Druck bis ca. 200 bar in simplen Metallzylindern gespeichert, wodurch bei hohem Gewicht nur eine niedrige volumetrische Energiedichte erzielt wird. Typ IV Speicher hingegen bestehen aus einem sogenannten Kunststoff-Innenliner als Gasbarriere und einer Kohlefaserummantelung zum Abtragen der Druckkräfte. Diese Speicher werden aufgrund des geringeren Gewichts und einer höheren Energiedichte bspw. bei H_2 -Transportanwendungen verwendet. Jedoch fallen bei Typ IV Speicher deutlich höheren Kosten im Vergleich Typ I Speichern an.

Darüber hinaus kann Wasserstoff in flüssiger Form, in Metallhydridspeichern, in sogenannten Metal Organic Frameworks (MOF, metallorganische Gerüstverbindungen) oder chemisch gebunden gespeichert werden.

- **H₂-Transport:** Große Mengen an Wasserstoff werden über Pipelines transportiert. Dies können neugebaute Abschnitte oder umgewidmete Erdgaspipelines sein [3]. Kleinere Mengen können mit Lkws flexibel per Container transportiert werden. Dabei rangiert die H₂-Menge pro Lkw zwischen 200 kg Wasserstoff (200 bar, Typ I Speicher) und etwa 4.000 kg Wasserstoff (Flüssigwasserstoff). Auch Binnenschiffe sind für den H₂-Transport denkbar. Da es derzeit noch keine spezialisierten H₂-Binnenschiffe gibt, ist der am einfachsten umsetzbare Lösungsansatz der containergebundene H₂-Transport per Binnenschiff unter Nutzung der existierenden Containerlogistik.
- **H₂-Veredelung:** Für den Transport oder die Endanwendung kann es vorteilhaft sein, den unter Normalbedingungen gasförmig vorliegenden Wasserstoff in eine andere chemische Form umzuwandeln. Meist soll dadurch die geringe volumetrische Energiedichte erhöht werden. So kann Wasserstoff u. a. verflüssigt, aber auch in Ammoniak (NH₃), in Methanol (CH₃OH), in synthetisches Erdgas (CH₄, Methanisierung) oder in synthetische, flüssige Kraftstoffe (Fischer-Tropsch-Synthese) umgewandelt werden.

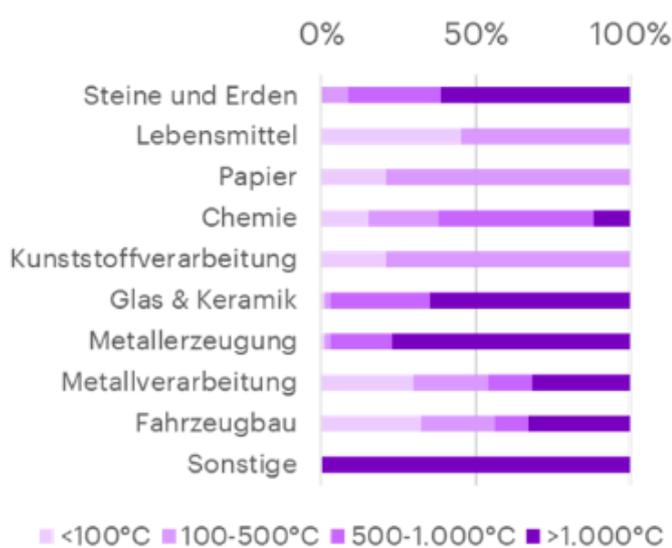
AUSWAHL DER DREI HAFENSTANDORTE

Die drei Hafenstandorte Trier, Bendorf und Speyer werden aufgrund der folgenden Gegebenheiten für die Untersuchung gewählt:

Der Hafen Trier ist der einzige Moselhafen in Rheinland-Pfalz. Der Hafen Bendorf hat bereits im Rahmen der HyLand-Initiative¹ ein H₂-Konzept entwickelt. Am Hafen Speyer werden bereits von den Stadtwerken Speyer mit mehreren Chemieunternehmen verschiedene H₂-Aktivitäten geplant. Alle ausgewählten Häfen werden derzeit für den Umschlag von Mineralölprodukten genutzt und sind trimodal angebunden. Dadurch haben sich die Häfen als Standorte energieintensiver Industrien etabliert und fungieren als Zentren regionaler Wirtschaftsprozesse. Dennoch beschäftigen sich die Hafenstandortverantwortlichen mit rückläufigen Umschlagsmengen, gerade auf dem Gebiet der Mineralölprodukte [4].

PROGNOSE DER H₂-BEDARFE

Ausgangspunkt der Berechnung der H₂-Bedarfe in den Regionen ist die Liste der emissionshandlungspflichtigen Anlagen des Umweltbundesamts (UBA) und der Deutschen Emissionshandlungsstelle (DEHSt). Die Anlagenliste enthält die CO₂-Emissionen aller emissionshandlungspflichtigen Anlagen in Deutschland.



Für jeden Hafenstandort werden die Anlagen in einem Umkreis von 35 km um den Hafen gefiltert. Deren CO₂-Emissionswerte aus dem Jahr 2019 sind die Grundlage für die weiteren Berechnungen. Im nächsten Schritt werden für die zahlreichen identifizierten Industrieunternehmen branchenspezifische CO₂-Emissionsfaktoren abgeleitet. Diese beschreiben, abhängig vom jeweils eingesetzten Brennstoff, die Menge des ausgestoßenen Kohlenstoffdioxids im Verhältnis zur eingesetzten Primärenergie. Zusammen mit dem branchenspezifischen Brennstoffmix wird auf diese Weise der ungefähre Primärenergiebedarf der identifizierten Anlagen ermittelt. Zusätzlich werden durch-

Abbildung 1: Temperaturfenster industrieller Wärmebedarfe für verschiedene Wirtschaftszweige [7]

¹ „HyLand – Wasserstoffregionen in Deutschland“ ist ein vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) ausgerufenen Wettbewerb. Insgesamt 58 Regionen in Deutschland erhielten eine Förderung, um mit dessen Hilfe regionale H₂-Konzepte zu initiieren, zu planen und umzusetzen.

schnittlichen Temperaturfenster in den verschiedenen Branchen betrachtet, in welchen die Energie im Regelfall benötigt wird (siehe Abbildung 1). Abhängig vom Temperaturniveau sind weitere Dekarbonisierungsmaßnahmen technisch und wirtschaftlich schwieriger umsetzbar, womit eine Substitution mit Wasserstoff wahrscheinlicher wird. Als letzte extern determinierte Rahmenbedingung wird die zulässige Jahresemissionsmenge für den Industriesektor nach dem nationalen Klimaschutzgesetz herangezogen. Da Rheinland-Pfalz gemäß dem Koalitionsvertrag bereits bis zum Jahr 2040 treibhausgasneutral werden möchte, muss im Modell die Umstellung bis zu diesem Zeitpunkt abgeschlossen werden.

Die überschlägige Betrachtung ermittelt für alle Hafenstandorte eine H₂-Bedarfsprognosekurve. Durch eine Variation der H₂-Substitutionswahrscheinlichkeiten in den betrachteten Temperaturfenstern werden drei Szenarien „Low“, „Middle“ und „High“ aufgespannt. Im weiteren Verlauf wird das „Middle“-Szenario herangezogen, wenn nicht anders spezifiziert. Am Beispiel Bendorf lässt sich in Abbildung 2 die steigende H₂-Nachfrage in den drei Szenarien beobachten. Bis zum Jahr 2040 steigt die H₂-Nachfrage von anfänglich 3.700 t_{H2}/a auf 25.000 t_{H2}/a. Dabei sind die Glas- und Keramikindustrie mit ungefähr gleichem H₂-Bedarf die größten Nachfrager, gefolgt von dem Papiergewerbe.²

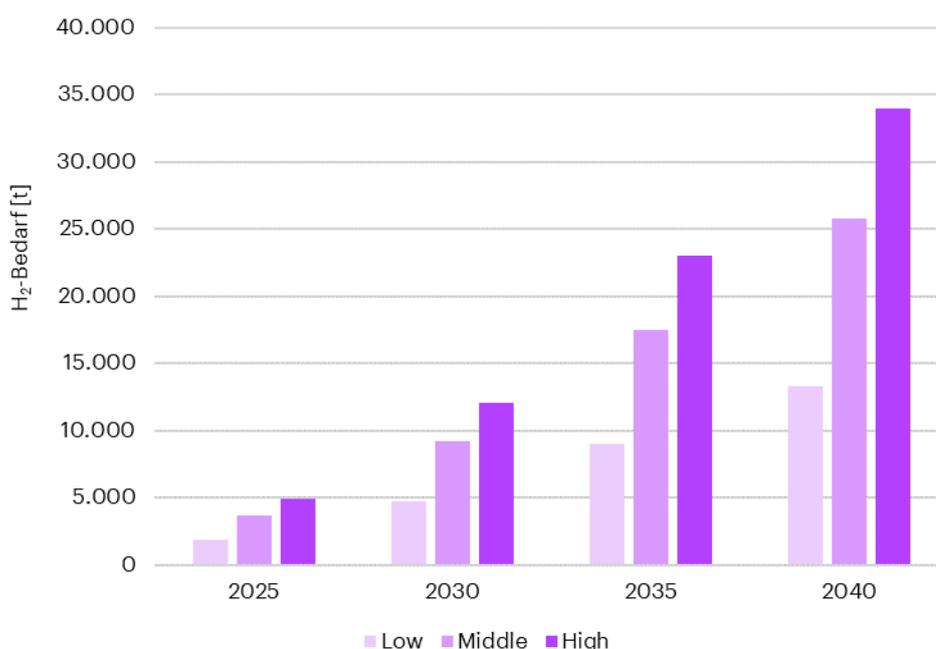


Abbildung 2: Beispiel Bendorf: H₂-Bedarfsprognose in der Region Bendorf nach der entwickelten Heuristik

Am Hafen Trier wird aufgrund der geringeren Industriedichte ein geringer H₂-Bedarf prognostiziert. Im Jahr 2030 liegt dieses im mittleren Szenario bei ca. 1.700 t_{H2}/a und steigt bis zum Jahr 2040 auf knapp 5.000 t_{H2}/a an. Hauptsächliche Abnehmer sind Industriekraftwerke zur Erzeugung von Prozesswärme und die Metallbearbeitung.

In der Region Speyer wird hingegen ein deutlich höheres H₂-Abnahmepotenzial prognostiziert. Dort liegt die H₂-Nachfrage bereits bei über 55.000 t_{H2}/a und verdreifacht sich bis 2040 auf knapp 160.000 t_{H2}/a. Dies würde mit denselben Annahmen eine Elektrolysekapazität von etwa 1,7 GW im Jahr 2040 voraussetzen. Die H₂-Abnahme ist hauptsächlich geprägt durch die Grundstoffchemie, die allein bereits für ca. 40 % verantwortlich ist und die Verarbeitung von Erden und Steinen, worunter u. a. die Herstellung von Zement fällt.

² Zur besseren Einschätzung der H₂-Nachfrage: Für die H₂-Nachfrage im Jahr 2030 wäre eine ungefähre Elektrolysekapazität von 100 MW notwendig. Die größte bislang existierende oder im Bau befindliche Elektrolyseanlage in Rheinland-Pfalz ist ein 54 MW Elektrolyseur der BASF am Standort Ludwigshafen.

Auch Industriekraftwerke benötigen nach der Prognose im Jahr 2040 etwa 25.000 t_{H2}/a für die Bereitstellung von Prozesswärme.

Zusätzlich zu dem Prognosemodell wurde ein webbasierter Fragebogen entwickelt und verteilt, mit dem die H₂-Bedarfe und existierenden Planungen und Projekte mit Bezug auf Wasserstoff an den Hafenstandorten genauer ausgewertet werden sollten. Die Rückmeldequote und Datenqualität fiel geringer aus als antizipiert, sodass die Ergebnisse mit Ausnahme des Standorts Speyer nur über eine begrenzte Aussagekraft verfügen. Die Rückmeldungen vom Hafen Trier gaben an, dass keine der hafenansässigen Unternehmen zukünftig mit Wasserstoff planen. Die aggregierten Daten für den Hafenstandort Speyer ergaben zusätzlich H₂-Bedarfe in Höhe von rund 11.400 t_{H2}/a, die sich bis zum Jahr 2040 auf etwa 22.400 t_{H2}/a verdoppeln. Die zusätzlichen Bedarfe wurden für die weitere Betrachtung auf die prognostizierten H₂-Bedarfe in allen Nachfrageszenarien hinzugezählt.

H₂-TRANSPORTOPTIONEN

Die Betrachtungsgrenze der Studie bildet der Hochseeimporthafen. Die H₂-Erzeugung und der Transport nach Europa ist nicht Teil des Studieninhalts. Stattdessen werden durch eine Metaanalyse die Importkosten für die verschiedenen Energieträger (gasförmiger Wasserstoff, Flüssigwasserstoff, Ammoniak, LOHC) ermittelt und als Ausgangsbasis für die weitere Berechnung verwendet.³

Für die drei Hafenstandorte wurden die verschiedenen H₂-Versorgungsoptionen betrachtet. Mit dem Auftraggeber der Studie wurde vereinbart, dass der H₂-Transport in gasförmiger, komprimierter Form (CGH₂), in verflüssigter Form (LH₂), der Transport mittels Ammoniak und mittels flüssiger, organischer H₂-Träger (LOHC, Liquid Organic Hydrogen Carrier) betrachtet wird. Die betrachteten Energieträger werden im Rahmen dieser Studie entweder auf der Straße, per Pipeline oder auf Wasserwegen zu Binnenhäfen transportiert (siehe Abbildung 3). Von dort erfolgt im Regelfall der Transport der „letzten Meile“ per Lkw oder Pipeline zum jeweiligen Endabnehmer.

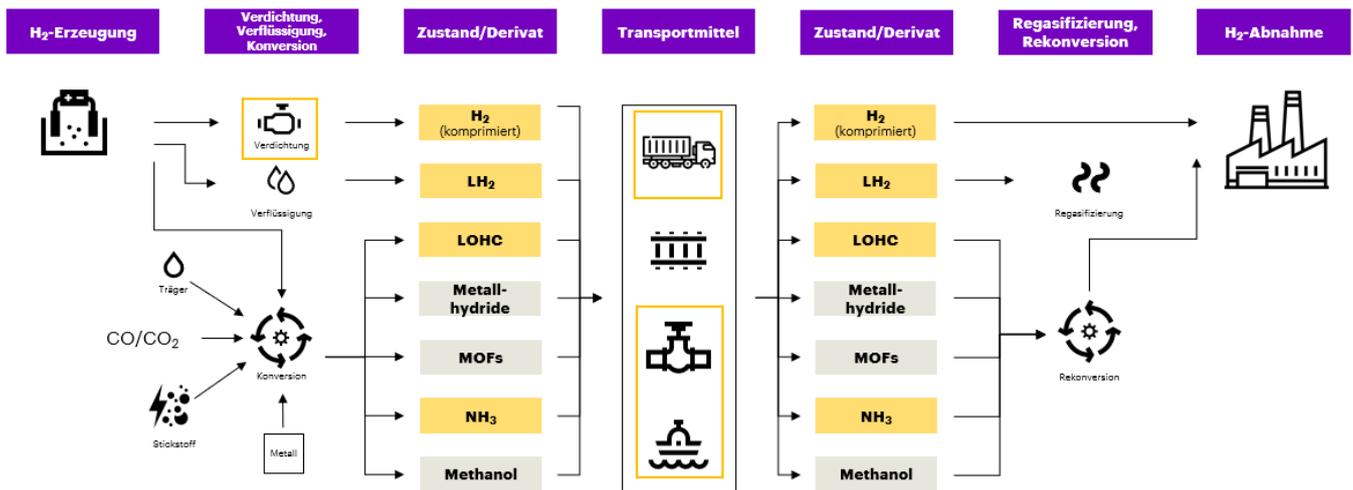


Abbildung 3: Übersicht der betrachteten H₂-Träger und Transportmittel

³ Die in der vorliegenden Studie genannten Kosten sind als nominale Werte für das Jahr 2023 zu verstehen ohne Berücksichtigung der Auswirkungen der Inflation.

Bei der Betrachtung der Gesamttransportkette ohne die H₂-Importkosten fällt in Abbildung 4 auf, dass die einzelnen H₂-Transportoptionen bereits mit unterschiedlichen Kosten starten. Dies liegt an den notwendigen Handlingkosten für den Transport und die Distribution auf der „letzten Meile“. So wird CGH₂ beispielsweise vor dem Transport auf 500 bar komprimiert, LH₂ wird am Binnenhafen regasifiziert und ebenfalls für den Transport auf der „letzten Meile“ komprimiert. Ammoniak wird am Zielhafen wieder in Stickstoff und Wasserstoff zerlegt und ebenso für die letzten Kilometer zum Endabnehmer komprimiert und bei LOHC muss vor der Nutzung der Wasserstoff aus dem Trägermaterial herausgelöst werden. Werden diese Kosten inkludiert, ist die Gesamttransportkette von Wasserstoff per Pipeline auf den ersten rund 300 km die günstigste. Anschließend wird der Pipelinetransport unter einer Transportdistanz von 1.000 km von Flüssigwasserstoff abgelöst. Die nächstteuere Transportoption ist Ammoniak, dann LOHC und abschließend per Container transportierter gasförmiger Wasserstoff. Die Unterschiede in den Transportkosten stammen hauptsächlich von unterschiedlichen volumetrischen Energiedichten. Träger mit höheren Energiedichten sind günstiger, da pro Transporteinheit (Container) eine größere Menge Energie transportiert werden kann und dadurch geringere Kosten für die benötigte Transportinfrastruktur anfallen. Die geringen Unterschiede zwi-

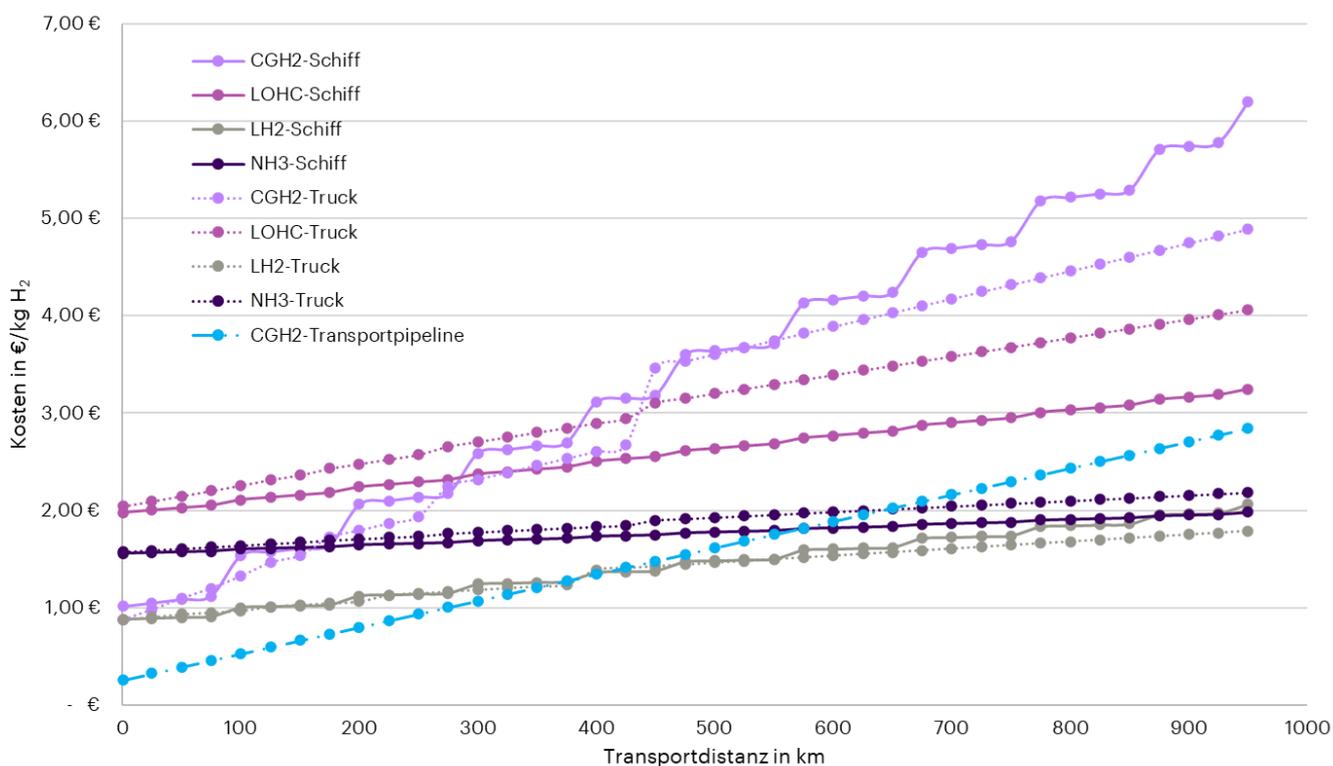


Abbildung 4: Kosten unterschiedlicher H₂-Transportoptionen abhängig von Transportdistanz inklusive Vor-, Transport und Nachketten

schen Truck und Binnenschiff sind zum einen dadurch zu erklären, dass die Transportgeschwindigkeit der Trucks schneller ist, weswegen diese eine geringere Anzahl von Containern benötigen. Zum anderen wird dieser Fall ohne Spezialschiffe gerechnet, wodurch das Binnenschiff seinen großen Vorteil des Skaleneffekts nicht ausspielen kann.

Werden die durch die Metaanalyse voraussichtlichen H₂-Importkosten an der Systemgrenze inkludiert, verändert sich die Kostenreihenfolge nochmals (siehe Abbildung 5). Der Pipelinetransport bleibt weiterhin bis circa 1.000 km die günstigste Transportoption. Aufgrund der im Vergleich günstigeren Importkosten stellt der Containertransport von gasförmigem Wasserstoff nun auch auf längeren Distanzen die ökonomisch günstigste Transportoption dar, bevor diese bei größeren Transportdistanzen, aufgrund der geringen Energiedichte, nicht mehr ökonomisch tragfähig wird.

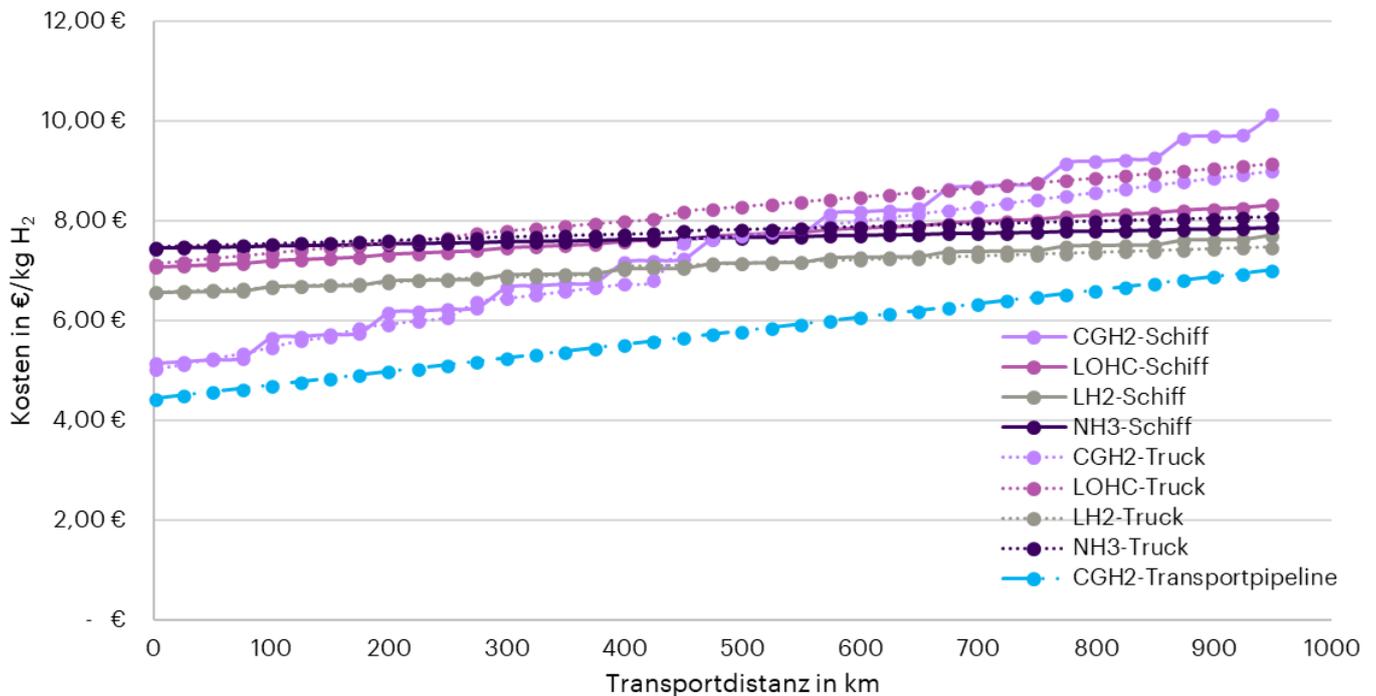


Abbildung 5: Kosten unterschiedlicher H₂-Transportoptionen abhängig von Transportdistanz inklusive Vor-, Transport und Nachketten und Importkosten an der Systemgrenze

Die Gesamtkostenbetrachtung kommt zu dem Ergebnis, dass die H₂-Pipeline bei ausreichendem Durchfluss als Transportvariante aus heutiger Sicht kostengünstiger als der Truck- oder Binnenschifftransport ist, unabhängig von der Wahl des transportierten H₂-Derivats. In Regionen ohne H₂-Transportnetz und in der Zeit bis zum Ausbau der H₂-Pipelineinfrastruktur stellt der Binnenschifftransport von Wasserstoff und seiner Derivate NH₃ und LH₂ eine geeignete und leistungsfähige Versorgungsalternative dar. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn Ammoniak oder Flüssigwasserstoff in großen Mengen direkt nachgefragt werden, sodass keine Rekonversion in molekularen Wasserstoff erforderlich ist. Dadurch entfallen Cracking- bzw. Regasifizierungskosten und Ammoniak sowie Flüssigwasserstoff können den Vorteil der niedrigen Transportkosten voll ausspielen. Bei der Entwicklung und Nutzung von Spezialbinnenschiffen werden sich die Transportkosten voraussichtlich um weitere zwei Drittel reduzieren. Die Aktivierung von bestehenden Gastankschiffen (Typ G) könnte eine weitere Option sein, insbesondere bis zur Inbetriebnahme neuer Spezialtankschiffe bzw. als Ergänzung für diese.

H₂-ERZEUGUNG

An allen betrachteten Hafenstandorten stehen geeignete Flächen zur H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse zur Verfügung. Bei der Auslegung der Elektrolysekapazität wird davon ausgegangen, dass etwa 20 % der ermittelten H₂-Bedarfe durch eine regionale H₂-Erzeugung vor Ort bedient werden sollen. Dies ist eine direkte Empfehlung aus der [Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz](#), um die Energieabhängigkeit trotz höherer H₂-Versorgungskosten zu minimieren und Unwägbarkeiten bei der H₂-Versorgung vorzubeugen. Unter diesen Rahmenbedingungen werden an den Hafenstandorten mittels einer Python-toolgestützten Auslegung die kostenoptimierten Elektrolysekapazitäten ermittelt. Für den Hafen Trier stellt demnach ein Elektrolyseur der Leistungsgröße 4 MW die optimale Größe dar. In Bendorf bzw. Speyer werden die kostenoptimalen Elektrolyseure bei 28 MW respektive 35 MW erreicht. Die Investitionen für die Gesamtanlage inklusive Speicher, Verrohrung und notwendiger Bauarbeiten belaufen sich in Trier auf Investitionen in Höhe von etwa 9,8 Mio. €, in Bendorf von 69,2 Mio. € und in Speyer von 85,7 Mio. €. Für die Auslegung wird von einem Anlagenkonzept aus Elektrolyseanlage inkl. Peripherie, Stromversorgung über Power-Purchase-Agreements (PPA) und Spotmarkt sowie parallel optimierten Speicheranlagen ausgegangen.

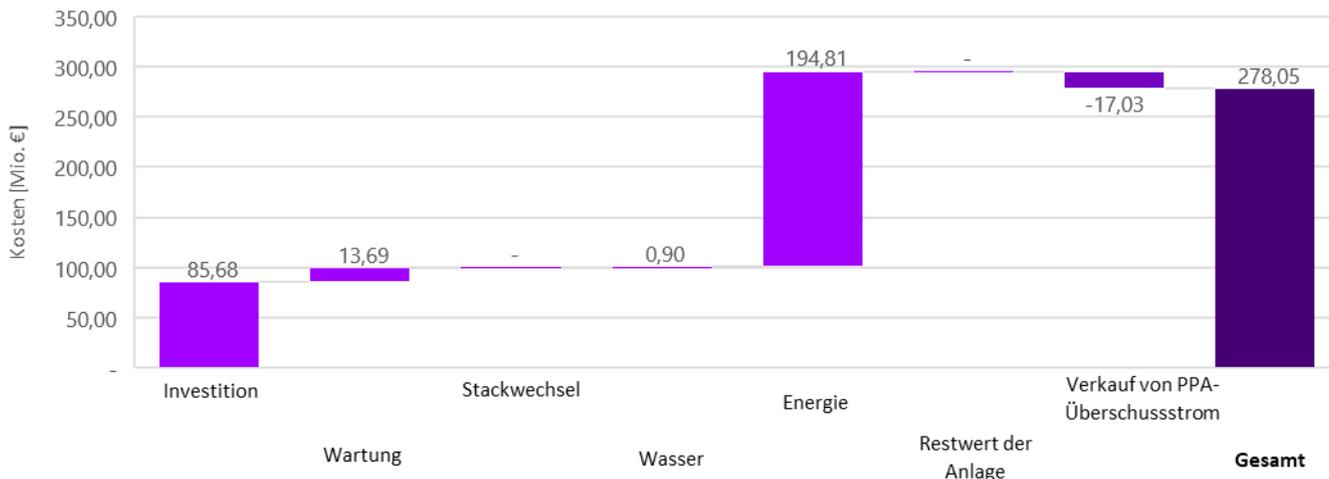


Abbildung 6: Modellierter Kostenübersicht des Elektrolyseurs am Standort Speyer

Über den Abschreibungszeitraum mitteln sich die H₂-Gestehungskosten zwischen 7,4 €/kg_{H2} (Speyer) und 8,1 €/kg_{H2} (Trier). Die größeren Anlagen profitieren dabei maßgeblich von einer höheren Auslastung. Skalierungseffekte sind in der Kalkulation noch nicht berücksichtigt und bieten weiteres Kostenreduktionspotenzial. In den H₂-Gestehungskosten sind die Investitions-, Zins-, Wartungs-, Wasser- und Energiebeschaffungskosten berücksichtigt (siehe Abbildung 6). Damit ist der lokal produzierte Wasserstoff nach aktuellem Stand in etwa zu gleichen Kosten produzierbar wie der Importwasserstoff per Lkw oder Binnenschiff und etwa 1,5 €/kg_{H2} teurer als importierter Wasserstoff per Pipeline, was die Bedeutung des raschen Aufbaus einer H₂-Importinfrastruktur unterstreicht. Im Falle der konkreten Projektierung einer H₂-Erzeugungsanlage ist die Auslegung und das Anlagenkonzept mit aktuellen Erkenntnissen weiterzuentwickeln.

REGULATORIK

Für jedes Vorhaben muss das entsprechende Genehmigungsverfahren durchlaufen werden. Bei der Identifikation des geltenden Genehmigungsverfahrens ist jeweils das höchstrangige Genehmigungsverfahren zu ermitteln. Durch die Konzentrationswirkung umfasst das höherrangige Genehmigungsverfahren weitere Genehmigungen aus anderen Rechtsbereichen. Das höchstrangige Genehmigungsverfahren stellt je nach Vorhaben die Baugenehmigung, das Erlaubnisverfahren nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren oder das Planfeststellungsverfahren- und Plangenehmigungsverfahren dar. Die zuständigen Behörden an den Hafenstandorten sind in Abbildung 7 aufgelistet.

Speyer	Bendorf	Trier
Baugenehmigung nach Landesbauordnung Rheinland-Pfalz (LBauO) <ul style="list-style-type: none"> Stadt Speyer - 530 - Bauaufsicht und Denkmalpflege 	Baugenehmigung nach Landesbauordnung Rheinland-Pfalz (LBauO) <ul style="list-style-type: none"> Stadt Bendorf - Fachbereich 4 - Stadtentwicklung, Bauen, Wirtschaft, Kultur Kreisverwaltung Mayen-Koblenz - Referat 9.63 / Bauaufsicht, Bauleitplanung 	Baugenehmigung nach Landesbauordnung Rheinland-Pfalz (LBauO) <ul style="list-style-type: none"> Stadtverwaltung Trier - Amt für Immobilien, Innenstadt, Handel, Bau- und Umweltordnung - Bauaufsicht
Erlaubnisprüfung nach BetrSichV <ul style="list-style-type: none"> Regionalstelle Gewerbeaufsicht Neustadt 	Erlaubnisprüfung nach BetrSichV <ul style="list-style-type: none"> Regionalstelle Gewerbeaufsicht Koblenz 	Erlaubnisprüfung nach BetrSichV <ul style="list-style-type: none"> Regionalstelle Gewerbeaufsicht Trier
Genehmigungsverfahren nach BImSchG <ul style="list-style-type: none"> Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd 	Genehmigungsverfahren nach BImSchG <ul style="list-style-type: none"> Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord 	Genehmigungsverfahren nach BImSchG <ul style="list-style-type: none"> Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd
Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren <ul style="list-style-type: none"> Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd 	Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren <ul style="list-style-type: none"> Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord 	Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren <ul style="list-style-type: none"> Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd

Abbildung 7: Zuständige Genehmigungsbehörden an den Hafenstandorten Speyer, Bendorf und Trier

2. Einleitung

Um dem rasch voranschreitenden Klimawandel entgegenzuwirken, haben sich die Europäische Union (EU) gemeinsam mit weiteren 197 Staaten darauf geeinigt, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C im Vergleich zur vorindustriellen Zeit zu beschränken. Dabei wird eine Beschränkung auf 1,5 °C angestrebt. Da die weltweite Emission von Kohlenstoffdioxid (CO₂) die Hauptursache des Treibhauseffekts und damit des weltweiten Temperaturanstiegs ist, lassen sich die globalen Temperaturziele in CO₂-Minderungsziele übersetzen. So soll die Bundesrepublik Deutschland nach aktuellem Klimaschutzgesetz die Emission von Treibhausgasen wie CO₂ kontinuierlich reduzieren, bis im Jahr 2045 bundesweit die Treibhausgasneutralität erreicht wird. Einzelne Bundesländer, wie auch Rheinland-Pfalz, gehen einen ambitionierten Schritt weiter und verfolgen das Ziel, bis spätestens zum Jahr 2040 treibhausgasneutral zu werden.

Der von diesen Bestrebungen ausgehende Dekarbonisierungsdruck ist im gesamten Industrieumfeld deutlich zu spüren. Neben der Elektrifizierung vieler Produktionsprozesse spielen H₂-basierte Energieträger eine bedeutende Rolle. Wasserstoff und andere darauf basierende chemische Energieträger, wie Ammoniak oder Methanol, haben den großen Vorteil der zeitlichen Entkopplung von Energieerzeugung und -verbrauch. Durch diese Speicherbarkeit besteht die Möglichkeit, grünen Wasserstoff und seine Derivate in anderen Weltregionen mit geeigneteren geographischen und klimatischen Bedingungen deutlich günstiger zu produzieren und in andere Industrienationen, wie z. B. Deutschland zu importieren.

Einen wichtigen Teil der zukünftigen H₂-Infrastruktur stellt aus diesem Grund die Importinfrastruktur via Pipelines dar. Allerdings sind auch die großen Seehäfen an der Nord- und Ostseeküste, wie bspw. Rotterdam, Antwerpen oder Wilhelmshaven zentrale Knotenpunkte für den H₂-Import. Jedoch können auch die innerdeutschen Binnenhäfen beim Hochlauf der H₂-Wirtschaft eine bedeutende Funktion als primäre H₂-Hubs für den Import und die Versorgung der Region übernehmen, wie in der vorangegangenen [Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz](#) festgestellt wurde. Dies gilt insbesondere, weil die Rolle von Binnenhäfen u. a. als Versorger von fossilen Energieträgern für den Verkehr, die Stromgewinnung und als Heizmittel aufgrund der fortschreitenden Dekarbonisierung in allen Sektoren mittelfristig rückläufig sein wird und aufgrund dessen eine neue Rolle für die Binnenhäfen – insbesondere mit einem Tanklager - gefunden werden muss.

Für den Aufbau der H₂-Infrastruktur stellt sich in Rheinland-Pfalz folgende Frage:

Inwieweit sind die rheinland-pfälzischen Binnenhäfen am Beispiel der Häfen Bendorf, Trier und Speyer, als Hubs für den H₂-Import, H₂-Erzeugung und die H₂-Distribution geeignet?

VORGEHENSWEISE

Um das Potenzial der Häfen für die Umwandlung zu H₂-Hubs zu bewerten und eine Grundlage für Standortentscheidungen zu schaffen, wird zunächst ein Überblick über etablierte und sich in Entwicklung befindliche Speicher-, Transport-, Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien gegeben. Unter die Umwandlungstechnologien fällt bspw. die Erzeugung von synthetischem Methan (Sabatier-Prozess) oder flüssiger Kraftstoffe (Fischer-Tropsch-Synthese). Anschließend werden mittels Standortbefragungen und einer eigens entwickelten Heuristik die H₂-Bedarfe an den Hafenstandorten und in der Umgebung ermittelt. Daraufhin werden verschiedene Importszenarien für die identifizierten H₂-Bedarfe skizziert und techno-ökonomisch miteinander verglichen. Abschließend wird eine eigene H₂-Erzeugung an den ausgewählten Hafenstandorten untersucht und die dortigen H₂-Gestehungskosten mit den H₂-Versorgungskosten der unterschiedlichen Importszenarien verglichen. Im letzten Kapitel wird auf die regulatorischen Rahmenbedingungen entlang der H₂-Wertschöpfungskette eingegangen.

3. Technologieüberblick

Dieses Kapitel gibt einen Überblick zu den innerhalb der Studie berücksichtigten H₂-Technologien. Diese umfassen die [Erzeugung](#), die [Speicherung](#) den [Transport](#) sowie die [Veredelung](#) von Wasserstoff. Für jede Kategorie wird in den nachfolgenden Unterkapiteln jeweils eine typische Technologie exemplarisch vorgestellt. Weitere betrachtete Technologien sind im Anhang zu finden.

ERZEUGUNG

Folgende Aufzählung gibt einen Überblick über alle berücksichtigten Erzeugungstechnologien:

- Erzeugung aus Kunststoffabfällen
- Erzeugung aus Klärschlamm und Bioabfällen
- Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEMEL)
- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Festoxid Hochtemperatur Elektrolyse (SOEC)

Wasserstoff wird heutzutage zu 98 % aus fossilen Quellen, also v. a. Erdgas und Kohle hergestellt [2]. Diese Art der Produktion verursacht in etwa 830 Mio. t CO₂/a [2]. Daher soll in Deutschland vermehrt auf treibhausgasneutralen, grünen Wasserstoff umgestellt werden, weshalb nachfolgend ausschließlich grüne Wasserstofferzeugungstechnologien betrachtet werden [5]. Grüner Wasserstoff wird in der Regel durch Elektrolyse erzeugt, wobei Wasser mit Hilfe elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Gängige Arten der Elektrolyse sind die Alkalische Elektrolyse (AEL) sowie die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL). Letztere wird in Abbildung 8 vorgestellt. Bei dieser Art der Elektrolyse trennt die saure Protonen-Austausch-Membran die Elektroden voneinander und lässt lediglich H⁺-Ionen passieren. Die negativ geladene Elektrode, die Kathode ist mit dem seltenen und teuren Edelmetall Platin beschichtet. Die positiv geladene Elektrode, die Anode, ist mit dem sehr seltenen und daher teuren Edelmetall Iridium beschichtet, um ebenfalls die Aufspaltung des Wassers katalytisch zu unterstützen. Die PEMEL überzeugt insbesondere durch die einfache Anpassung an Lastwechsel, was gerade bei der Nutzung von volatilem Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) von Vorteil ist. Außerdem ist die Anlage im Vergleich zu AEL platzsparender [6]. Die Wirkungsgrade liegen zwischen 60 bis 64 % bezogen auf den unteren Heizwert [7]. In Rheinland-Pfalz wird bereits seit 2015 im Energiepark Mainz ein PEM-Elektrolyseur mit einer Leistung von 6 MW gemeinschaftlich von der Linde Group und den Mainzer Stadtwerken betrieben. Das gesamte Forschungsprojekt benötigte eine Investitionssumme von etwa 17 Mio. € [8]. Des Weiteren befindet sich ein Projekt zur Inbetriebnahme eines 54 MW PEM-Elektrolyseurs am Standort der BASF in Ludwigshafen in der Bauphase. Dieser wird in Zusammenarbeit mit Siemens Energy errichtet und soll im Jahre 2025 fertig gestellt werden. Der Betrieb des Elektrolyseurs soll ausschließlich mit Strom aus EE erfolgen. Das Projekt wird von dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie vom Land Rheinland-Pfalz mit bis zu 124 Mio. € unterstützt [9]. Neben der PEMEL existieren weitere Arten der Elektrolyse, wie die noch in der Entwicklung befindliche Festoxid-Hochtemperatur-Elektrolyse oder neue, meist noch nicht marktreife Technologien, wie die H₂-Gewinnung aus Abfällen.

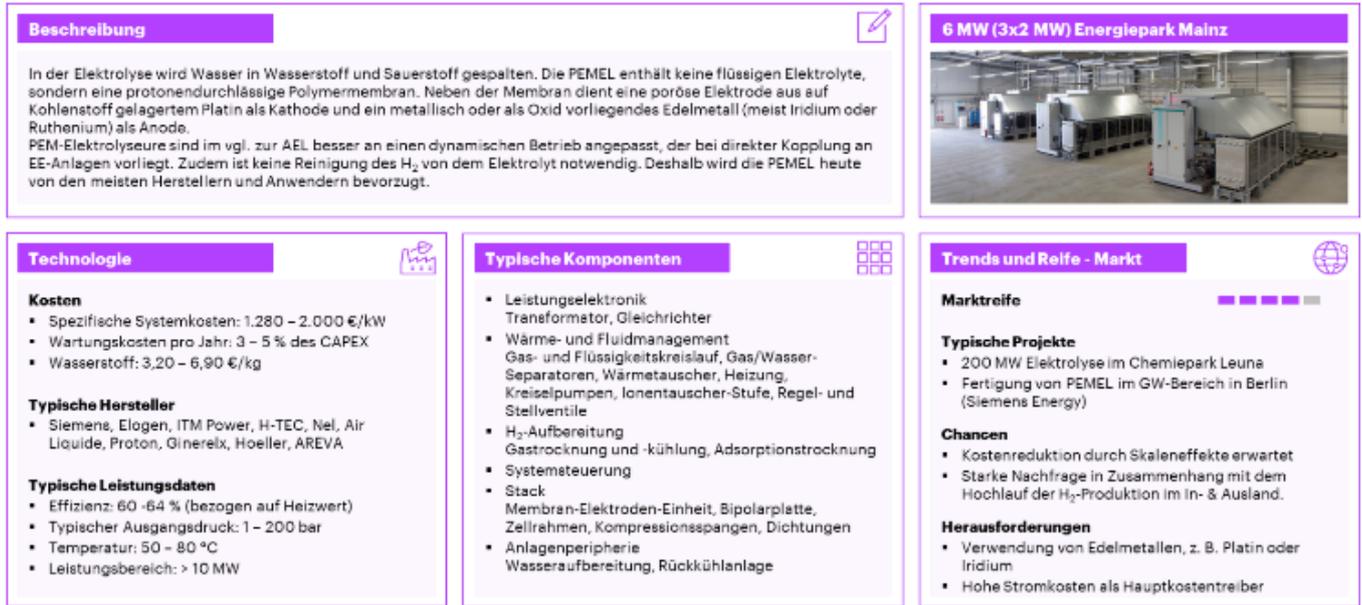


Abbildung 8: Technologiesteckbrief zur Erzeugung von Wasserstoff durch die Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEMEL)

SPEICHERUNG

Folgende Aufzählung gibt einen Überblick über alle berücksichtigten Speichertechnologien:

- Wasserstoff Druckspeicher Typ I (bis 350 bar)
- Wasserstoff Druckspeicher Typ II - IV (bis 1000 bar)
- Flüssiger Wasserstoff in Kryospeichern
- Ammoniak
- LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier; Flüssige organische Wasserstoffträger)
- Metallhydridspeicher

Aufgrund der niedrigen volumetrischen Energiedichte erfolgt die H₂-Speicherung zumeist durch starke Komprimierung des Gases und Lagerung in Druckspeichern mit unterschiedlich hohen Druckstufen, um die Speicherdichte zu erhöhen. Abbildung 9 stellt die Speicherung von Wasserstoff in Druckspeichern bis zu 1.000 bar in speziellen Druckbehältern dar. Druckspeicher werden in die Typen I-IV eingeteilt, wobei Typ I Wasserstoff bei dem niedrigsten Druck speichert und Typ IV beim Höchsten. Zudem nimmt das Gewicht von Typ I bis IV ab und die Kosten nehmen zu. Typ I besteht aus einer einfachen, metallischen, zylindrischen Wandung. Dieser Typ wird aufgrund des hohen Gewichts, der niedrigsten Fertigungskosten und der niedrigsten Energiedichte bei ausreichendem Platzbedarf zumeist für die stationäre Speicherung verwendet. Typ II Speicher verfügen im zylindrischen Teil zusätzlich über eine Kohlefaser- oder Glasfaserverstärkung, die einen Teil der Druckkräfte abnimmt. Dadurch kann die metallische Wandstärke reduziert werden, der Stahltank wird leichter, aber auch teurer. Bei Typ III werden die Druckkräfte ausschließlich über eine Kohlefaserummantelung abgenommen. Zusätzlich sorgt ein innenliegender Liner aus zumeist Aluminium für die H₂-Dichtigkeit. Auch Typ IV besteht aus einer Kohlefaser-Liner-Verbindung. Bei diesem Speicher wird für den Innenliner jedoch ein Kunststoff verwendet. Wegen des höheren nutzbaren Drucks und der damit einhergehenden größeren volumetrischen Energiedichte, werden die Typen III und IV für mobile Anwendungen, wie bspw. als Kraftstofftank von H₂-Fahrzeugen verwendet [10]. Wasserstoff kann neben dem gasförmigen Zustand zur Verflüssigung unterkühlt werden, um in Kryospeichern gelagert zu werden, was die Energiedichte im Vergleich zur Verdichtung nochmals enorm erhöht. Das Leibniz-Institut für Verbundwerkstoffe in Kaiserslautern forscht derzeit an einer ganzheitlichen Konzeptentwicklung flacher Leichtbau-Tanks zur Flüssigwasserstoffspeicherung im Rahmen des Forschungsvorhabens H₂-Flex. Das Forschungsprojekt zielt

darauf ab, einen neuartigen, kostengünstigen, geometrisch hochflexiblen Leichtbauwasserstofftank zu entwickeln. Unter anderem durch die erhöhte Energiedichte der Druckbehälter ist die Anwendung insbesondere für die mobilen Anwendungen vorteilhaft. Dieser Tank kann mithilfe einer faserverstärkten Kunststoffverbundbauweise aus Kohlenstofffasern und biobasiertem Harzsystem hergestellt werden, um einen wesentlichen Beitrag zur Ressourcenminimierung zu leisten. [11] Auch die Umwandlung zu Ammoniak und die Speicherung in Ammoniaklagern sind möglich. Weitere Speichertechnologien sind die Einlagerung von H₂-Molekülen in einem organischen Trägermaterial (LOHC) oder in sogenannten Metallhydriden in den Zwischenräumen der Metallgitter. Bei LOHC handelt es sich um ölartige Flüssigkeiten, die den Vorteil haben, dass die existierende Speicher- und Transportinfrastruktur fossiler Energieträger genutzt werden kann. Allerdings wird zum Herauslösen des Wasserstoffs (Dehydrierung) viel Wärmeenergie benötigt. Mit Ausnahme von Metallhydriden haben diese Umwandlungen den Vorteil, dass der Langstreckentransport leichter und günstiger wird. Allerdings geht mit jeder Umwandlung immer ein Energieverlust einher.

Wasserstoff Druckspeicher Typ II - IV (bis 1000 bar)

Erzeugung | **Speicherung** | Transport | Veredelung

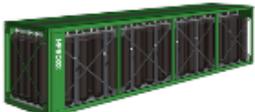
<p>Beschreibung</p> <p>Wasserstoff hat unter Umgebungsbedingungen eine sehr niedrige Energiedichte. Bei Erhöhung des Drucks wird das benötigte Volumen zur Speicherung geringer. Drucktanks werden je nach Druckniveau und Aufbau in die Typen I bis IV eingeteilt. Speicher vom Typ II – IV sind Hochdruckspeicher aus Kompositmaterialien, welche mit Drücken bis zu 1000 bar betrieben werden können. Aufgrund des hohen Drucks ist der Aufbau und entsprechend auch die Herstellung komplexer als bei Niederdruckspeichern. Tanks des Typs III oder IV können als mobile Speicher in Kraftfahrzeugen verwendet werden.</p>	<p>Druckspeicher Typ IV in Container</p> 	
<p>Technologie</p> <p>Kosten</p> <ul style="list-style-type: none"> CAPEX (bis 500 bar): 800 – 1200 €/kg_{H₂} CAPEX (bis 1000 bar): 1000 – 2000 €/kg_{H₂} <p>Typische Hersteller</p> <ul style="list-style-type: none"> NPROXX, McPhy, Wystrach, Toyota <p>Typische Leistungsdaten</p> <ul style="list-style-type: none"> Effizienz inkl. Komprimierung: 88 - 91 % (350 bar) / 85 - 88 % (700 bar) Zulässiger Druck: < 1000 bar (Typ III: 350 – 700 bar) Energiedichte H₂: ca. 37 kg/Nm³ bei 700 bar 	<p>Typische Komponenten</p> <ul style="list-style-type: none"> Hohlkörper <ul style="list-style-type: none"> Typ II: Metall oder Plastik mit bspw. Faserharz-Verstärkung Typ III: Aluminium mit bspw. Carbonfaser-Verstärkung Typ IV: thermoplastischer Kunststoff mit bspw. Carbonfaser-Verstärkung Peripherie <ul style="list-style-type: none"> Kompressoren, Ventile, Sensorik, Druckregelung, Interner Gastemperatursensor, Schmelzsicherung 	<p>Trends und Reife - Markt</p> <p>Marktreife</p> <p>Typische Projekte</p> <ul style="list-style-type: none"> Werkstoffkonzepte mit Blick auf Multimaterialcharakter des Druckbehälters („H₂-HD“) Speichermodule für 4000 kg H₂ bei 590 bar für die Zugbetankungsanlage im Industriepark Höchst Im Toyota Mirai werden mehrere 700 bar Druckspeicher verwendet <p>Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> Eine große Anzahl an Speichern wird als Tank für H₂-Fahrzeuge benötigt Massenproduktion ist noch nicht etabliert <p>Herausforderungen</p> <ul style="list-style-type: none"> Kosten steigen mit zunehmendem Speicherdruck

Abbildung 9: Technologiesteckbrief zur Speicherung von Wasserstoff in Druckspeichern Typ II-IV

TRANSPORT

Folgende Aufzählung gibt einen Überblick über alle berücksichtigten Transporttechnologien:

- Überseeschiff (Flüssiger Wasserstoff, Ammoniak, LOHC)
- Binnenschiff (Gasförmiger Wasserstoff, Flüssiger Wasserstoff, Ammoniak, LOHC)
- Züge (Gasförmiger Wasserstoff, Flüssiger Wasserstoff, Ammoniak, LOHC)
- Trailer (Gasförmiger Wasserstoff, Flüssiger Wasserstoff, Ammoniak, LOHC)
- Neu errichtete Pipelines
- Umstellung bestehender Erdgaspipelines

Der Transport von Wasserstoff kann u. a. in gasförmiger, verflüssigter Form oder chemisch gebunden in Ammoniak oder LOHC erfolgen. Unabhängig von der Form des Wasserstoffs kann dessen Transport per Schiff, Trailer oder Zug erfolgen. Zudem besteht im komprimierten, gasförmigen Zustand oder als Ammoniak die Möglichkeit des H₂-Transports per Pipeline. In Abbildung 10 wird der Technologiesteckbrief zum H₂-Transport in flüssiger Form in Trailern präsentiert. Bei dieser Art des H₂-Transports werden Trailer mit Wasserstoff im unterkühlten Zustand in kryogenen Speichern beladen. Diese können bis zu 4.000 kg Wasserstoff beinhalten. Trotz starker Isolierung der Tanks erwärmt sich der flüssige Wasserstoff und es kommt zu

einer Expansion des Inhalts, wenn Teile des Wasserstoffs verdampfen. Um eine Schädigung der Tanks zu vermeiden wird überschüssiger, gasförmiger Wasserstoff abgelassen. Dieser Vorgang wird „Boil-Off“ genannt und führt zu Verlusten des Speicherinhalts über die Zeit. Aus diesem Grund sollten eine Distributionsdistanz von 4.000 km nicht überschritten werden. Sinnhaft ist die Distribution in verflüssigter Form insbesondere dann, wenn die Anwendung verflüssigten Wasserstoff erfordert [2]. Diese Art des Transports ist marktreif und wird beispielsweise von Air Liquide angeboten [12].

Trailer (Flüssiger Wasserstoff)

Erzeugung | Speicherung | **Transport** | Veredelung

<p>Beschreibung</p> <p>Flüssiger Wasserstoff hat eine bis zu 8-fach höhere Energiedichte im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff, zudem wird bei der Verflüssigung eine hohe Reinheit erreicht. Für den Transport über lange Strecken und für Anwendungen mit hohem Reinheitsanspruch bietet sich deshalb der flüssige Zustand an. Für die Verflüssigung wird Wasserstoff auf ca. -253 °C abgekühlt. Um den Energieeintrag zu minimieren, wird ein möglichst großer, vakuum-isolierter Tank mit einem optimierten Verhältnis aus Volumen zu Oberfläche eingesetzt.</p>	<p>LH₂-Trailer (beispielhaft)</p> 	
<p>Technologie</p> <p>Kosten</p> <ul style="list-style-type: none"> Spezifische Systemkosten: 850.000 – 945.000 € (Trailer) Wartungskosten pro Jahr: ~ 2 % CAPEX/a Transportkosten*: 0,71 - 2,1 €/kg_{H₂} bei 500 km <p><small>*Transport aus GHD & GHD, basiert auf Daten mit der Transportstrecke</small></p> <p>Typische Hersteller</p> <ul style="list-style-type: none"> Linde, Air Products, Air Liquide, Praxair, Chart <p>Typische Leistungsdaten</p> <ul style="list-style-type: none"> Kapazität: 4.000 – 4.400 kg_{H₂}/Trailer Temperatur Wasserstoff: ca. - 253 °C Energiebedarf Verflüssigung: ca. 12 kWh/kg Effizienz Verflüssigung: 70-75% <p><small>Quellen: auf den entsprechenden Webseiten</small></p>	<p>Typische Komponenten</p> <ul style="list-style-type: none"> Verflüssigung Mehrstufige Wärmetauscher, Expansionsturbinen, dynamische Gaslager, vakuum-isolierte Kühlkammer, Joule-Thomson Ventil Trailer bzw. Speicher Doppelwandiger, vakuum-isolierter Cryotank (1-12 bar) Anwendung flüssiger H₂ Cryo-Pumpe, Dispenser, ggf. Rückvergasung, Wärmetauscher 	<p>Trends und Reife - Markt</p> <p>Marktreife</p> <p>Typische Projekte</p> <ul style="list-style-type: none"> Verflüssiger in Leuna für max. 10 t H₂ pro Tag (Linde) <p>Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> Große Transportvolumen Nutzung von flüssig-H₂ für LKW und Flugzeuge Effizienzsteigerung durch neue Verfahren <p>Herausforderungen</p> <ul style="list-style-type: none"> Kosten der Verflüssigung „Boil-Off“ (0,3 – 1 %/d, Verluste durch Evaporation) Bisher nur große zentrale Anlagen (3*in DE)

Abbildung 10: Technologiesteckbrief zum Transport von flüssigem Wasserstoff in Trailern

VEREDELUNG

Folgende Aufzählung gibt einen Überblick über alle berücksichtigten Veredelungstechnologien:

- Ammoniak-Cracking-Prozess
- Verflüssigung
- Methanisierung (Sabatier-Prozess)
- Flüssigkraftstoffe (Fischer-Tropsch-Prozess)

Unter Veredelung von Wasserstoff wird die Umwandlung gasförmigen Wasserstoffs in eine andere Substanz verstanden, welche vorteilhaft für den Transport oder Endanwendungen sind, da bspw. die Energiedichte erhöht wird oder der Zustand verändert wird, sodass alternative, bereits existierende Infrastrukturen genutzt werden können. Beispiele für die Veredelung sind die Umwandlung in Methan, (siehe Abbildung 11) oder die Erzeugung von Flüssigkraftstoffen mittels der Fischer-Tropsch-Synthese. Beim Sabatier-Prozess reagiert Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid zu Methan (CH₄) [13]. Das erforderliche CO₂ kann aus Biogasanlagen oder industriellen Prozessen stammen. Der Vorteil der Methanisierung liegt insbesondere darin, dass es bereits eine weltweite Infrastruktur für Methan bzw. Erdgas gibt und somit der Transport und die allgemeine Handhabung im Vergleich zu Wasserstoff erleichtert wird [14]. In Deutschland gibt es beispielsweise in Falkenhagen eine Anlage zur Erzeugung von grünem synthetischen Erdgas [15]. Unter Veredelung wird auch die Transformation zu flüssigem Wasserstoff oder Ammoniak verstanden.

<p>Beschreibung</p> <p>Bei der Sabatier-Reaktion wird Kohlendioxid mit Wasserstoff hydriert, wobei Methan und Wasser erzeugt wird. Die Reaktion ist exotherm und benötigt einen Katalysator. Der Prozess ist schon lange bekannt und wurde hauptsächlich genutzt, um katalysatorvergiftende Spuren durch CO zu entfernen. Die Anwendungen sind mittlerweile vielfältiger, bspw. in der Raumfahrt oder als potentieller Langzeit-Stromspeicher. Der grün erzeugte Wasserstoff könnte in Methan gewandelt werden, um Speicherung und Transport zu erleichtern. Die bestehende Erdgas-Infrastruktur kann genutzt werden und auch die Anwendungen mit Methan sind weit entwickelt. Es besteht außerdem die Möglichkeit, CO₂ aus Abgasen zu nutzen, um CO₂-Emissionen zu reduzieren. Nicht zu vernachlässigen ist jedoch, dass Methan selber ein starkes Treibhausgas ist, weswegen Leckagen unbedingt vermieden werden müssen.</p>	<p>PtM-Anlage (e-gas plant) in Werlte</p> 	
<p>Technologie</p> <p>Kosten</p> <ul style="list-style-type: none"> Bereitstellungskosten: 168 – 421 € / MWh Wind/PV und Synthese in der MENA; inkl. Energie-, Rohstoff-, Anlagen-, Betriebskosten, Upgrading, Transport und Verteilung <p>Typische Hersteller</p> <ul style="list-style-type: none"> KIWI AG, MAN Energy, Siemens Energy, McPhy, ITM <p>Typische Leistungsdaten</p> <ul style="list-style-type: none"> Herstellung von 6 t synthetischem Erdgas pro Tag dafür sind 6 MW Anlagenleistung von Erneuerbaren Energien nötig sowie 3 Alkalische Elektrolyseanlagen (Daten gelten für e-gas plant) Anlaufzeit: 5 min, Bindung von CO₂: 2.800 t pro Jahr Prozesstemperaturen: 250 – 700 °C Wirkungsgrad: ca. 76 % Brennwert Methan: 15,42 kWh / kg 	<p>Typische Komponenten</p> <ul style="list-style-type: none"> Erneuerbare Energie, Elektrolyseur Filteranlage zum Reinigen des erzeugten Wasserstoffs Pufferspeicher zur Ermöglichung der Nutzung von reinem Wasserstoff Methanisierungsreaktor aus langem Bündel von Rohrreaktoren, beladen mit Katalysatoren auf Nickelbasis Leitungen für Wasser und Sauerstoff Kühlung des Methanisierungsreaktors durch geschmolzene Salze Quelle und Zuführung von CO₂ Trocknung und Einspeisung in das Erdgasnetz 	<p>Trends und Reife - Markt</p> <p>Marktreife</p> <p>Typische Projekte</p> <ul style="list-style-type: none"> E-gas plant in Werlte PtG 250 (ZSW, Fraunhofer u.a.) <p>Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> Speicherung und Transport werden erleichtert CO₂-Reduktion Nutzung der bestehenden LNG-Infrastruktur <p>Herausforderungen</p> <ul style="list-style-type: none"> Starkes Treibhausgas In Anwendung wird erneut CO₂ freigesetzt

Bildquelle: efn
 [1] The viability of the Sabatier reaction and its applications on Earth and in space. nature catalysis
 [2] Power-to-Gas: Die Rolle der chemischen Speicherung in einem Energiesystem mit hohen Anteilen an erneuerbarer Energie. Lehner, Biegger, Medved

[3] Nutzung von CO₂ in fossilen Energieumwandlungskreisläufen. ThyssenKrupp
 [4] moinloggen | @moinloggen | POWER-TO-GAS-WERLTE
 [5] KIWI AG | www.kiwi-ag.com

[6] ZSW | www.zsw.de | <https://www.zsw.de/ptg-250>
 [7] Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Abbildung 11: Technologiesteckbrief zur Veredelung von Wasserstoff zu Methan durch die Sabatier-Reaktion

4. Die drei Hafenstandorte: Trier, Bendorf und Speyer

Im Folgenden werden die ausgewählten Hafenstandorte [Trier](#), [Bendorf](#) und [Speyer](#) charakterisiert. Abbildung 12 gibt einen Überblick zur Lage der drei Hafenstädte.



Abbildung 12: Hafenstandorte Trier, Bendorf, Speyer in Rheinland-Pfalz

TRIER

Der Hafenstandort Trier liegt im Westen des Bundeslandes nahe der Grenze zu Luxemburg. Der im Jahr 1965 eröffnete Binnenhafen ist der einzige deutsche Großschiffahrtshafen an der Mosel. Im Hafen erfolgt ein jährlicher Umschlag von etwa 1,5 Mio. t Fracht. Seit 1998 ist der Binnenhafen auch fähig zum Umschlag von Containern. Trotzdem bleiben Massengüter, wie Mineralöle und Nichteisen-Metalle die häufigsten Umschlaggüter im Trierer Hafen. Neben seiner logistischen Funktion hat der Hafen die Rolle eines bedeutenden Industriestandortes für die Region angenommen. Die gesamte Hafenumfläche beträgt ca. 120 ha, die Wasserfläche 8 ha. Das Hafengebiet bietet Lagerkapazitäten von 44.000 m² Freilagerfläche sowie 15.000 m² für Hallenlagerfläche. [16]

Die Trimodalität, also die Möglichkeit des Umschlags zwischen Wasser, Straße und Schiene, bietet unterschiedliche Transportwege für Waren bzw. für den potenziellen Import und die Distribution von Wasserstoff. Es bestehen direkte Verbindungen zu den Großschiffahrtswegen Saar, Mosel und Rhein sowie nach Antwerpen (Belgien) und Rotterdam (Niederlande). Die Strecke zwischen Bonn und Trier wird mehrmals wöchentlich von Containerlinienschiffen befahren. [17]

In der direkten Hafenumgebung sind über 40 Unternehmen angesiedelt. Darunter befindet sich ein Tanklager der VARO Energy Tankstorage GmbH, das über 26.300 m³ Tankkapazität und zwei Anlagestellen verfügt [18]. Weitere relevante Unternehmen sind der Hersteller von Verpackungslösungen WestRock Packaging Systems Germany, ein Standort des Schrott- und Metallgroßhändlers Theo-Steil GmbH und des Transport- und Speditionsdienstleisters DB Schenker Deutschland AG. Das Moselstahlwerk ist Anbieter von Qualitätswalzdrähten. Mit der GKN Driveline GmbH ist am Standort ein Hersteller von Antriebskomponenten vertreten. Die genannten Betriebe sind eine Auswahl an ansässigen Unternehmen.

Einige der angesiedelten Unternehmen benötigen Prozesswärme in hohen Temperaturbereichen, wofür der Einsatz von Wasserstoff in Frage käme. Zudem kann Wasserstoff zur Bereitstellung von Raumwärme sowie in der Mobilität innerhalb der Hafenumgebung genutzt werden, insbesondere bei regionalen Logistikdienstleistern. Darüber hinaus kann die Containerfähigkeit des Hafens eine Erleichterung für den H₂-Transport darstellen, da nicht nur Tankschiffe den Hafen anfahren können, sondern auch konventionelle Containerbinnenschiffe.

BENDORF

Der Rheinhafen in Bendorf liegt nördlich von Koblenz zwischen den Rheinkilometern 598,900 und 599,875. Er wurde in den Jahren 1899 – 1900 gegründet und verfügt zwar über kein eigenes Hafenbecken, ist dennoch ein wichtiger Umschlagsplatz für Mineralöle sowie Stück- und Schüttgut. Der Hafen wurde 2010 modernisiert und saniert sowie mit neuen Lagerflächen ausgestattet. Die Stadt Bendorf ist Teilnehmer der HyStarter-Bundesinitiative, bei der die Region ein Jahr lang organisatorisch und inhaltlich beraten wurde,

um vor Ort eine Akteurslandschaft auszubilden und erste Konzeptideen zu den Themen Wasserstoff und Brennstoffzellen zu entwickeln. Als ein Handlungsfeld wurde dabei bereits der Ausbau des Industriehafens zu einem „H₂-Hub“ identifiziert, in dem der Standort zum H₂-Umschlag -Produktion befähigt wird [19]. Im Kontext zu dem Pilotprojekt „RH2INE“, das die Etablierung von Binnenschiffen mit Wasserstoffantrieb im Rheinstromgebiet zum Ziel hat, strebt eine Reederei aktuell die Versorgung der mit Wasserstoff betriebenen Binnenschiffe mit H₂-Wechselcontainern im Hafen Bendorf an.[20]

Der Hafen besitzt drei Krananlagen, ein Transportband für Schüttgut, sowie Umschlagsanlagen für Mineralölprodukte. Mit dieser Ausstattung können jährlich etwa 2 Mio. t Waren (2016) [11] von der Bendorfer Umschlags- und Speditions GmbH & Co. KG und der Oiltanking Deutschland GmbH & Co. KG umgeschlagen werden. Das Hafengebiet umfasst 60.000 m² Freilagerfläche sowie 145.000 m³ Tanklagerraum. Dieses Tanklager ist das Größte im Raum zwischen Köln und Mainz. Wie der Trierer Hafen ist der Bendorfer Hafen trimodal angebunden. Er verfügt über ein Hafenanchlussgleis und ist nahe der Bundesautobahnen A3, A48 und A61 gelegen. [19]

Im direkten Hafengebiet befindet sich die bereits erwähnte Oiltanking Deutschland GmbH & Co. KG, die für den Umschlag und die Lagerung der Mineralölprodukte verantwortlich ist. Die Oiltanking Deutschland untersucht derzeit mit ihrem Mutterunternehmen Mabanaft GmbH & Co. KG den Bau einer H₂-Tankstelle am Standort für die Versorgung des Fern- und Schwerlastverkehrs im Rahmen einer Studie. Teil der Studie ist außerdem die Errichtung und Betrieb einer H₂-Elektrolyse in der Größenordnung von 10 MW.

Des Weiteren sind einige Betriebe der Baustoffwirtschaft angesiedelt. Dazu gehören das Asphaltmischwerk der Basalt-Union GmbH sowie die KANN GmbH mit einer Anlage zur Beton- und Bimssteinproduktion. Auch das verarbeitende Gewerbe von Beton ist durch die Luckei GmbH Betonfrästechnik vertreten.

SPEYER

Speyer liegt im Osten des Bundeslandes und wird durch den Rhein von Baden-Württemberg getrennt. In Speyer gibt es vier Hafenbecken, von denen nur der Ölhafen für den gewerblichen Schiffsumschlag angesteuert wird. Dieser wird von der Verkehrsbetriebe Speyer GmbH bewirtschaftet und dient als Warenumschlagsplatz insbesondere für Mineralölprodukte für die ansässigen Unternehmen. In der Hafenumgebung gibt es einige Logistikstandorte sowie einen Flugplatz, um den sich Luft- und Raumfahrtunternehmen angesiedelt haben. Der Hafen misst eine Gesamtuferlänge von 1,4 km und eine Wasserfläche von 9,5 ha. Bei einer Fahrwasserbreite von 110 m kann der Hafen von Binnenschiffen mit einer Wasserverdrängung von bis zu 5.200 t und der Gefahrenklasse 3a angefahren werden. Die Umschlagsmenge beträgt am Hafen Speyer in etwa 800.000 t Güter pro Jahr [11]. Wie bei den Häfen [Trier](#) und [Bendorf](#) ist auch in Speyer eine trimodale Anbindung vorhanden. Die Bundesstraße 39 führt am Hafen vorbei und verbindet diesen mit der B9 und A61, wodurch ein Umschlag auf die Straße ermöglicht wird. Zudem gibt es eine Schienenverbindung der Hafenbahn mit dem Bahnhof Speyer, wodurch die Rheinbahnstrecke zusätzlich genutzt werden kann [21].

Das Tanklager in Speyer wird von der TanQuid GmbH & Co. KG betrieben. Es verfügt über eine Gesamtkapazität von 813.242 m³. Das Lager ist aufgeteilt in 55 Tanks mit einer Kapazität von 215 m³ bis zu 60.000 m³. Die Lager sind geeignet für Mineralölprodukte, petrochemische Produkte, Flugkraftstoffe sowie biogene Produkte. Diese können dank der Umschlagsanlagen auf Tankwagen, Kesselwagen und Tankschiffe umgeschlagen werden. Des Weiteren ist ein Anschluss an das Central Europe Pipeline System (CEPS; Zentrales Europäisches Pipelinesystem) vorhanden [22]. Haltermann Carless Deutschland GmbH, als Anbieter für hochwertige Kohlenwasserstoffspezialitäten und Lösungsmittel, ist eines der größten am Hafen ansässigen Unternehmen. Daneben sind das Logistikunternehmen DHL sowie der Standort der Lidl Vertriebs GmbH & Co. KG mögliche Anwender von Wasserstoff in der Mobilität sowie Profitierende einer potenziellen H₂-Tankstelle. Dasselbe gilt für das Mercedes Benz Consolidation Center, welches für die Bündelung und den Weitertransport von Produktionsmaterial in ausländische Werke verantwortlich ist. Eine weitere energieintensive Anlage am Hafen gehört zum Dämmstoffhersteller Saint Gobain Isover G+H AG.

5. H₂-Bedarfsprognose

METHODIK

Im Folgenden wird die Methode zur Prognose der H₂-Bedarfe an den drei Hafenstandorten [Trier](#), [Bendorf](#) und [Speyer](#) erläutert. Dazu wird eine Rechnung durchgeführt, die von den CO₂-Emissionen der umliegenden Industrien auf die Primärenergiebedarfe schließt. Des Weiteren fließen eine Unterscheidung nach Temperaturniveaus sowie die von Bund und Land vorgegebenen Emissionsminderungsziele für den Industriesektor in die Prognose ein. Zusätzlich zur Prognoserechnung wird ein [Onlinefragebogen](#) an die ortsansässigen Unternehmen in Hafennähe versandt, in dem Strukturdaten des Energiebedarfs sowie des H₂-Bezugs und Informationen zu den verwendeten Prozessen und zur Mobilität abgefragt werden.

Ausgangspunkt der Berechnung ist die Liste der emissionshandelspflichtigen Anlagen der Deutschen Emissionshandelsstelle [23]. Die Anlagenliste enthält die CO₂-Emissionen sowie die Zertifikatzuteilungen der emissionshandelspflichtigen Anlagen in Deutschland. Die Datenbasis bilden die verifizierten Emissionen des Unionsregisters [24]. Große Energieanlagen, wie Heizwerke und Heizkraftwerke, die auf fossilen Energieträgern basieren und eine Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW aufweisen, sowie energieintensive Industrieanlagen sind emissionshandelspflichtig und somit Bestandteil der Anlagenliste [25]. Für die Berechnung werden die Daten aus dem Jahre 2019 gewählt, um Einflüsse durch die Corona-Pandemie oder den Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine zu vermeiden. Die Aufbereitung der Anlagenliste ermöglicht es, pro Hafenstandort alle emissionshandelspflichtigen Anlagen im Umkreis von 35 Kilometern um den Hafen zu erfassen. Deren CO₂-Emissionswerte aus dem Jahr 2019 sind die Grundlage für die weiteren Berechnungen.

Im nächsten Schritt werden für die zahlreichen identifizierten Industrieunternehmen branchenspezifische CO₂-Emissionsfaktoren abgeleitet. Die Emissionsfaktoren in der Einheit t CO₂/PJ beschreiben – abhängig vom jeweils eingesetzten Brennstoff – die Menge des ausgestoßenen Kohlenstoffdioxids im Verhältnis zur eingesetzten Primärenergie. Die Emissionsfaktoren sind vorrangig abhängig vom jeweiligen Kohlenstoffgehalt und vom Heizwert des Brennstoffes [26]. Das Umweltbundesamt gibt einen Überblick über Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe und Biomasse, auf denen die Berechnung fußt [27]. Um von den brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren zu einer Branchenspezifik zu gelangen, ist es notwendig den Brennstoffmix der Branchen zu ermitteln. Diesen liefern die Anwendungsbilanzen für die Industrie [28]. Die Studie bereitet die sektorencharakterisierenden Energiebilanzen in Tabellenform für die Jahre 2018 bis 2023 auf. Für die vorliegende Rechnung sind weiterhin aus zuvor genannten Gründen die Daten des Jahres 2019 relevant. Den Anwendungsbilanzen kann die absolut eingesetzte Primärenergie sowie die Aufteilung nach eingesetztem Energieträger ausgewählter Branchen entnommen werden. Der spezifische CO₂-Emissionsfaktor eines Sektors ergibt sich, indem der absolute CO₂-Ausstoß der Branche durch den absoluten Primärenergiebedarf der Branche dividiert wird. Letzteres ist durch die Anwendungsbilanzen bereits angegeben. Ersteres kann durch das Summenprodukt aus Primärenergiebedarf pro Brennstoff und CO₂-Emissionsfaktor pro Brennstoff ermittelt werden.

$$Emissionsfaktor_{spez} = \frac{CO_2\text{Emissionen}}{Primärenergiebedarf} = \frac{\sum_{k=1}^n Emissionsfaktor_{Brennstoff,k} * Primärenergiebedarf_{Brennstoff,k}}{Gesamter Primärenergiebedarf der Branche}$$

Der spezifische Emissionsfaktor ermöglicht es, auf Grundlage der Liste der emissionshandelspflichtigen Anlagen den ungefähren Primärenergiebedarf einer Anlage zu ermitteln. Zunächst wird der Anlage eine Branche zugeordnet, um den relevanten Emissionsfaktor berechnen zu können. Eine Ausnahme besteht bei Anlagen mit der Bezeichnung „Energieumwandlung“. Hierbei handelt es sich um Kraftwerke oder Heizwerke oder Ähnliches. Für diese Anlagen wird eine Recherche durchgeführt, um den eingesetzten Brennstoff zu ermitteln. In diesem Ausnahmefall erfolgt die nachfolgende Rechnung nicht mit dem branchenspezifischen Emissionsfaktor, sondern mit dem vom Umweltbundesamt vorgegeben brennstoffspezifischen Emissionsfaktor.

Der Primärenergiebedarf errechnet sich durch die Division der CO₂-Emissionen der Anlage durch den spezifischen CO₂-Emissionsfaktor. Der sich ergebende Wert in der Einheit MWh lässt sich einfach über den Heizwert von Wasserstoff in einen H₂-Bedarf in Kilogramm umrechnen. Dieser ist nur gültig, wenn von einer ausschließlichen und vollständigen Substitution der derzeitigen Energieträger durch Wasserstoff ausgegangen wird.

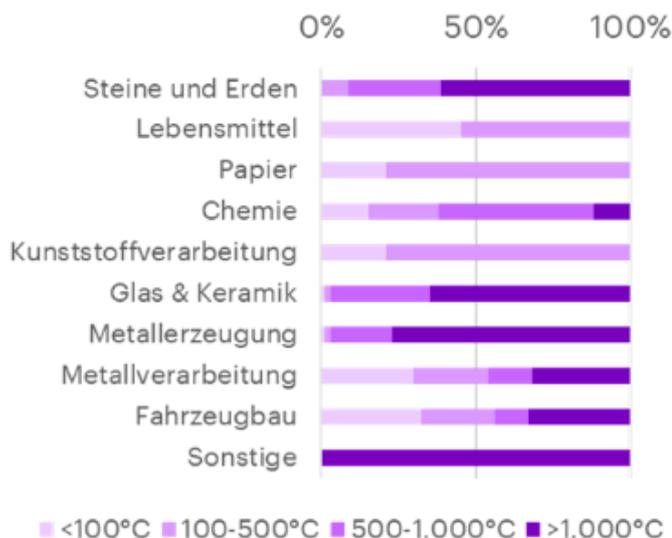


Abbildung 13: Industrieller Wärmebedarf nach Temperaturniveaus für verschiedene Wirtschaftszweige [7]

In der Realität trifft es jedoch nicht zu, dass der Einsatz von Wasserstoff zu 100 % möglich und sinnvoll sein wird. Aus diesem Grund wird eine differenzierte Untersuchung der spezifischen Temperaturniveaus in den Zielindustrien vorgenommen. Eine branchenspezifische Aufteilung des Energieeinsatzes nach Temperaturniveau liefert die Übersicht der Agentur für EE (siehe Abbildung 13) [29].

Auf diese Weise kann der H₂-Bedarf einer Anlage anteilig auf die Temperaturniveaus verteilt werden. Der Einsatz von Wasserstoff ist in niedrigen Temperaturniveaus weniger sinnvoll, da effizientere und damit häufig günstigere Dekarbonisierungsoptionen existieren wie beispielsweise die direkte Elektrifizierung. Aufgrund dessen werden in Tabelle 1 Substitutionsszenarien erstellt, welche die Wahrscheinlichkeit des H₂-Einsatzes in den

Temperaturniveaus beschreiben. Im vorliegenden Fall wurden die Szenarien „Low“, „Middle“ und „High“ erstellt. Alle drei Fälle haben gemeinsam, dass kein H₂-Einsatz unter 500 °C angenommen wird. In den Temperaturbereichen über 500 °C besitzen die drei Szenarien eine unterschiedliche Verteilung, wobei im Szenario „Low“ die niedrigste H₂-Verwendung und im Szenario „High“ die höchste H₂-Verwendung vorausgesetzt wird.

Tabelle 1: H₂-Einsatz in den Substitutionsszenarien

	< 100 °C	100 °C – 500 °C	500 °C – 1.000 °C	> 1.000 °C
Low	0 %	0 %	0 %	50 %
Middle	0 %	0 %	25 %	75 %
High	0 %	0 %	50 %	100 %

Gesondert ist die Papierindustrie zu behandeln. Diese ist in den untersuchten Hafenregionen für einen beträchtlichen Anteil des Primärenergiebedarfs verantwortlich. Laut der Agentur für erneuerbare Energien wird in der Papierindustrie ausschließlich Prozesswärme unterhalb von 500°C benötigt, was nach Tabelle 1 auf keinen H₂-Einsatz schließen lässt [29]. Da jedoch im Gesamten ein beträchtlicher Energiebedarf auf die Papierindustrie entfällt, wird der Sektor tiefergehend analysiert. Die detaillierte Branchenrecherche zeigt auf, dass in diesem Fall mit dem Einsatz von Wasserstoff im Herstellungsprozess auch in Temperaturbereichen unter 500 °C zu rechnen ist. Basierend auf dem Leistungsbericht Papier 2021 wird für die niedrigen Temperaturniveaus ein Substitutionsfaktor von 12 % angenommen [30], [31], [32].

Durch Multiplikation des errechneten H₂-Bedarfs bei vollständigem Einsatz mit der prozentualen Verteilung in den Temperaturniveaus und den Anteilen der Substitutionsszenarien ergibt sich der H₂-Bedarf einer Anlage in den drei verschiedenen Szenarien:

$$H_2\text{Bedarf}_{Szen} = H_2\text{Bedarf}_{100\%} * \sum_{\text{Temperaturniveau}} \text{Wärmeanteil}_{Temp} * \text{Substitutionsgrad}_{Temp,Szen}$$

Für eine realistische Einschätzung der zu erwartenden Nachfrage und der zukünftigen Einschätzung des Infrastrukturausbaus ist jedoch eine Prognose der H₂-Bedarfe in den nächsten Jahren erforderlich. Dazu werden die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2040 gewählt. Im folgenden Berechnungsschritt wird aus der Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Industrie in Deutschland eine Minderungskurve erstellt. Grundlage dafür bildet das nationale Klimaschutzgesetz (KSG, §4 Anlage 2), welches eine zulässige Jahresemissionsmenge für den Sektor Industrie in den Jahren 2020 – 2030 vorgibt [33] [34]. Für Rheinland-Pfalz wird das Jahr der angestrebten Treibhausgasneutralität von 2045 auf das Jahr 2040 gemäß dem Koalitionsvertrag vorverlegt. Dies impliziert, dass im Jahr 2040 die CO₂-Emissionen in Rheinland-Pfalz bilanziell null betragen müssen [35]. Für das Jahr 2035 wird der Mittelwert des 2030er und 2040er Wertes verwendet. Anschließend wird mittels Verschneidung der Emissionsminderungskurve mit den Szenarienergebnissen die industriellen H₂-Bedarfe einer jeden Anlage in den Stützjahren angenähert.

$$H_2\text{-Bedarf}_{Szen,Jahr} = H_2\text{Bedarf}_{100\%} * \sum_{\text{Temperaturniveau}} \text{Wärmeanteil}_{Temp} * \text{Substitutionsgrad}_{Temp,Szen} * \text{THG-Minderungsquote}_{Jahr}$$

Durch Addition der Einzelnachfragen im untersuchten Umkreis wird schließlich auf die H₂-Nachfrage in der Region geschlossen und der H₂-Bedarfshochlauf dargestellt. Für die ausgewählten Stützjahre wird in den nachfolgenden Unterkapiteln der H₂-Bedarf in jedem Szenario für die drei untersuchten Hafenstandorte dargestellt.

TRIER

Für den Hafen Trier und der umliegenden Gegend im Radius von 35 Kilometern existieren lediglich drei emissionshandelspflichtige Anlagen. Dabei handelt es sich um einen metallverarbeitenden Betrieb sowie zwei Heiz(kraft)werke. Der gesamte Primärenergiebedarf dieser drei Anlagen liegt bei etwa 261.000 MWh/a. Einen Überblick zu den errechneten H₂-Bedarfen gibt Abbildung 14.

Im Szenario „High“ entsteht im Falle der Klimaneutralität im Jahre 2040 eine Nachfrage von ca. 7.000 t Wasserstoff pro Jahr. Der Anstieg der H₂-Bedarfe über die Jahre hängt mit den kontinuierlich zu reduzierenden CO₂-Emissionen zusammen, welche bis zum Jahre 2040 in Rheinland-Pfalz bilanziell null betragen sollen. Dies impliziert neben dem wachsenden Strombedarf für die Dekarbonisierung von Niedertemperaturprozessen eine steigende Nachfrage nach Wasserstoff.

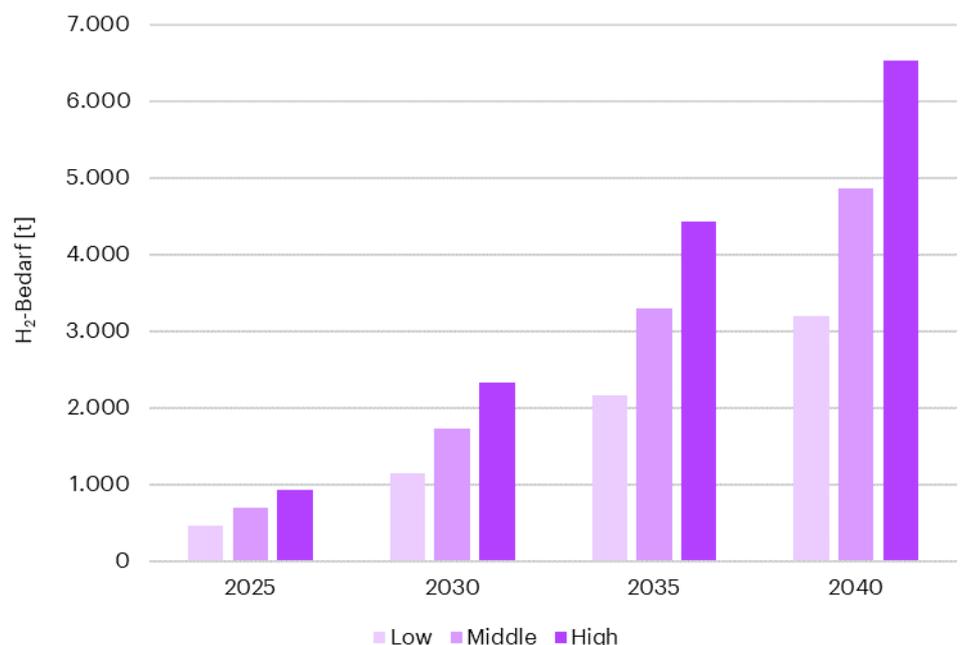


Abbildung 14: Prognostizierte H₂-Bedarfe der emissionshandelspflichtigen Anlagen am Hafen Trier und Umgebung nach Stützjahren und Szenarien

Eine feinere Gliederung der Ergebnisse liefert die Darstellung innerhalb der Szenarien in Abbildung 15. Hier ist zu erkennen, wie sich die Bedarfe nach den Branchen aufteilen. Der Einsatz von Wasserstoff in den Industriekraftwerken wird die H₂-Wirtschaft in Trier dominieren, gerade weil das sich am Hafen Trier befindliche MSW Moselstahlwerk nach eigenen Angaben zukünftig nicht mit Wasserstoff rechnet.

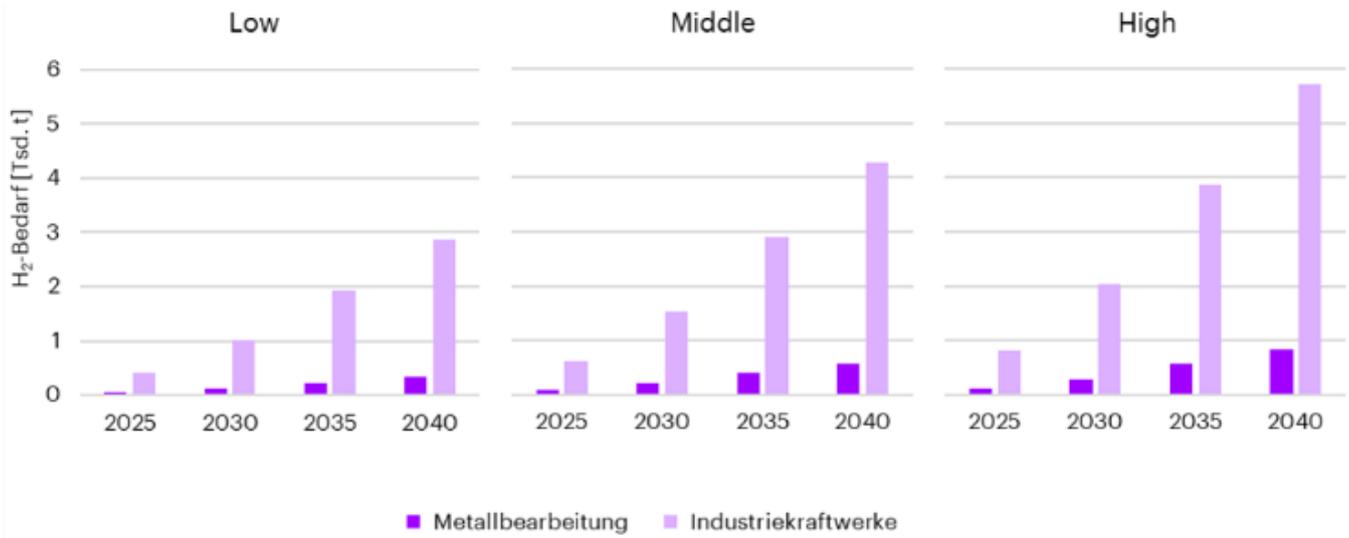


Abbildung 15: Prognostizierte H₂-Bedarfe in den Szenarien „Low“, „Middle“ und „High“ am Standort Trier nach Stützjahren und Branche

BENDORF

Umliegend um den Hafenstandort Bendorf befinden sich einige emissionshandlungspflichtige Industrieanlagen. Nennenswert ist hier insbesondere das Kaltwalzwerk der thyssenkrupp Rasselstein GmbH in Andernach. Des Weiteren sind papier-, glas- und keramikproduzierende Betriebe angesiedelt.

Der Primärenergiebedarf dieser Unternehmen beträgt nach der vorgestellten Methode etwa 2.300.000 MWh/a und übersteigt den Energiebedarf des Standorts Trier somit um ein Vielfaches. Der damit einhergehende höhere H₂-Bedarf wird in Abbildung 16 für die betrachteten Szenarien abgebildet. Anhand der Veränderung der Skala der Ordinateachse ist zu erkennen, dass der H₂-Bedarf am Standort Bendorf etwa um das 5-fache höher ist als in der Hafenumgebung von Trier.

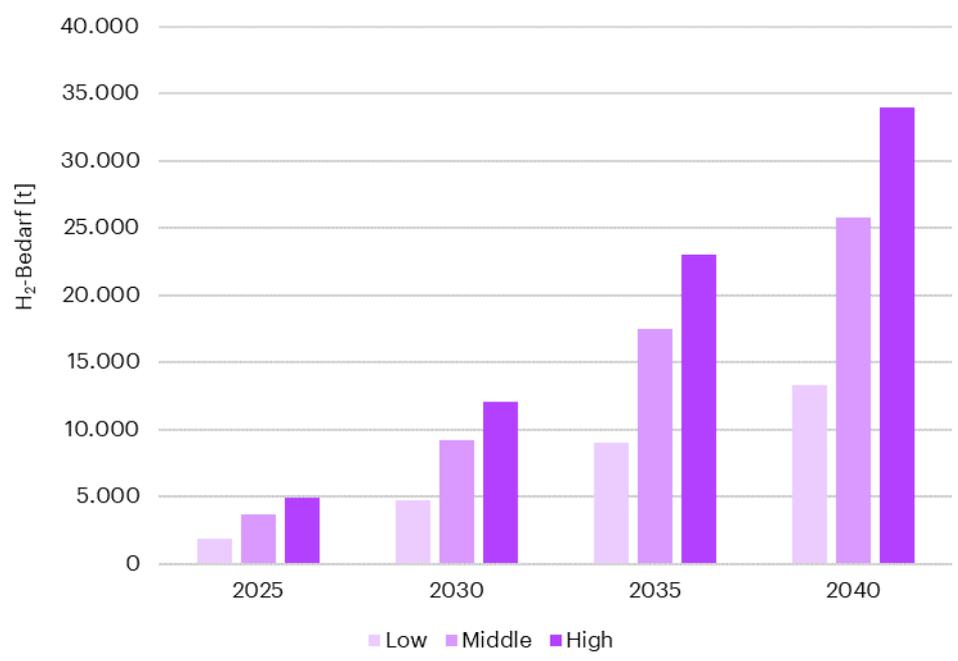


Abbildung 16: Prognostizierte H₂-Bedarfe der emissionshandlungspflichtigen Anlagen am Hafen Bendorf und Umgebung nach Stützjahren und Szenarien

Die Aufteilung nach Industriezweigen zeigt die nachfolgende Abbildung 17. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass der einzige metallverarbeitende Betrieb das thyssenkrupp Walzwerk ist. Das Papiergewerbe ist im Szenario „Low“ noch zu vernachlässigen, da in diesem Szenario in jedem Fall ein Einsatz von Wasserstoff erst ab einer Temperatur von 1.000 °C in Frage kommt und die Herstellung von Papier ausschließlich bei niedrigeren Temperaturniveaus stattfindet. Am Standort Bendorf weist die Glas- und Keramikindustrie die höchste prognostizierte H₂-Nachfrage in den Szenarien „Middle“ und „High“ auf. Diese ist im Raum Bendorf durch viele mittelständische Unternehmen vertreten. Allein für diese Branche wird bei vollständiger Dekarbonisierung der Industrieprozesse im Jahr 2040 ein H₂-Bedarf zwischen 6.000 und 16.000 t/a prognostiziert. Auch das Kaltwalzwerk ist keinesfalls zu vernachlässigen, insbesondere da das Unternehmen bereits Forschungsprojekte für den H₂-Einsatz vorantreibt [36]. Auffällig ist zudem, dass die Metallbearbeitung im Szenario „Low“ die bedarfsstärkste Branche ist, was sich in den höheren Szenarien ändert (siehe Abbildung 17). Dies ist mit den verschiedenen Substitutionspotenzialen in den Temperaturniveaus in den Szenarien zu begründen.

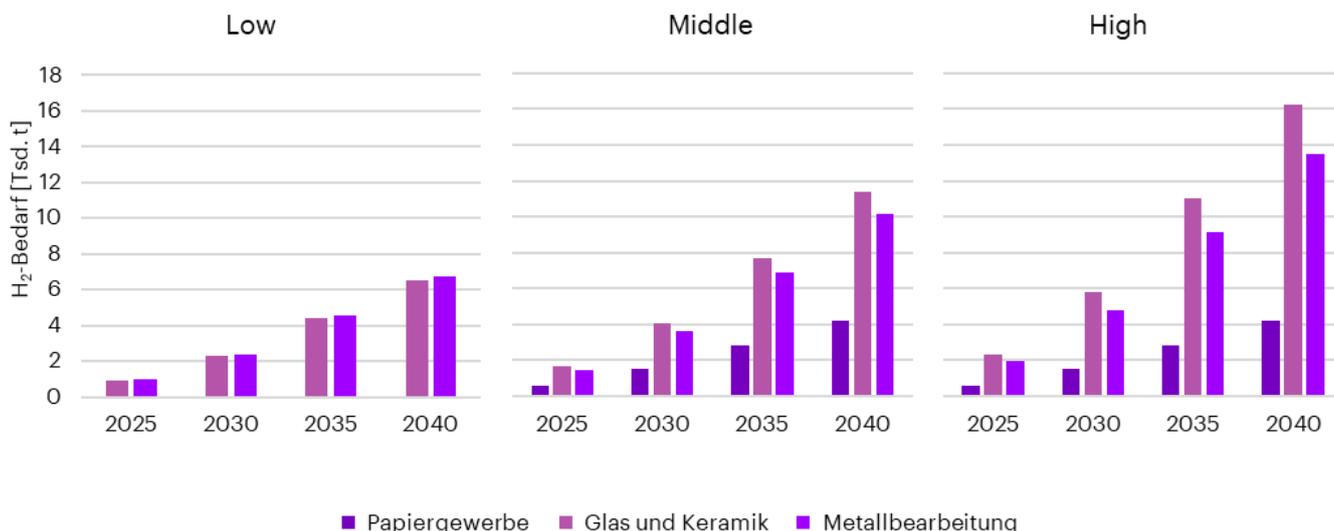


Abbildung 17: Prognostizierte H₂-Bedarfe in den Szenarien „Low“, „Middle“ und „High“ am Standort Bendorf nach Stützjahren und Branche

SPEYER

Der Standort Speyer weist von allen betrachteten Häfen den höchsten Energie- und somit prognostizierten H₂-Bedarf auf. Der Primärenergiebedarf der relevanten Anlagen beträgt laut der vorgestellten Prognosemethode etwa 16.200.000 MWh/a und der H₂-Bedarf im Szenario „High“ im Jahr 2040 fast 250.000 t/a (siehe Abbildung 18). Zahlreiche verschiedene Branchen sind in der Region um den Hafen Speyer vertreten. Direkt am Hafen ist der Anbieter von Lösungen für hochwertige Kohlenwasserstoffprodukte Haltermann Carless Deutschland GmbH sowie das Saint Gobain Isover Werk

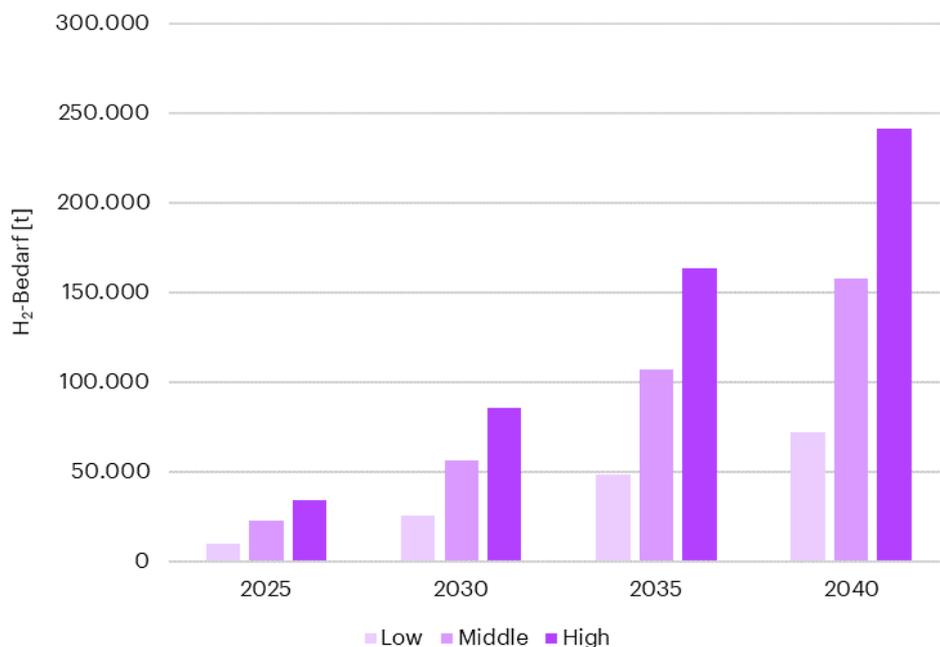


Abbildung 18: Prognostizierte H₂-Bedarfe der emissionshandlungspflichtigen Anlagen am Hafen Speyer und Umgebung nach Stützjahren und Szenarien

zur Herstellung von Dämmstoffen angesiedelt. Zudem hat der Logistikdienstleister DHL am Hafen eine Niederlassung. Im weiteren Umkreis befinden sich weitere Betriebe der Grundstoffchemie sowie Hersteller von Glas, Keramik, Papier und Zementklinker. Des Weiteren sind im Umkreis von Speyer einige Industriekraftwerke nennenswert, insbesondere im Industriepark Wörth und am Hauptsitz des Unternehmens BASF in Ludwigshafen, dem größten zusammenhängenden Chemieareal der Welt. Im Industriepark Wörth sind sowohl zwei Heizwerke für den Betrieb des Daimler Truck-Werkes als auch ein Heizkraftwerk des Papierherstellers Palm Power vorhanden. Des Weiteren ist im Raum Wörth die Nutzung von Geothermie geplant. In Bezug auf den H₂-Bedarf sind in Speyer die Branchen Grundstoffchemie und die Verarbeitung von Steinen und Erden dominant und werden laut der entwickelten Methode in Zukunft die höchste Nachfrage nach Wasserstoff aufweisen. Unter dem Sektor „Verarbeitung von Steinen und Erden“ sind die Herstellung und Weiterverarbeitung von Zement, Beton und Gips sowie die Bearbeitung von Natursteinen zu verstehen. In der Papierindustrie findet Wasserstoff ähnlich wie am Standort Bendorf eine vernachlässigbar geringe Nachfrage (siehe Abbildung 19).

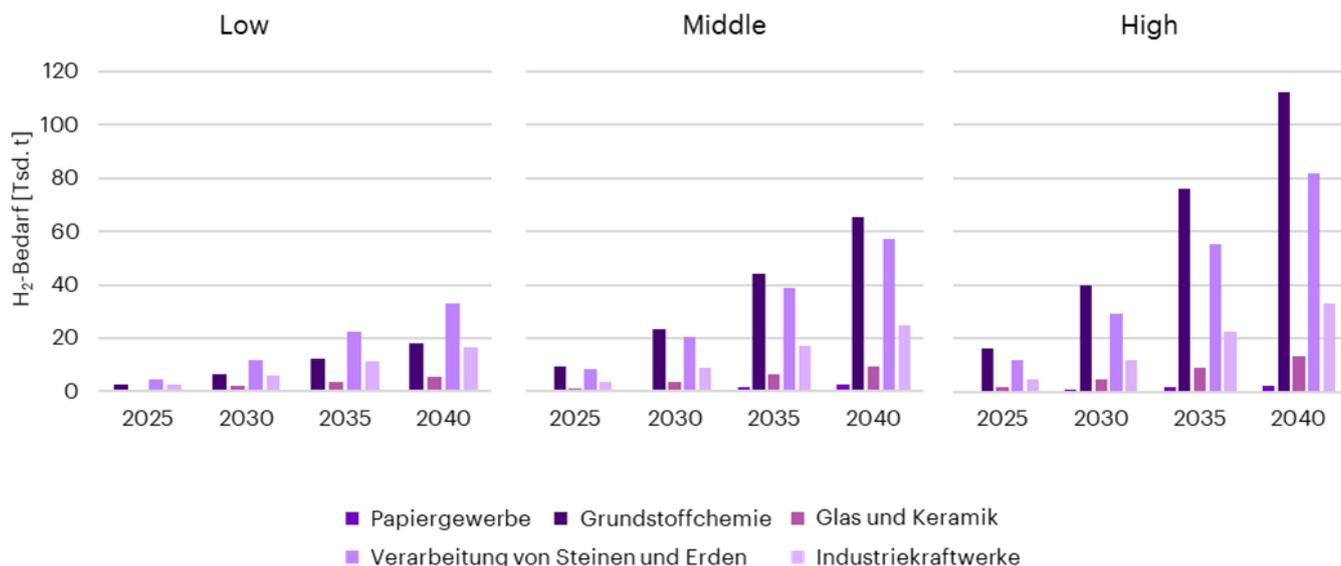


Abbildung 19: Prognostizierte H₂-Bedarfe in den Szenarien „Low“, „Middle“ und „High“ am Standort Speyer nach Stützjahren und Branche

ONLINEUMFRAGE

Parallel zur Einschätzung der H₂-Bedarfe über die oben beschriebene Rechnung wurde ein Fragebogen entwickelt, der über die Hafengebiete an die am Hafen ansässigen Unternehmen ausgegeben wurde. Die Rückmeldequote fiel deutlich geringer aus, als im Vorhinein antizipiert, weswegen die gewonnenen Daten über eine eingeschränkte Aussagekraft verfügen. Die Inhalte der Onlineumfrage umfassen die Bereiche der Strukturdaten des Energiebedarfs sowie des H₂-Bezugs. Zudem werden Informationen zu den im Unternehmen verwendeten Prozessen und zur Mobilität abgefragt.

Für den Standort Trier ergeben die Rückmeldungen, dass keine Nachfrage nach Wasserstoff besteht. Sowohl bei der Theo Steil GmbH für Schrott- und Metallgroßhandel als auch beim Hersteller GKN Driveline wird kein Bedarf für Wasserstoff identifiziert. Dasselbe gilt für das MSW Moselstahlwerk. Dieses ist in der zuvor getroffenen Prognose (siehe Abbildung 15) berücksichtigt, wobei ein H₂-Bedarf unterstellt wird. Somit fällt der H₂-Bedarf für den Standort Trier geringer aus als zunächst prognostiziert.

Die Anzahl der Rückmeldungen der Unternehmen am Standort Bendorf fallen gering aus. Mit dem Kaltwalzwerk der thyssenkrupp Rasselstein GmbH in Andernach wurde eine intensivere Rücksprache gehalten, um die tatsächlichen Bedarfsprognosen zu ermitteln. Abweichungen zur prognostizierten Nachfrage sind bereits in den zuvor gezeigten Ergebnissen berücksichtigt. Für den Hafestandort Speyer existieren konkrete Zahlen, die den H₂-Bedarf für alle am Hafen angesiedelten Unternehmen zusammenfassen. Diese werden mit den prognostizierten Bedarfen summiert, um das Ergebnis wie in Abbildung 20 gezeigt zu erhalten.

Bei der zusätzlichen Bedarfssteigerung durch die Onlineumfrage wird nicht zwischen den Szenarien unterschieden. Für die Stützjahre werden die erfragten Werte angenommen und zu dem prognostizierten H₂-Bedarf addiert. Für das Jahr 2025 beträgt die H₂-Bedarfssteigerung etwa 11.400 t, für die Stützjahre 2030 und 2035 18.900 t und für das Jahr 2040 22.400 t.

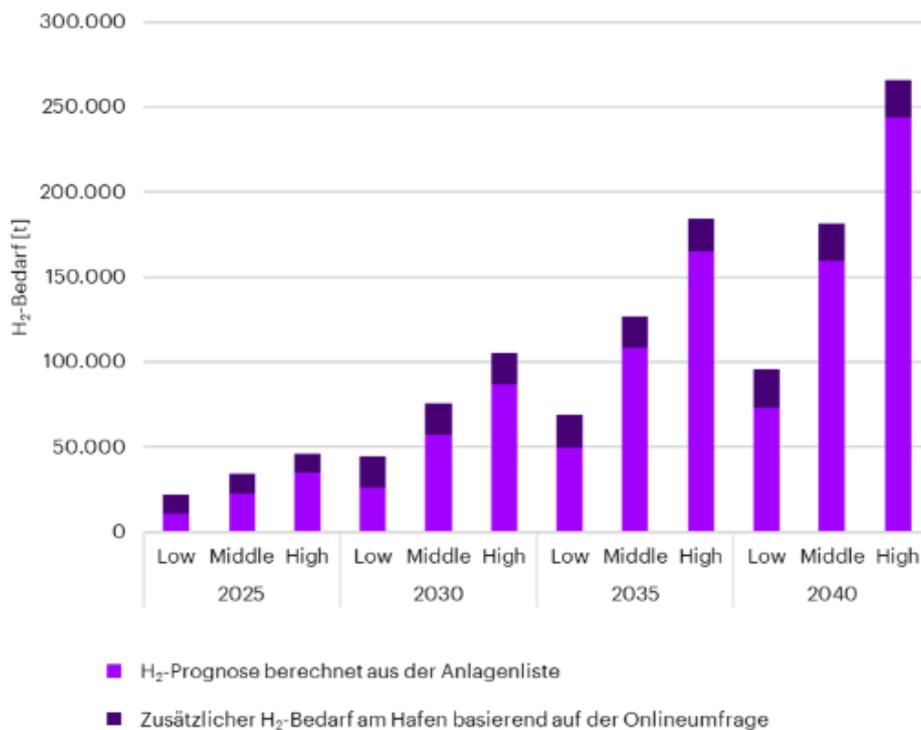


Abbildung 20: H₂-Bedarfe am Hafen Speyer inklusive Bedarfe aus der Onlineumfrage

6. H₂-Transportoptionen in Deutschland

Da H₂-Quellen und -Senken meist nicht in räumlichen Zusammenhang stehen, ist es notwendig, die Versorgungs- und Nachfragezentren der H₂-Wirtschaft zu verbinden, um die wachsende Nachfrage nach grünem Wasserstoff zu bedienen. Bislang ist schwierig vorherzusagen, welche H₂-Transportmethode sich für unterschiedliche Einsatzbereiche als die kosteneffizienteste Lösung etablieren wird. Hohe Transportkosten beeinträchtigen die Gesamtkosten für Wasserstoff erheblich und stellen eine Herausforderung für den kommerziellen Hochlauf der H₂-Technologien dar. Die zentrale Frage lautet, wie man einen zuverlässigen, groß angelegten, inländischen H₂-Transport etablieren kann, der die Kosten begrenzt hält und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff sicherstellt. Es ist daher eine techno-ökonomische Analyse der Binnenschiffnutzung für den Transport von Wasserstoff und seiner Derivate erforderlich, insbesondere im Vergleich zu alternativen Transportmöglichkeiten, wie H₂-Pipelines oder Truck-Transporten

Im nachfolgenden Kapitel werden vier H₂-Transporttechnologien bewertet – nämlich komprimierter Wasserstoff (CGH₂), flüssiger Wasserstoff (LH₂), Ammoniak (NH₃) und flüssiger organischer H₂-Träger (LOHC) – und deren Kosten sowie Machbarkeit, mit Fokus auf den Transport von Rotterdam zu den ausgewählten Häfen in Rheinland-Pfalz analysiert. Bislang existiert keine Lösung, die allumfassend, einfach und kosteneffizient ist. Die Transportoptionen variieren je nach individuellem Anwendungsfall in Abhängigkeit des Transportmodus, der Distanz und möglicher Synergien in Partnerschaften. Einige Technologien, wie der Ammoniak Cracking-Prozess, erfordern zusätzliche Entwicklungsarbeit. Vorübergehend werden die Technologien gemeinsam existieren. Welche Technologien sich durchsetzen werden, hängt von Faktoren wie der Nachfrage, der Kosteneffizienz, der Markteinführungsgeschwindigkeit oder der Benutzerfreundlichkeit ab.

6.1. Technologien von H₂-Infrastrukturketten

In diesem Kapitel werden verschiedene Möglichkeiten bewertet, Wasserstoff komprimiert, verflüssigt oder trägergebunden zu transportieren.

Der Untersuchungsgegenstand liegt in der techno-ökonomischen Evaluierung von Wasserstoff in komprimierter und flüssiger Form, sowie gebunden an Ammoniak (NH₃) und LOHC vom Überseehafen Rotterdam zu den drei rheinland-pfälzischen Binnenhäfen. Abbildung 21 visualisiert den Fokus dieser Studie und derer Grenzen. Die Preise am Importhafen werden durch eine Metaanalyse ermittelt. Die Bewertung der einzelnen Importvektoren ist jedoch kein Aspekt dieser Untersuchung.

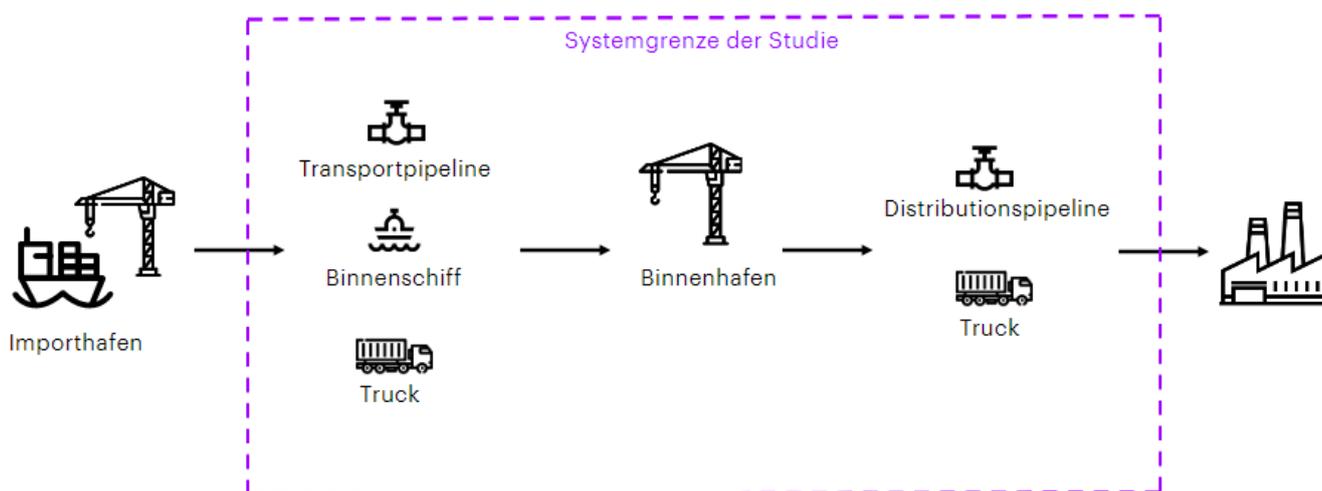


Abbildung 21: Studienfokus und Systemgrenze

Die Importkosten am internationalen Hafen werden erweitert um die Transportkosten zu den ausgewählten Häfen in Rheinland-Pfalz und der letzten Meile zu den lokalen H₂-Endabnehmern. Dabei werden mögliche Importszenarien abgeleitet. Zudem werden die Rückwandlungsschritte technologiespezifisch an den lokalen Häfen analysiert, die benötigt werden, damit auf 500 bar komprimierter Wasserstoff (CGH₂) zum lokalen Kurzstreckentransport vorliegt. Der Vergleich basiert auf einer techno-ökonomischen Analyse. Abbildung 22 zeigt die Wege und deren Bausteine von der H₂-Erzeugung bis zur Abnahme am Zielstandort. In dieser Studie werden die gelb markierten Bausteine untersucht.

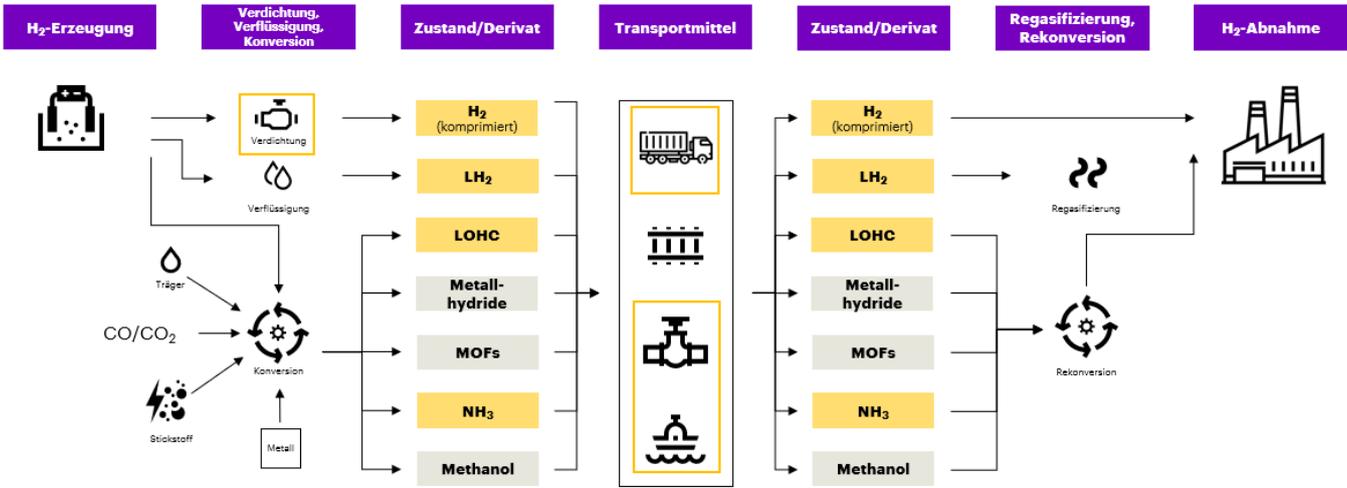


Abbildung 22: Systembausteine zwischen H₂-Erzeugung und H₂-Abnahme

Nachfolgend wird auf die für diese Studie ausgewählten H₂-Transportzustände eingegangen. Es wird jeweils die Gesamtkette beschrieben, vom Einkauf des Wasserstoffs oder Derivats bis hin zur Bereitstellung von komprimiertem Wasserstoff in Transportcontainern am Zielhafen für den anschließenden Kurzstreckentransport zum Endabnehmer. Nachketten am Zielhafen in Rheinland-Pfalz, anschließend an den Langstreckentransport sind unabhängig von der Wahl eines Binnenschiffes oder Trucks als Transportmedium. Zudem sind die Bausteine der Nachketten abhängig vom jeweiligen H₂-Zustand.

6.1.1. Gesamtkette komprimierter Wasserstoff

Im Rahmen dieser Studie wird festgelegt, dass für eine hohe Flexibilität, als H₂-Transportgebilde ein Standard 40-Fuß ISO-Container als MEGC-Ausführung verwendet wird, in den die Druckbehälter vom Typ IV integriert werden (siehe Kapitel 3.2). Die Abkürzung „Multiple-Element Gas Container“ (MEGC) steht dabei für einen Gascontainer mit mehreren Elementen, welche durch ein Sammelrohr miteinander verbunden und in einem Rahmen als stabilisierende und schützende Tragstruktur zusammengefügt sind. [7]

Der Vorteil von MEGC besteht in der Flexibilität, Skalierbarkeit und Mobilität. Sie können auf Trucks, Zügen oder Schiffen transportiert werden. Die Container können einfach aufgestellt und an die lokale H₂-Versorgung angeschlossen werden. Im Falle der lokalen Erzeugung werden keine zusätzlichen Verdichter benötigt. Wasserstoff kann direkt aus der Erzeugungsanlage in den MEGC verdichtet und am Zielort direkt aus dem MEGC der Nutzung zugeführt werden.

Nachteilig sind die hohen Kosten aufgrund hohen Drucks, ihr komplexes Design, die Verwendung spezieller Materialien und besondere Sicherheitsvorkehrungen. Durch die Einstufung als Gefahrgut unterliegt der Transport den ADR-Vorschriften. [8]

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff am internationalen Hafen auf einem gängigen Speicherdruck von 45 bar eingekauft wird. Wie Abbildung 23 zeigt, wird in der techno-ökonomischen Analyse als erster Baustein die Kompression auf 500 bar betrachtet. Anschließend findet ein containerbasierter Transport mittels Binnenschiff oder Truck statt. An den Zielhäfen werden die Container ohne weiteren Konversionsschritt an die Abnehmer verteilt.

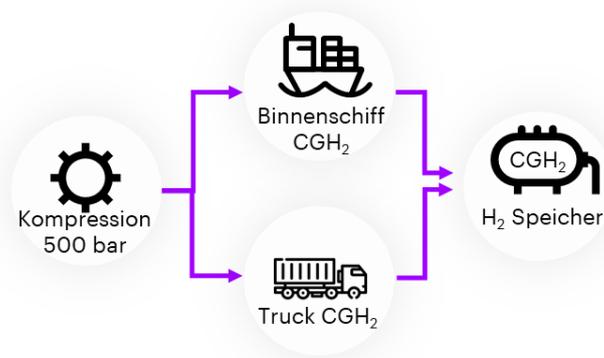


Abbildung 23: Bausteine der Gesamtkette von komprimiertem Wasserstoff mittels Truck- und Binnenschifftransport

Als weiterer Vergleichsprozess wird eine H₂-Pipeline herangezogen. Pipelines dienen als Speicher sowie als Transportmöglichkeit. Zurzeit existieren weltweit etwa 5.000 km H₂-Pipelines, die meist zu Chemiebetrieben und Raffinerien führen. Die Gesamtlänge des in Deutschland geplanten H₂-Kernnetzes beträgt rund 9.700 km. Wasserstoff kann in rein gasförmiger Form in Pipelines gefördert werden. [37] Obwohl Wasserstoff nur ein Drittel der volumetrischen Energiedichte von Erdgas hat, kann der H₂-Volumenstrom signifikant höher sein als bei Erdgas beziehungsweise Methan. [38] Da H₂-Versprödung eine Herausforderung für die verwendeten Rohre darstellt, müssen die richtigen Materialien ausgewählt und regelmäßige Wartungen durchgeführt werden. [39] Die Kapazität einer Pipeline ist variabel ab ca. 10 t Wasserstoff pro Tag wirtschaftlich betreibbar. Der Betriebsdruck liegt zwischen 10 und 100 bar. Sie zeichnen sich durch hohe Investitionskosten, niedrige Betriebskosten und eine hohe Lebensdauer aus. [38] In Abbildung 24 sind die einzelnen betrachteten Bausteine für den Langstreckentransport mittels Pipeline dargestellt. Am Zielhafen wird der Wasserstoff auf 500 bar komprimiert und in MEGC für den weiteren straßengebundenen Transport zum Endabnehmer gespeichert.

Im Falle von Großabnehmern in Hafennähe mit einer Abnahmemenge von mehr als 10 t H₂/ Tag kann eine Distributionspipeline eine wirtschaftliche Lösung darstellen.



Abbildung 24: Bausteine der Gesamtkette von komprimiertem Wasserstoff mittels Pipeline

6.1.2. Gesamtkette flüssiger Wasserstoff

Grundsätzlich ist der Energiegehalt – bezogen auf das Volumen – bei flüssigem Wasserstoff (LH₂) deutlich höher als bei komprimiertem Wasserstoff, weswegen sich flüssige Speicher für mobile Anwendungen und längere Transportdistanzen lohnen. Dieser Zusammenhang führt zu geringerem Platzbedarf für eine identische Energiemenge. [40] Flüssiger Wasserstoff wird in sogenannten Kryospeichern gespeichert. Das Innengefäß mit flüssigem Wasserstoff ist dabei von einem Vakuumbehälter umgeben, wodurch Wärmeeinflüsse von außen verringert werden können, ähnlich wie bei einer Thermoskanne. Um den Wasserstoff zu verflüssigen, muss dieser auf -253 °C heruntergekühlt werden, was sehr energieaufwändig ist. Da die Temperatur mit der Zeit ansteigt – und damit auch der Druck im Sicherheitsbehältersystem ansteigt – ist ein Abdampfen erforderlich, um einen Überdruck und damit ein Bersten zu verhindern. Der größte Nachteil bei der Verwendung von flüssigem Wasserstoff ist die Notwendigkeit des Abdampfens.[41] In dieser Studie wird davon

ausgegangen, dass der Wasserstoff in bereits flüssigem Zustand an der Systemgrenze (Überseehafen) angeliefert wird. Abbildung 25 visualisiert die Gesamtkette von LH₂. Am Zielhafen eignet sich ein Kryogenspeicher, um die angekommenen Container zu entleeren und zurückzutransportieren. Vor Ort erfolgt die Regasifizierung von LH₂ zu gasförmigem Wasserstoff. Bei diesem Verfahren kann der Wasserstoff durch die Expansion des Gases energiesparend verdichtet werden. Nach diesem Umwandlungsschritt liegt auf 100 bar komprimierter Wasserstoff vor. Dieser wird anschließend auf 500 bar komprimiert und für den Weitertransport in MEGC gespeichert.

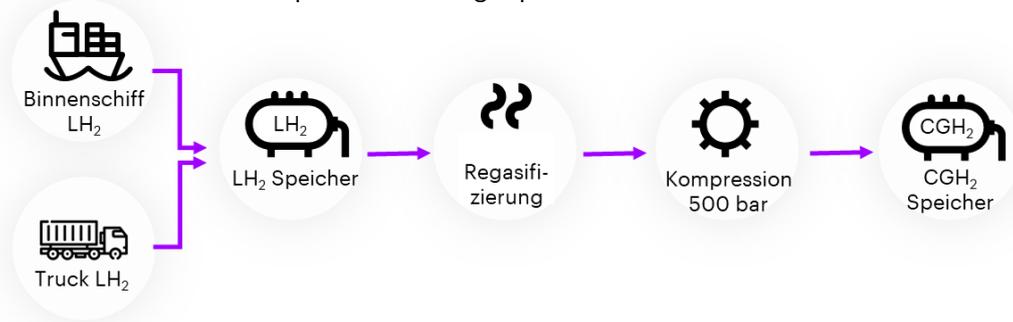


Abbildung 25: Bausteine der Gesamtkette von flüssigem Wasserstoff mittels Truck- oder Binnenschifftransport

6.1.3. Gesamtkette LOHC

Bei LOHC handelt es sich um einen H₂-Speicher aus organischem Trägermaterial, welcher aus Kohlenstoffketten besteht, zwischen denen H₂-Moleküle eingelagert werden. Trotz hohem Energiebedarf entlang der Gesamtkette besteht der Vorteil von LOHC in der Nutzung bereits bestehender Speicher- und Transportinfrastruktur von fossilen Energieträgern wie Erdöl. Hydriertes LOHC muss, im Gegensatz zu beispielsweise CGH₂, LH₂ oder NH₃, nicht als Gefahrgut behandelt werden. Die Lagerung ist unter Normalbedingungen möglich und erfordert keine besonderen Behältnisse. [41]

Bei der Anreicherung mit Wasserstoff – der sogenannten Hydrierung – wird bei erhöhtem Druckniveau Wärme freigesetzt. Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der eingekaufte Wasserstoff als LOHC vorliegt. Daher steht am Anfang des betrachteten Systems der containerbasierte Binnenschiff- oder trailerbasierte Trucktransport (siehe Abbildung 26). Das LOHC wird am Zielhafen gespeichert. Das energieintensive Herauslösen des Wasserstoffs aus dem Trägermaterial wird als Dehydrierung bezeichnet und findet unter Wärmezufuhr und unter Verwendung eines Katalysators statt. Für diesen Prozess werden 12,5 kWh/kg H₂ an Wärmeenergie benötigt. Der organische Träger kann nach der Dehydrierung erneut angereichert werden, allerdings sind reale Prozesse nicht vollständig reversibel. [39] An die Dehydrierung anschließend erfolgt eine Kompression des reinen Wasserstoffs auf 45 bar.

Für die Speicherung von Wasserstoff auf 45 bar sind Großzylinder die gängigste Art im stationären Bereich. Es handelt sich um unverstärkte Stahlzylinder von zwei bis drei Metern Durchmesser und variabler Länge (z. T. > 20 m), die stehend oder liegend errichtet werden können. Herausforderungen bestehen in der geringen Speicherdichte und daraus resultierender großer Baufläche sowie hohem Gewicht. Abhängig vom Bedarf wird der Wasserstoff auf 500 bar komprimiert und in MEGC-Containerspeicher für den Kurzstreckentransport abgefüllt. [42]

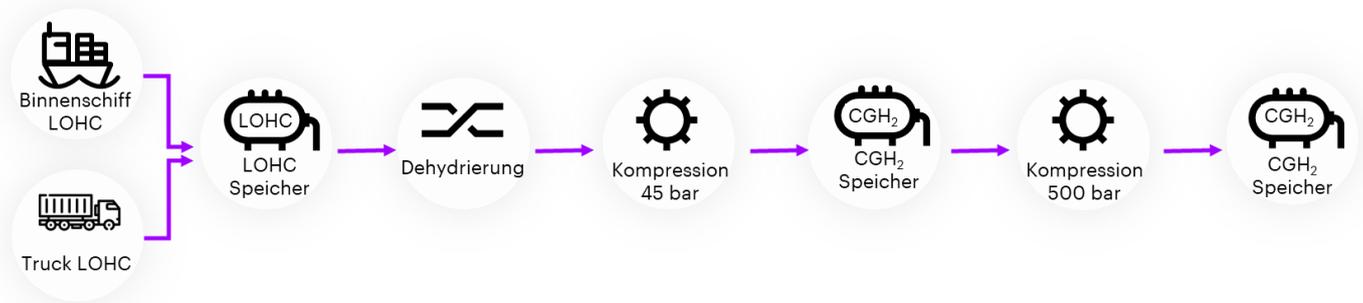


Abbildung 26: Bausteine der Gesamtkette von LOHC mittels Truck- und Binnenschifftransport

6.1.4. Gesamtkette Ammoniak

Ammoniak ist eine der weltweit wichtigsten Chemikalien und wird schon seit langem im sogenannten „Haber-Bosch-Verfahren“ industriell hergestellt. Dabei wird Ammoniak aus Wasserstoff und Stickstoff synthetisiert. Ammoniak ist ein kohlenstofffreier Brennstoff und kann daher verbrannt werden, ohne dass CO_2 entsteht. Jedoch besteht bei der Verbrennung die Möglichkeit von Lachgasemissionen (N_2O), ein sehr wirksames Treibhausgas. Vorteilhaft hingegen ist die Verwendung bestehender Infrastruktur. [40] Wie in Abbildung 27 dargestellt, wird davon ausgegangen, dass das Ammoniak am internationalen Hafen eingekauft und anschließend auf einem Binnenschiff mit Containern oder mit Trucks und dazugehörigen Trailern transportiert wird.

Die Speicherung erfolgt zurzeit in flüssiger Form in Containern oder in stationären großen Tanks. Ammoniak ist sehr viel einfacher zu verflüssigen als reiner Wasserstoff. Am Zielhafen befindet sich ein Ammoniakspeicher. Anschließend erfolgt die energieintensive Zerlegung von Ammoniak (NH_3) zu Wasserstoff (H_2) und Stickstoff (N_2) mithilfe eines Ammoniak-Crackers. Zunächst wird das Ammoniak erhitzt, bis es vollständig verdampft und in den gasförmigen Zustand versetzt wird. Hiernach wird es in den Reaktor eingeleitet, in dem die Ammoniakspaltung katalytisch stattfindet. In der Regel findet der Prozess bei Temperaturen von 600-900 °C und einem Druck von 50-100 bar statt. Im Anschluss wird das Produkt heruntergekühlt und restliche geringe Mengen an Nebenprodukten abgetrennt, sodass man einen reinen H_2 -Strom erhält. Bei der Zerlegung von Ammoniak wird kein CO_2 freigesetzt. [43] [44] Der abgeführte Wasserstoff wird wie bei der Ammoniak-Nachkette auf 45 bar verdichtet und im Pufferspeicher gelagert. Anschließend erfolgt eine Kompression auf 500 bar und die Abfüllung in den Transportspeicher.

Problematisch ist bei der „Gesamtkette Ammoniak“ die nicht vollständig optimierte und energieintensive Wiederentnahme des Wasserstoffs beim Ammoniak-Cracking inkl. nachgeschalteter Reinigung, die weiterhin Forschungsgegenstand sind, sowie die toxische und korrosive Wirkung von Ammoniak, die Herausforderungen für die sichere Speicherung mit sich bringt. [45]

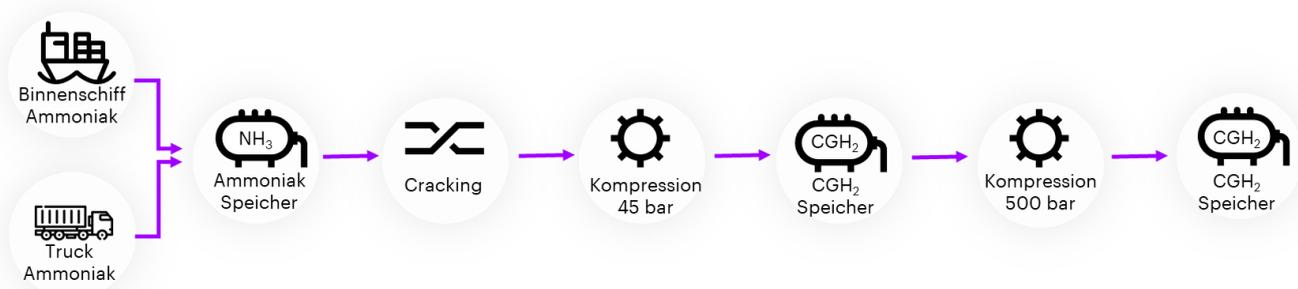


Abbildung 27: Bausteine der Gesamtkette von Ammoniak mittels Truck- und Binnenschifftransport

6.2. Resultate und Bedeutung für die drei Hafenstandorte

Nachfolgend werden die Resultate der techno-ökonomischen Analyse betrachtet. Dabei liegt der Fokus auf den Kosten der verschiedenen H₂-basierten Energieträger abhängig von der Distanz. Zum besseren Verständnis sind in Tabelle 2 die Entfernungen der für die ausgewählten drei Standorte von Rotterdam abhängig von der Transportvariante aufgelistet. Zur Berechnung der Distanzen für das Binnenschiff werden Flusskilometer herangezogen. Die Kilometer, die der Truck zurücklegen muss, werden mittels Google Maps identifiziert. Zudem wird angenommen, dass die Pipelinestrecke vergleichbar lang ist.

Tabelle 2: Distanz Parameter Pipeline, Truck, Binnenschiff

Parameter	Einheit	Rotterdam – Bendorf	Rotterdam – Trier	Rotterdam – Speyer
Pipeline	km	356	368	514
Truck	km	356	368	514
Binnenschiff	km	434	624	632

Im Folgenden wird von einer täglich transportierten H₂-Menge von 100 t ausgegangen. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird die Annuitätenmethode mit einem Zinssatz von 7 % verwendet. Für den Binnenschifftransport wird sich aufgrund fehlender Massengutkonzepte und beschränkter Datengrundlage für H₂-Derivate auf den containerisierten Transport fokussiert. Dadurch können die möglichen Skaleneffekte zugunsten der Binnenschiffahrt bei Verfügbarkeit entsprechender Binnenschiffe gegenüber Trucks nicht genutzt werden. Zunächst wird eine streckenabhängige Kostenanalyse für die einzelnen H₂-basierten Energieträger durchgeführt. Diese besteht aus drei Stufen: Als erstes liegt der Systemfokus auf dem Transport mittels Binnenschiff, Truck oder Pipeline. Anschließend werden die Kosten für die Gesamtkette, bestehend aus Transport inklusive Vorkette am internationalen Hafen und Nachkette an den Zielhäfen in Rheinland-Pfalz berechnet. Als dritten Schritt werden die geschätzten Importkosten aufaddiert. Nach dieser Analyse wird genauer auf die einzelnen Standorte eingegangen. Die getroffenen Annahmen beziehen sich im Folgenden, falls nicht anders definiert, auf das Jahr 2030.

In Abbildung 28 werden zunächst ausschließlich die Transportwasserstoffkosten in €/kg H₂ vom Binnenschiff, Truck und der Pipeline abhängig von der Strecke und der Transporttechnologie analysiert. Dabei gilt zu beachten, dass die Transportdistanz als einfache Strecke zwischen Importhafen und Zielhafen definiert ist. Die Transportkosten für den Rückweg sind bereits miteinbezogen.

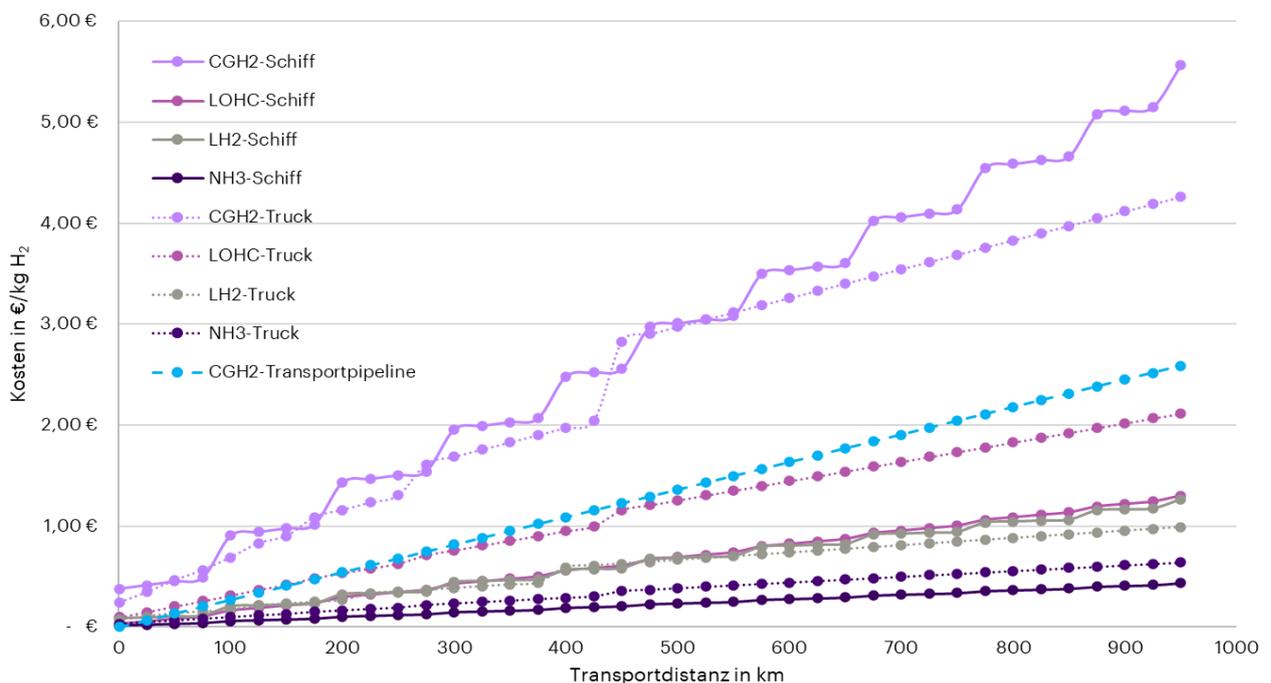


Abbildung 28: Kostenvergleich, abhängig von Transportdistanz für Pipeline, Truck und Binnenschiff

Der stufige Verlauf der Graphen für die Binnenschifffahrt resultiert aus der täglichen Anlieferung und relativ langsamen Transportgeschwindigkeit. Wenn ein weiterer Tag zum Transport notwendig ist, um den täglichen Bedarf zu decken, werden weitere Container benötigt. Abbildung 28 zeigt, dass die Kosten stark abhängig von der gewählten Transporttechnologie und Transportoption sind. Weitere Annahmen zum Binnenschiff, Truck, Trailer und der Transportpipeline können respektive im Anhang aus Tabelle 28, Tabelle 27 und Tabelle 22 entnommen werden.

Für Ammoniak sind die anfallenden H₂-Transportkosten mittels Trucks und Binnenschiffen am geringsten. Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Anfangsinvestitionskosten für die Container hat die Transportdauer einen geringen Einfluss auf die Skalierung der Gesamtkosten (siehe Tabelle 3). Bei der Wahl von LH₂ und CGH₂ als Transporttechnologie ist der Binnenschifftransport teurer im Vergleich zur Nutzung von Trucks. Dieser Zusammenhang ist darin begründet, dass die Anzahl benötigter Container mit der Strecke, und dementsprechend der benötigten Tage zum Hin- und Rücktransport, stark zunehmen. Dadurch steigen die Anfangsinvestitionskosten stark an, getrieben durch die Anschaffung der insbesondere für LH₂ und CGH₂ kostenintensiven Container (siehe Tabelle 3).

Im Allgemeinen ist die volumetrische Energiedichte der unterschiedlichen Transporttechnologien der Grund für die verschiedenen Verläufe der Binnenschiffe und Trucks der unterschiedlichen Transporttechnologien. Die volumetrische Energiedichte, also die Menge an Wasserstoff, die in einem 40 Fuß Container gespeichert werden kann, ist bei LH₂ am höchsten. Daher ist diese Transportvariante mittels Truck nach Ammoniak die kostengünstigste Option (siehe Tabelle 3). Der Transport von komprimiertem Wasserstoff mittels Binnenschiff und Truck ist im Vergleich mit den H₂-Derivaten am teuersten. Dies ist in der benötigten Anzahl an Containern für den Transport einer determinierten H₂-Menge pro Tag begründet. Diese Anzahl steigt einerseits durch die geringe volumetrische Energiedichte von gasförmigem Wasserstoff, andererseits durch die Transportdauer sowie den Tagen, die ein Container für einen Transportzyklus im Umlauf ist. Die gesamten Containerinvestitionskosten sind proportional zur Anzahl der Containerkosten. Der Transport über eine Pipeline stellt sich als kostengünstigste Option für den Transport von gasförmigem Wasserstoff heraus und liegt im Vergleich zu anderen Transportoptionen und -technologien im Mittelfeld. Mit Ausnahme der Pipeline sind die kostengünstigsten Transportvarianten LH₂ mit Truck oder Ammoniak mit Truck oder Binnenschiff.

Tabelle 3: Techno-ökonomische Parameter 40 Fuß Container [46], [47]

Parameter	Einheit	LH ₂	NH ₃	LOHC	CGH ₂
CAPEX	Mio. €/Einheit	0,902	0,200	0,150	1,143
OPEX	%CAPEX/a	3	2	2	2
Abschreibungszeitraum	a	15	15	15	15
Nutzbare Kapazität	t H ₂	4,3	5,5	1,6	1,1

Im Folgenden werden die in der Gesamtkette anfallenden Kosten in €/kg H₂ über die Transportdistanz für die verschiedenen Transporttechnologien und Transportoptionen betrachtet (siehe Abbildung 29). Die Gesamtkette setzt sich zusammen aus bei CGH₂ benötigter Kompression, dem Transport, der lokalen Speicherung am Zielhafen und der Rückumwandlung. Dazugehörige Annahmen sind im Anhang in Tabelle 24, Tabelle 20, Tabelle 21 und Tabelle 25 aufgelistet.

Der Einbezug der anfallenden Kosten in €/kg H₂ in den Vor- und Nachketten für die Gesamtkette in Abbildung 29 im Vergleich zu den reinen Transportkosten in Abbildung 28 hat einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Die verschiedenen Startpunkte auf der y-Achse sind auf die unterschiedlich hohen Anfangsinvestitionen je Gesamtkette zurückzuführen. Man erkennt, dass der Transport von LOHC per Binnenschiff- und Trucktransport, sowie der Transport von gasförmigen Wasserstoff per Binnenschiff- und Trucktransport in ökonomischer Dimension bei großen Distanzen aus heutiger Sicht nicht konkurrenzfähig sind. Die Gesamtkosten für das Ammoniakderivat zeichnen sich durch hohe Anfangsinvestitionskosten und eine niedrige Steigung über die Transportstrecke aus. Daher kann Ammoniak bei langen Distanzen attraktiv sein. Bei längeren Distanzen liegen die Kosten für den Transport mittels LH₂ und NH₃, sowie kompri-

miertem Wasserstoff via Pipeline nah beieinander. Über längere Strecken zeichnet sich unter den gegebenen Annahmen der Trucktransport von flüssigen Wasserstoff LH₂ aufgrund der deutlich höheren Energiedichte als die günstigste Transportoption aus.

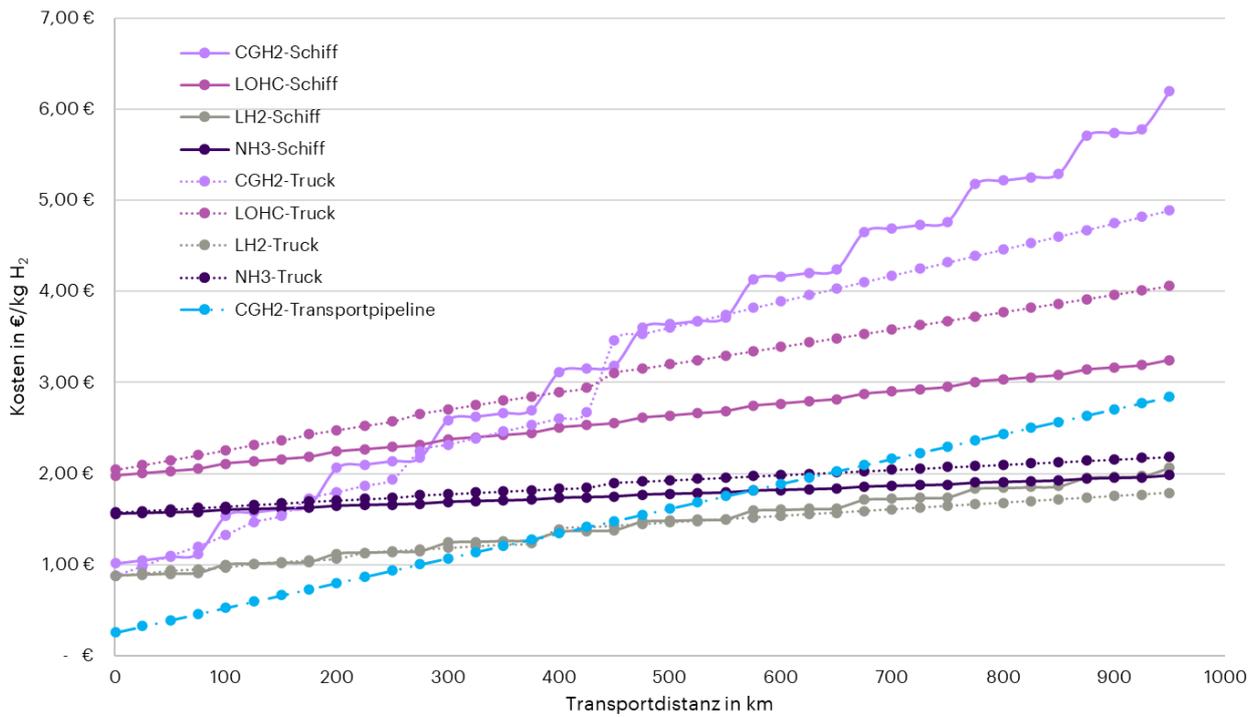


Abbildung 29: Kostenvergleich, abhängig von Transportdistanz inklusive Vor-, Transport und Nachketten mittels Pipeline, Truck und Binnenschiff

Um eine endgültige Aussage über die kostengünstigste Versorgungsvariante zu treffen, werden im Folgenden die Importpreise des mit erneuerbaren Energien produzierten komprimierten, flüssigen Wasserstoffs, sowie der Derivate LOHC und Ammoniak bei der Gesamtkette hinzuaddiert. Diese Werte können der Tabelle 4 entnommen werden.

Tabelle 4: Techno-ökonomische Parameter Importkosten [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55]

Parameter	Einheit	LH ₂	NH ₃	LOHC	CGH ₂ (45 bar)
Kosten 2030	€/kg Derivat	5,73	5,95	5,16	4,18

Dabei zeichnen sich Kostendifferenzen zwischen den einzelnen H₂-basierten Energieträgern ab. Aus diesem Grund ist es von großer Bedeutung, diesen Parameter bei der Analyse der gesamten Transportkosten vom Importhafen zum Zielhafen miteinzubeziehen. Abbildung 30 visualisiert das Ergebnis der Gesamtkette unter Einbezug der Importkosten.

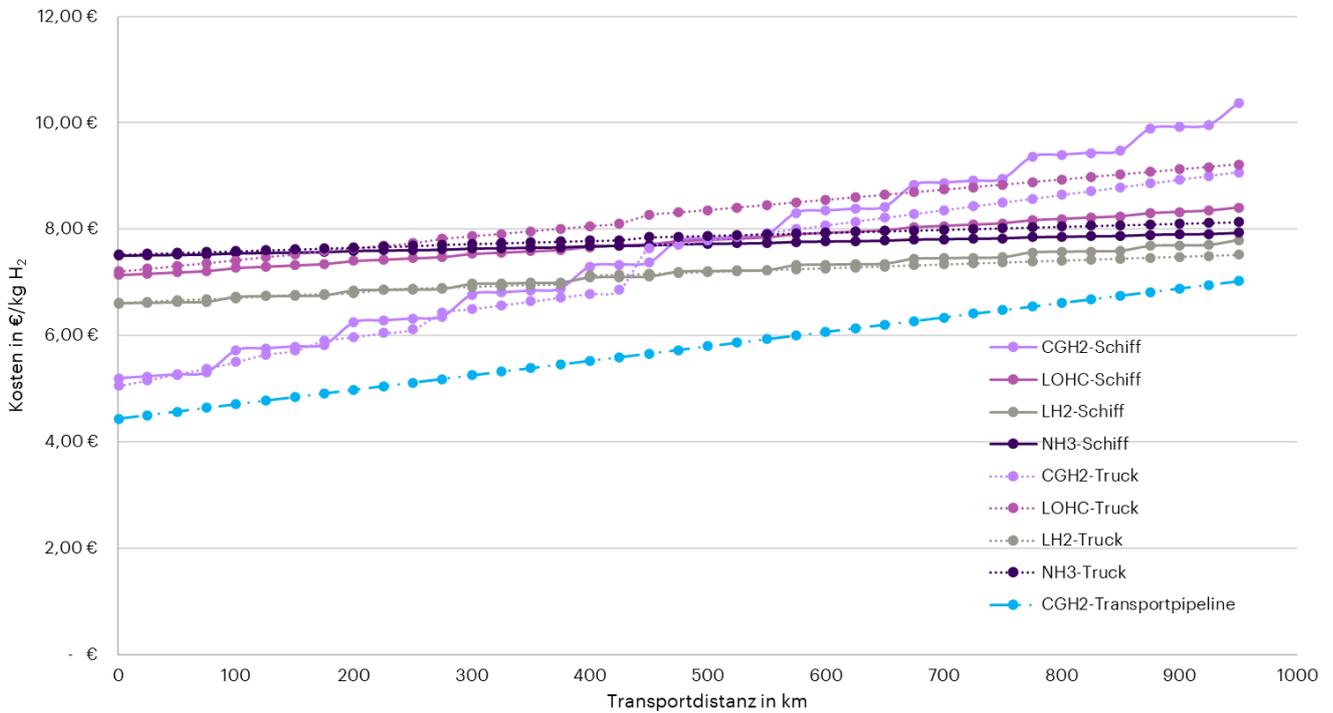


Abbildung 30: Kostenvergleich, abhängig von der Transportdistanz für die Gesamtketten, inklusive Importkosten für Pipeline, Truck und Binnenschiff

Man erkennt die Dringlichkeit des Einbezugs der Importkosten an der neuen Kostenreihenfolge. Es lässt sich der Graphik entnehmen, dass die Nutzung einer CGH₂-Transportpipeline über eine Distanz bis zu 1.000 km am kostengünstigsten ist. Zudem stellt sich heraus, dass der containerbasierte Binnenschifftransport und der trailerbasierte Trucktransport für die einzelnen H₂-basierten Energieträger relativ zu den Gesamtkosten ähnliche Kosten aufweisen. Neben der Pipeline ist für eine Distanz bis zu ungefähr 400 km der Truck- und Schiffstransport mittels komprimierten Wasserstoffs die kostengünstigste Lösung, da der Energieträger kostengünstiger zu beschaffen ist als das kostenintensivere Ammoniak oder LH₂. Bei längeren Distanzen dominiert der Transport von flüssigem Wasserstoff als günstigste Variante, dicht gefolgt von Ammoniak. Bei langen Transportdistanzen profitieren diese von der höheren Energiedichte und den sich daraus ergebenden günstigeren reinen Transportkosten. Die höheren Erzeugungs- und Umwandlungskosten fallen dann nicht mehr so stark ins Gewicht. Diese Bewertung stellt die aktuelle Kostenbetrachtung dar und ist zu gegebener Zeit an ein potenziell verändertes Kostengefüge anzupassen.

Um ein besseres Verständnis über die Kostenzusammensetzung zu erlangen, werden im Folgenden für die Gesamtkette mit Binnenschifftransport die Zusammensetzung nach OPEX und CAPEX nach den einzelnen Kettenbausteinen aufgeschlüsselt (siehe Abbildung 31). Dabei werden die Importkosten der einzelnen H₂-basierten Energieträger vernachlässigt. Die anfallenden Zinskosten durch einen Zinssatz von 7 % werden bei den OPEX aufaddiert. Als Strecke wird die Distanz von 632 km von Rotterdam nach Speyer angenommen (siehe Tabelle 2).

In Abbildung 31 ist die Gesamtkostenkette verschiedener H₂-Derivate per Binnenschiff dargestellt. Beim Transport per Truck ändern sich lediglich die beiden ersten Kostenpositionen „Container“ und „Binnenschiff“. Hier lässt sich erkennen, dass bei der Wahl von CGH₂ die Container und der Binnenschifftransport die entscheidenden Faktoren für die hohen Kosten von 4,21 €/kg H₂ sind.

Grund für einen hohen Gesamtpreis von 2,80 €/kg H₂ für das Derivat LOHC sind die Containerstellplatzkosten auf dem Binnenschiff bei einer hohen Anzahl benötigter Container. Dies liegt an der im Vergleich zu anderen Derivaten niedrigen Energiedichte von LOHC. Dabei fallen Kosten von 0,60 €/kg H₂ an. Im Gegensatz zu CGH₂ fallen bei LOHC die Containerkosten geringer aus, da diese weitaus günstiger sind (siehe Tabelle 3). Des Weiteren ist der Baustein Dehydrierung mit 0,62 €/kg H₂ sehr kostenintensiv aufgrund des hohen Wärmebedarfs. Bei Ammoniak ist der größte Kostentreiber der Rückumwandlungsprozess. Der Crackingprozess erhöht die H₂-Kosten um 0,52 €/kg H₂. Bei LH₂ ist die Anschaffung und Wartung der teuren

Container der größte Kostentreiber mit 0,58 €/kg H₂. Die Regasifizierung ist verglichen mit den Rückumwandlungsschritten von LOHC und Ammoniak mit 0,24 €/kg H₂ am günstigsten. Auch bei LH₂ ist der Kostenhaupttreiber die Anschaffung der teuren Container mit 0,58 €/kg H₂ (siehe Tabelle 3). Die vergleichsweise günstige Rekonversion sowie die hohe Energiedichte, aufgrund dessen weniger Container und dadurch geringe Transportkosten beim Binnenschiff anfallen, begründet LH₂ als günstigste Transportoption für den Binnenschiffverkehr.

LOHC kann als Massengut, ähnlich zu anderen Erdölprodukten wie Diesel per Binnenschiff transportiert werden. Dasselbe gilt für Ammoniak unter Berücksichtigung der Sicherheitsvorlagen aufgrund der Toxizität. Im Rahmen eines Experteninterviews werden techno-ökonomische Parameter zur Analyse von Binnenschiffen für Massengut-Transport erfasst.[56] Die Simulation zeigt, dass die Transportkosten von Ammoniak und LOHC mittels Binnentanker lediglich einem Drittel der Transportkosten mittels containerisierten Binnenschiff entsprechen (Annahmen siehe Tabelle 29 im Anhang). Dadurch werden beim Betrachten der Gesamtkette die Derivate LOHC und Ammoniak wirtschaftlich konkurrenzfähig mit flüssigem Wasserstoff. Dies gilt für LOHC jedoch nur, falls günstige Abwärme am lokalen Hafen für die Dehydrierung zur Verfügung steht. Da die binnenschiffbezogenen Kosten (Containerkosten und Kosten für Binnenschiffe) bei LOHC und Ammoniak nur für etwa 15 – 30 % der Transportkosten per Binnenschiff ausmachen (siehe Abbildung 31), bringt die Nutzung eines Binnentankers bei Betrachtung der gesamten Bereitstellungskosten keinen signifikanten Kostenvorteil. Kosten für die Rekonversion, wie das Cracking oder die Dehydrierung, dominieren weiterhin die Bereitstellungskostenkette. Anders sieht es aus, wenn Ammoniak in großen Mengen direkt genutzt und nachgefragt wird – also keine teure Rekonversion in molekularen Wasserstoff von Nöten ist. Dann fallen nur die geringen Container-, Binnenschifftransport- und Speicherkosten von kumuliert 0,29 €/kg H₂ an, die beim Einsatz spezialisierter Binnentanker weiter um die angesprochenen etwa zwei Drittel gesenkt werden können.

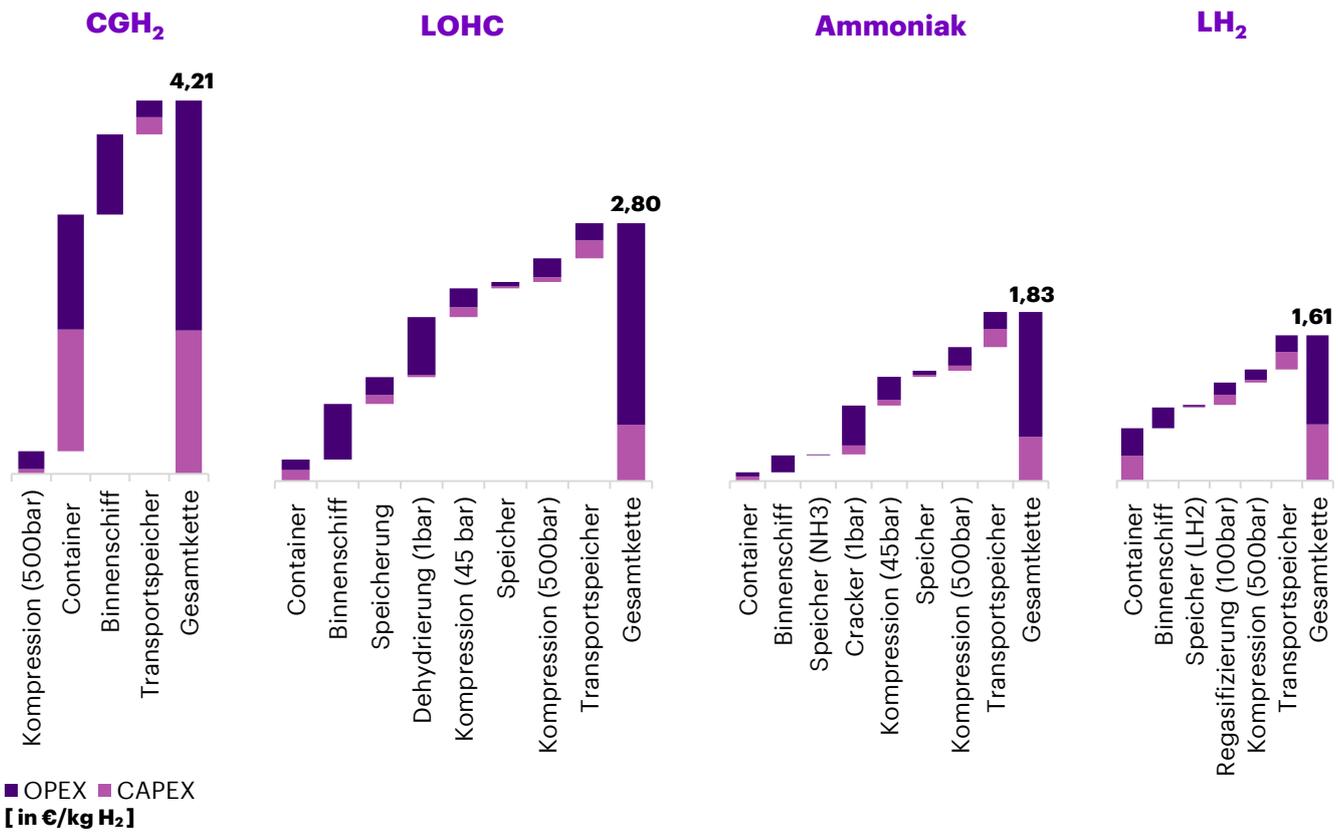


Abbildung 31: Aufschlüsselung der CAPEX und OPEX für die einzelnen Gesamtketten beim Binnenschifftransport

Für ein tiefergehendes Verständnis werden exemplarisch die Bausteine der Gesamtkette von CGH₂ in Abbildung 32 visualisiert. Wie bereits in Abbildung 31 zu erkennen ist, ist der größte Kostenanteil auf die Container zurückzuführen. In Abbildung 32 sind die OPEX aufgeteilt in OPEX für Betrieb und Wartung sowie Zinskosten. Dabei wird deutlich, dass die Zinskosten einen erheblichen Anteil an den Gesamtkosten tragen. Die hohen Zinskosten sind gekoppelt an die Höhe der CAPEX. Dies verdeutlicht, dass eine Preissenkung der Container einen großen Einfluss auf die Kosten der Gesamtkette von komprimiertem Wasserstoff haben könnte.

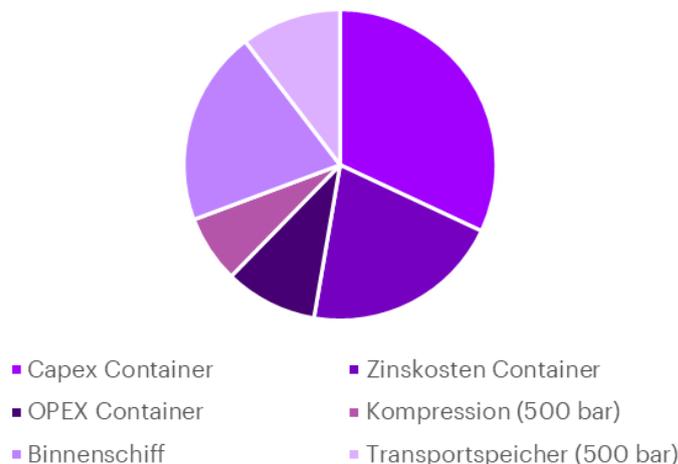


Abbildung 32: Qualitative Visualisierung der CGH₂ Binnenschiff Gesamtkettenbausteine

Bei der Berechnung der Gesamtkettenkosten wird für die bessere Vergleichbarkeit davon ausgegangen, dass für die Kurzstrecke für gasförmigen Wasserstoff 40 Fuß-MEGC vom Typ IV mit einem Betriebsdruck von 500 bar genutzt werden. Für den Transport auf der letzten Meile ist die Konversion und anschließende Kompression auch für die Derivate LOHC, Ammoniak und LH₂ notwendig. Das führt dazu, dass bei LOHC, Ammoniak und LH₂ zusätzliche Investitions- und Betriebskosten von ungefähr 0,25 €/kg H₂ für die Kompression auf 500 bar und 0,38 €/kg H₂ für den 500 bar Transportspeicher mit einer Kapazität des Tagesbedarfs anfallen. Bei der Nutzung einer lokalen Distributionspipeline entfallen diese Kosten für LH₂, da der Ausgangsdruck nach Regasifizierung auf den benötigten Druck für die Distributionspipeline von 30 bar mit einem Drosselventil eingestellt werden kann. Dasselbe gilt für LOHC und Ammoniak. Der rückgewandelte und bei 45 bar gespeicherte Wasserstoff kann ebenfalls auf die 30 bar des Distributionsnetzes gedrosselt werden. Unter dieser Annahme folgen neue Gesamtkettenkosten. Diese beziffern sich für flüssigen Wasserstoff auf 0,98 €/kg H₂, für Ammoniak auf 1,20 €/kg H₂ und für LOHC auf 2,17 €/kg H₂.

Im weiteren Verlauf werden die anfallenden Gesamtkosten für die verschiedenen Transporttechnologien für die Optionen Binnenschiff- und Trucktransport für die Distanz nach Speyer, Bendorf und Trier verglichen (siehe Abbildung 32). Die Distanzen können der Tabelle 2 entnommen werden. Die Bausteine der Vor- und Nachkette sind unabhängig von der Wahl der Transportoption für die einzelnen Technologien. Die Unterschiede lassen sich daher durch die reine Analyse der Transportkosten erschließen.

SPEYER

Abbildung 33 visualisiert die Truck- und Binnenschifftransportkosten in €/kg H₂ für die vier verschiedenen H₂-basierten Energieträger. Die Ergebnisse stimmen mit Abbildung 28 überein. Für die beiden H₂-Träger Ammoniak und LOHC ist der Transport via Binnenschiff etwas günstiger als mittels Trucks. Dies ist insbesondere auf die geringen Anfangsinvestitionskosten der Container und den hohen Betriebskosten durch z. B. Fahrergehalt, Maut und Treibstoffverbrauch der Trucks zurückzuführen.

Die Unterschiede der Transportoption bei LH₂ und CGH₂ lassen sich durch die langsame Binnenschiffgeschwindigkeit erklären. Da ein Schiff für die Hin- und Rückfahrt bis zu sieben Tage benötigt, wohingegen

ein Truck lediglich zwei Tage unterwegs ist, ergibt sich die Notwendigkeit, die Kapazität an Containern bezogen auf den Tagesbedarf um das Siebenfache zu erhöhen.

Bei den hohen Investitionskosten für LH₂- und CGH₂-Containern stellt sich dieser Zusammenhang als dominierender Kostentreiber heraus. Insgesamt zeigt sich, dass für den reinen Transport via Truck und Containerbinnenschiffen flüssiger Wasserstoff die kostengünstigste Variante ist; dicht gefolgt von Ammoniak. Der Massenguttransport von LOHC via Binnentanker führt zu einer Preisreduktion von 0,66 €/kg H₂ und einem resultierenden Gesamtkettenpreis von 2,07 €/kg H₂, respektive für Ammoniak von 0,19 €/kg H₂ und einem Gesamtkettenpreis von 1,59 €/kg H₂. Daraus lässt sich folgern, dass insbesondere Ammoniak eine ökonomische Alternative zu flüssigem Wasserstoff darstellt und Ammoniak einen sehr attraktiven Energietransportträger darstellt – besonders falls Ammoniak direkt genutzt wird und weitere Rekonversionsschritte und damit verbundene Kosten wegfallen.

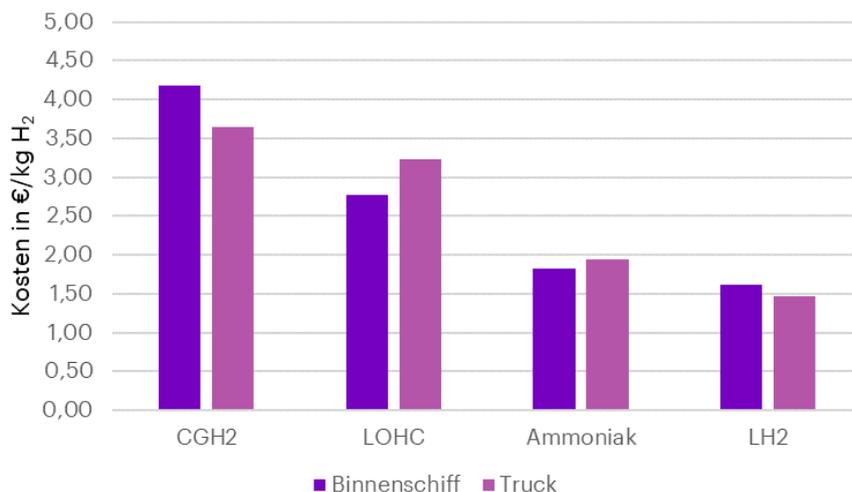


Abbildung 33: Kostenvergleich der Gesamtkette für Speyer

BENDORF

Bei Bendorf (siehe Abbildung 34) zeichnet sich qualitativ der analoge Verlauf wie bei Speyer in Abbildung 33 ab. Kleine Unterschiede ergeben sich durch abweichende Transportdistanzen zwischen Truck und Binnenschiff.

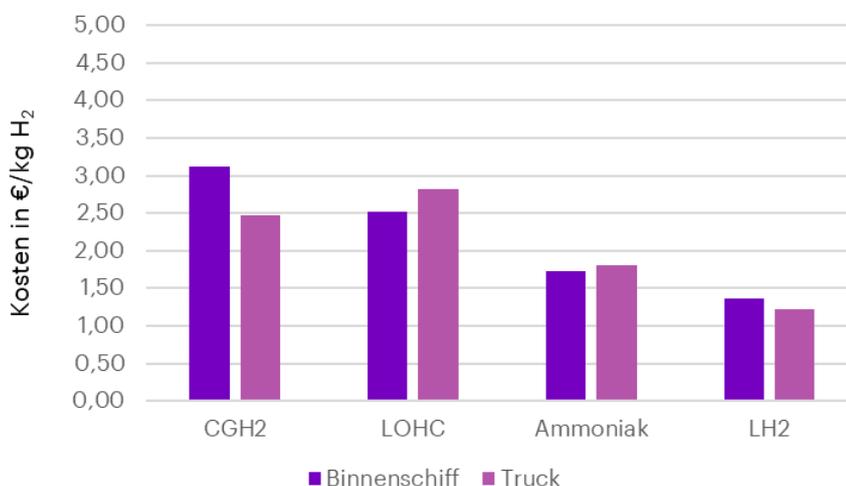


Abbildung 34: Kostenvergleich der Gesamtkette für Bendorf

TRIER

Abschließend wird genauer auf den Standort Trier eingegangen (siehe Abbildung 35). Verglichen mit den Abbildungen für Speyer und Bendorf ist ersichtlich, dass der Kostenanstieg für den Transport via Binnenschiff im Verhältnis zu Trucks überproportional ansteigt. Der Grund dafür liegt, verglichen mit Speyer und Bendorf, in der Transportdistanzdifferenz zwischen Truck und Binnenschiff. Der Weg für den Truck beträgt 368 km und für das Binnenschiff 624 km. Damit ergibt sich zwischen Wasserweg und Straße eine Differenz von 256 km, was in etwa 70 % entspricht. Bei Bendorf und Speyer liegt der Unterschied zwischen Wasserweg und Straße bei nur etwa 22 %.

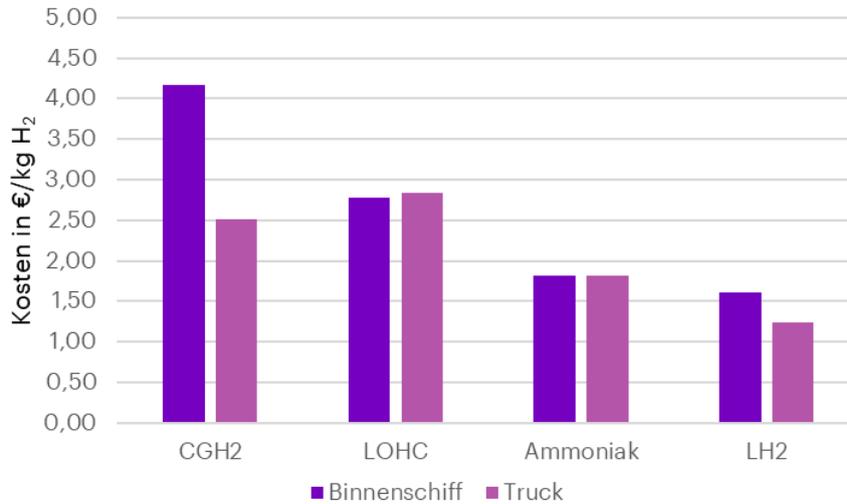


Abbildung 35: Kostenvergleich der Gesamtkette für Trier

Tabelle 5 stellt die Gesamtkosten für den Transport mit Trucks und dem Binnenschifftransport inklusive Importkosten gegenüber. Es fällt auf, dass sich einerseits durch Einbezug der Importkosten der H₂-basierten Energieträger die Unterschiede zwischen Binnenschiff- und Trucktransport relativieren, andererseits die Kostendifferenzen zwischen den Trägern relativ zu den Gesamtkosten minimieren. Die farblich hervorgehobenen Tabelleneinträge zeichnen die jeweils günstigste Transportvariante für die H₂-basierten Energieträger aus. Dabei ist zu erkennen, dass bei den geringeren Distanzen von Rotterdam nach Bendorf bzw. Trier der gasförmige H₂-Transport am günstigsten ist, während bei der längeren Distanz nach Speyer der Flüssigtransport am besten abschneidet. Es fällt auf, dass die Gesamtkosten von CGH₂ und LH₂ bei Bendorf und beim Trucktransport von CGH₂ und LH₂ nach Trier sehr nah beieinanderliegen. Dies ist mit dem Kostendeckungspunkt zu begründen, der bei etwa 400 km liegt, was in etwa der Transportdistanz nach Bendorf und Trier entspricht (siehe Abbildung 30). In allen behandelten Fällen stellt die Versorgung mit gasförmigem Wasserstoff per Pipeline die kostengünstigste Transportalternative dar.

Tabelle 5: Gegenüberstellung der Gesamtkosten für den Transport mit Trucks und dem Binnenschifftransport inklusive der geschätzten Importkosten in 2030

Kosten in €/kg H ₂	CGH ₂	LOHC	NH ₃	LH ₂
Speyer-Truck	7,82	8,39	7,91	7,20
Speyer-Schiff	8,39	7,96	7,78	7,34
Bendorf-Truck	6,66	7,97	7,81	6,95
Bendorf-Schiff	7,35	7,70	7,69	7,10
Trier-Truck	6,69	8,00	7,81	6,96
Trier-Schiff	8,38	7,95	7,78	7,34

Tabelle 6 stellt die Gesamtkosten inklusive Importkosten in €/kg H₂ für eine 100 % und 70 % Auslastung einer Transportpipeline im Jahr 2030 dar. Bei höherer Auslastung sinken die relativen Kosten pro Kilogramm Wasserstoff, da für den Transport in der Gesamtschau geringere Betriebskosten anfallen. An jedem der drei untersuchten Standorte stellt die H₂-Versorgung per Pipeline die mit Abstand günstigste Versorgungsoption dar.

Tabelle 6: Gesamtkosten inklusive geschätzter Importkosten für zwei Auslastungen einer Transportpipeline in 2030

Kosten in €/kg H ₂	Speyer	Bendorf	Trier
Auslastung: 100%	5,41	5,11	5,14
Auslastung: 70%	5,83	5,4	5,44

Zusammenfassend lässt sich erkennen, dass der qualitative Verlauf von Abbildung 33, Abbildung 34 und Abbildung 35 für alle drei Standorte ähnlich ist. Die Versorgung mit flüssigem Wasserstoff via Truck und Binnenschiff und Ammoniak via Binnentanker sind abgesehen von der Transportpipeline die günstigsten Transportvarianten bezogen auf die Annahmen für das Jahr 2030.

Abbildung 36 visualisiert die Kosten der H₂-basierten Energieträger abhängig von der Transportdistanz für die Gesamtketten, inklusive der Importkosten für Pipeline, Truck und Binnenschiff für das Jahr 2050. Die Analyse basiert auf der Degression von Investitionskosten aufgrund angenommener Skalierungseffekten. Die Lernraten für einzelne Bausteine der Gesamtkette können der Tabelle 30 entnommen werden. Die Importkosten der H₂-basierten Energieträger für die Jahre 2040 und 2050 sind in Tabelle 31 zu finden. Für die Transportpipeline wird keine Lernrate berücksichtigt, da dessen einzelne Komponenten bereits technisch ausgereift sind.

Der Vergleich mit Abbildung 30 zeigt, dass alle Transportvarianten im Laufe der Zeit günstiger werden. Insbesondere zeigt sich, dass flüssiger Wasserstoff via Truck und Binnenschiff für Distanzen ab 400 km kostenseitig mit der Pipeline für komprimierten Wasserstoff als Transportmedium konkurrenzfähig ist.

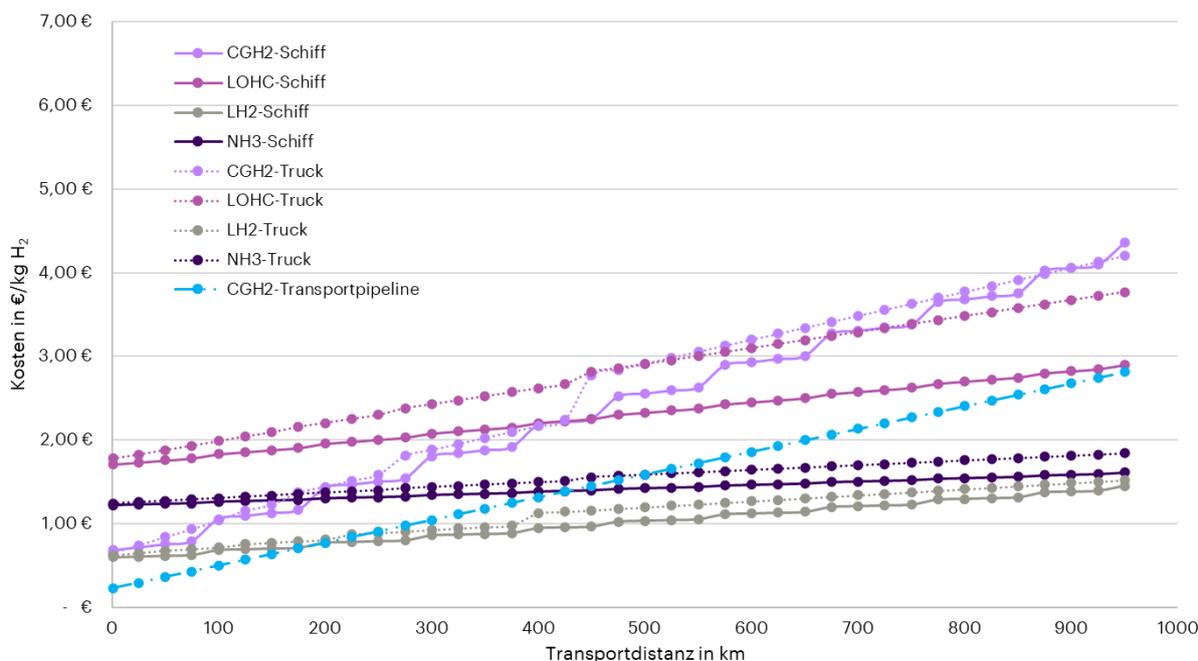


Abbildung 36: Kostenvergleich, abhängig von der Transportdistanz für die Gesamtketten, ohne Importkosten für Pipeline, Truck und Binnenschiff für das Jahr 2050

In Tabelle 32 im Anhang werden die Gesamtkosten der vier H₂-basierten Energieträger für den Transport mit Trucks und Binnenschiffen ohne die geschätzten Importkosten für die drei Standorte Speyer, Bendorf und Trier für die Jahre 2030, 2040 und 2050 aufgelistet. Abbildung 37 visualisiert den Vergleich der Gesamtkosten inklusive der Importkosten des günstigsten Transportmediums und des Transportmittels (Truck oder Schiff) in den Jahren 2030 und 2050 für die Bereitstellung von reinem Wasserstoff in Speyer, Bendorf und Trier. Demnach sinken die Kosten für alle drei Standorte um mehr als 50 % bis 2050. Dies liegt insbesondere an Skalierungseffekten der einzelnen technischen Bausteine der Gesamtprozesskette. Unter Vernachlässigung der Importpreise der H₂-basierten Energieträger ist im Jahr 2030 der Transport von Wasserstoff in Form von Ammoniak via Binnenschiff die günstigste Variante. Ammoniak wird bis 2050 von flüssigem Wasserstoff abgelöst. In Trier setzt sich bis 2050 der Truck gegenüber dem Binnenschiff als kostengünstigere Lösung durch. Grund dafür ist die längere Schiffsdistanz verglichen mit der Wegstrecke eines Trucks.

In Tabelle 33 im Anhang werden die Gesamtkosten der vier H₂-basierten Energieträger für den Transport mit Trucks und dem Binnenschiff inklusive der Importkosten für die drei Standorte Speyer, Bendorf und Trier für die Jahre 2030, 2040 und 2050 aufgelistet. Abbildung 38 visualisiert den Vergleich der Gesamtkosten inklusive der Importkosten des günstigsten Transportmediums und des Transportmittels (Truck oder Schiff) in den Jahren 2030 und 2050 für die Bereitstellung von reinem Wasserstoff in Speyer, Bendorf und Trier. Durch die Skalierungseffekte kann eine Reduktion der Gesamtkosten von bis zu 24 % auftreten. Zudem zeigt sich, dass flüssiger Wasserstoff das wirtschaftlichste Transportmedium ab dem Jahr 2050 sein wird.

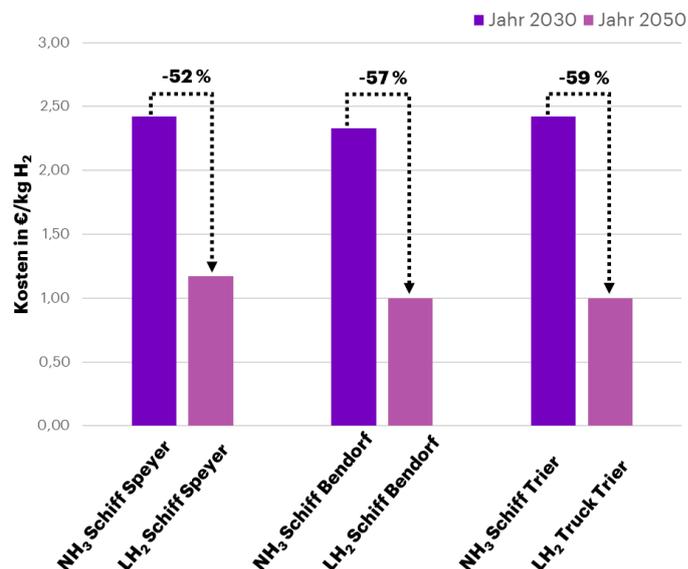


Abbildung 37: Reduktion der Gesamtkosten ohne geschätzter Importkosten zwischen 2030 und 2050 des jeweils günstigsten H₂-basierten Energieträgers für die Standorte Speyer, Bendorf und Trier

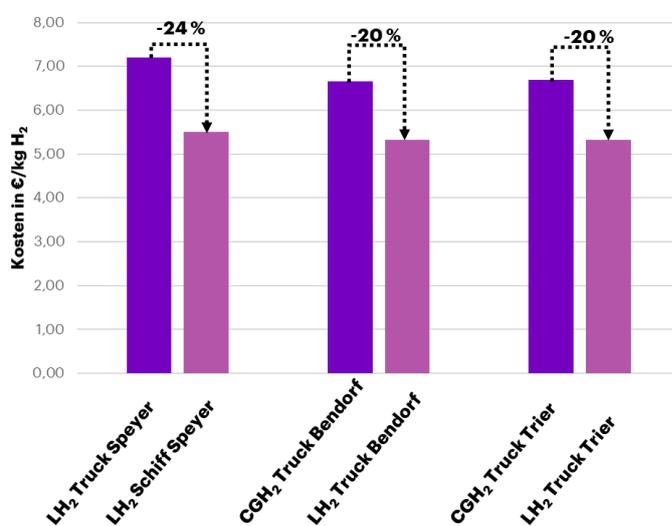


Abbildung 38: Reduktion der Gesamtkosten inklusive geschätzter Importkosten zwischen 2030 und 2050 des jeweils günstigsten H₂-basierten Energieträgers für die Standorte Speyer, Bendorf und Trier

KURZSTRECKENTRANSPORT

Im Folgenden wird auf die Kurzstrecke bzw. die letzte Meile vom H₂-Hub am Binnenhafen zu den Endverbrauchern eingegangen. In Abbildung 39 wird der Transport von auf 500 bar komprimiertem Wasserstoff mittels Trucks mit einer 30 bar Distributionspipeline verglichen. Der Graph für die anfallenden Transportkosten beim Truck beginnt bei 0,12 €/kg H₂. Der Grund dafür liegt in den Anfangsinvestitionskosten. Zudem wird hierbei davon ausgegangen, dass der Wasserstoff am Zielhafen bereits auf 500 bar komprimiert in Containern vorliegt. Falls das nicht zutrifft – wie bei Transport von Ammoniak, LOHC und flüssigen Wasserstoff mittels Schiff und Truck, sowie komprimiertem Wasserstoff mittels Transportpipeline – ist es notwendig, die Kompressionskosten von ca. 0,25 €/kg H₂ mit den Gesamtkosten zu addieren. Neben dem Truck sind auch die streckenabhängigen Kosten für zwei Distributionspipelines mit einer Kapazität von 17 t/d und

39 t/d abgebildet. Weitere Annahmen zur Distributionspipeline sind dem Anhang aus Tabelle 23 zu entnehmen. Die Kompression von 45 bar Pufferspeicherdruck am Zielhafen auf 65 bar der Distributionspipeline wird vernachlässigt, denn häufig werden kommunale Gasverteilernetze ebenso auf einem Nenndruck (PN) unterhalb von PN < 16 bar betrieben. Der Vergleich zeigt, dass die Distributionspipeline bei einem täglichen Bedarf von mehr als ca. 10 t an Wasserstoff aus ökonomischer Sicht für kurze Distanzen zu bevorzugen ist.

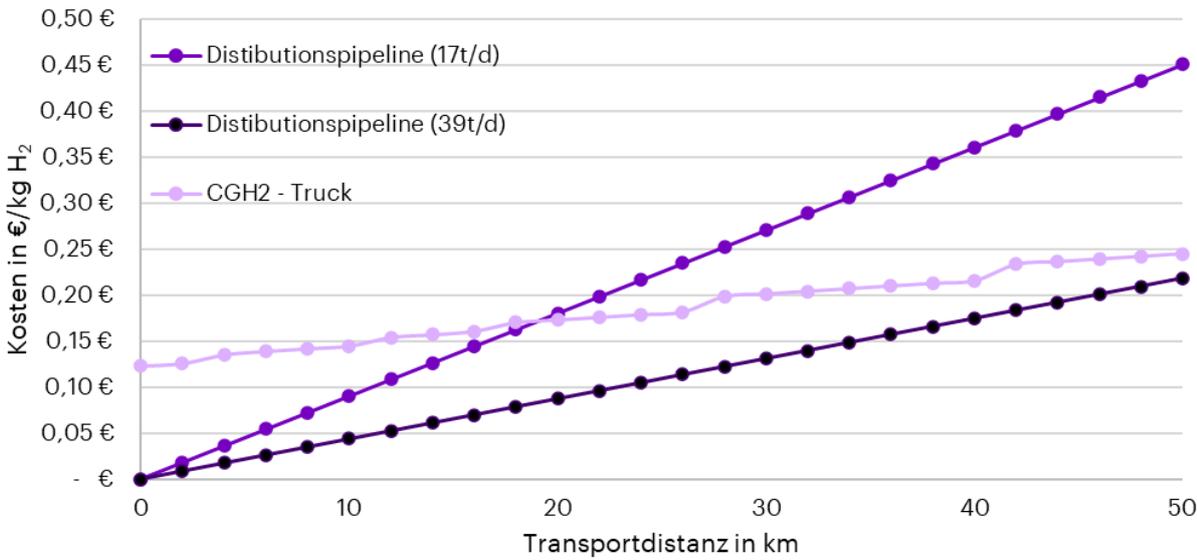


Abbildung 39: Vergleich der Kurzstreckentransportkosten von Trucks und Distributionspipeline

Anschließend wird der Zusammenhang zwischen den Kosten der Distributionspipeline und dem täglichen H₂-Massenstrom mittels Abbildung 40 analysiert. Es wird deutlich, dass bei der Wahl kleinerer Durchmesser (und dementsprechend kleinerer förderbarer H₂-Mengen) die Distanz einen größeren Einfluss auf den Preis hat. Analog nimmt bei der Wahl größerer Rohrdurchmesser der Einfluss der Distanz auf die Transportkosten des Wasserstoffs ab.

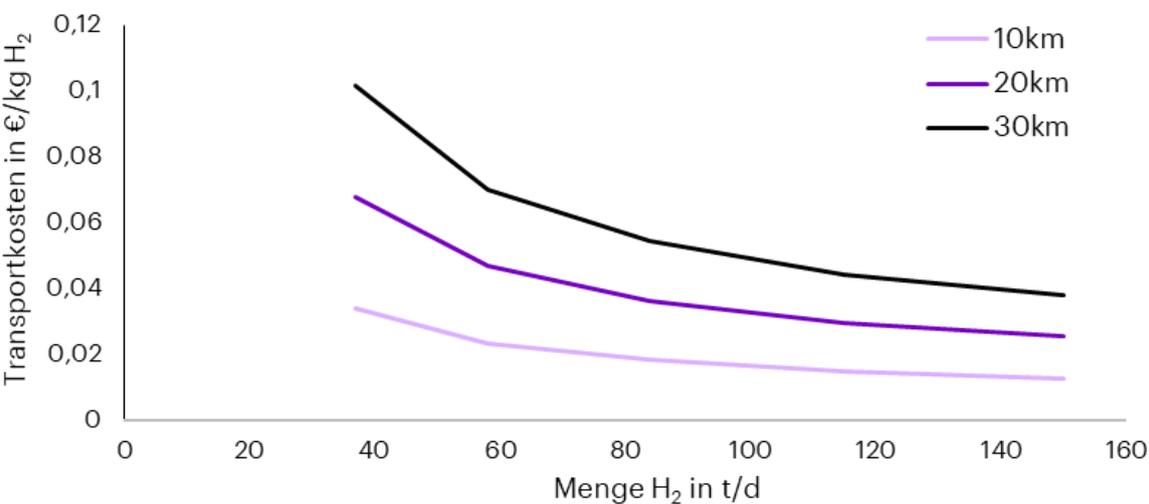


Abbildung 40: Transportkosten abhängig von Menge und verschiedenen Distanzen bei 30 bar und einer Fließgeschwindigkeit von 10 m/s

6.3. Herausforderung und Bewertung

Verallgemeinert ist die Wahl des kosteneffizientesten Transportmediums im Wesentlichen abhängig von der Transportdistanz und der transportierten Menge (siehe Abbildung 41).

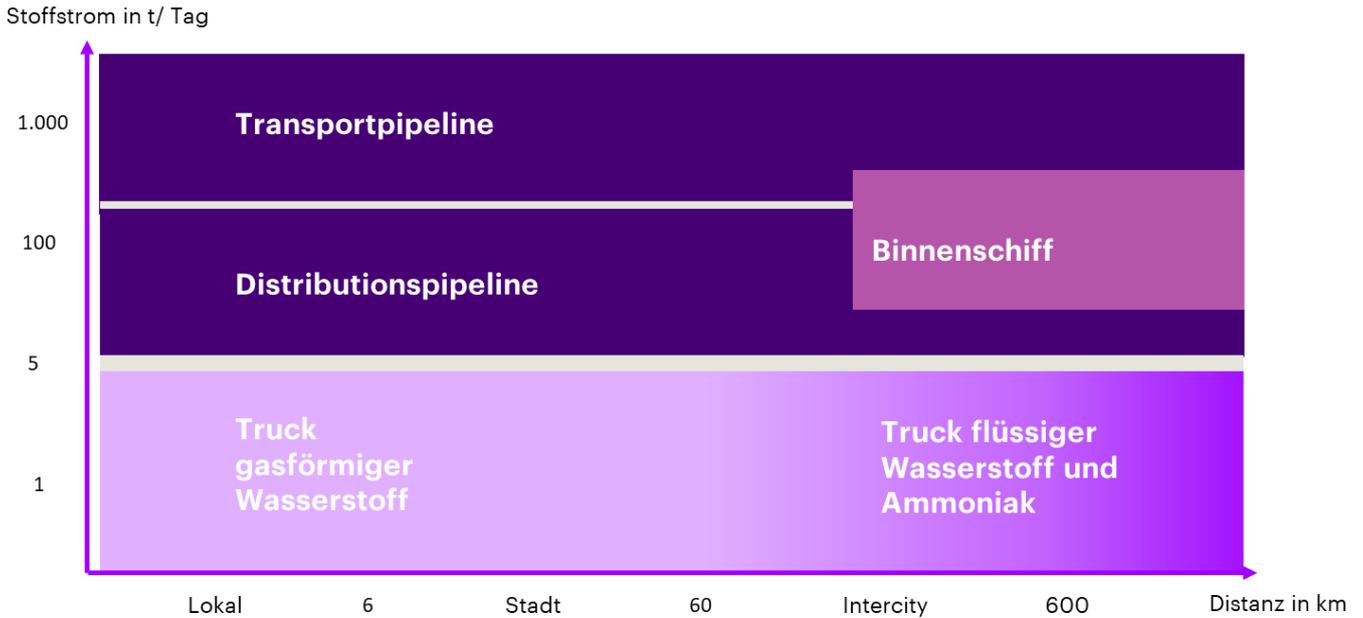


Abbildung 41: Kosteneffizientestes Transportmedium, abhängig von transportierter Menge und Distanz

Sobald Wasserstoff in größeren Mengen benötigt wird, ist der leitungsgebundene Transport per Pipeline in den meisten Fällen nicht zu schlagen. Dies trifft besonders zu, wenn für den H₂-Transport ehemalige Erdgasleitungen genutzt werden, die kostengünstig umgewidmet werden können. Jedoch profitieren nicht alle Regionen Deutschlands und von Rheinland-Pfalz von der frühzeitigen Anbindung an ein H₂-Transportnetz. Berechnungen, wie in Abbildung 42 dargestellt, zeigen, dass durch die H₂-Transportnetzplanung in Deutschland vor allem die großen Energieverbraucher und zukünftigen H₂-Abnehmer angeschlossen werden. Ein Verteilnetz, welches das Umland 10 km um das H₂-Transportnetz versorgt, erreicht weniger als 50 % aller emissionshandlungspflichtigen Anlagen. Trotzdem deckt es mehr als zwei Drittel der zukünftigen H₂-Nachfrage ab, was den Fokus auf die Großverbraucher unterstreicht. [57] Es wird hierzu ergänzend auf die aktuelle Studie zur Identifizierung von Potentialregionen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Rheinland-Pfalz hingewiesen [58].

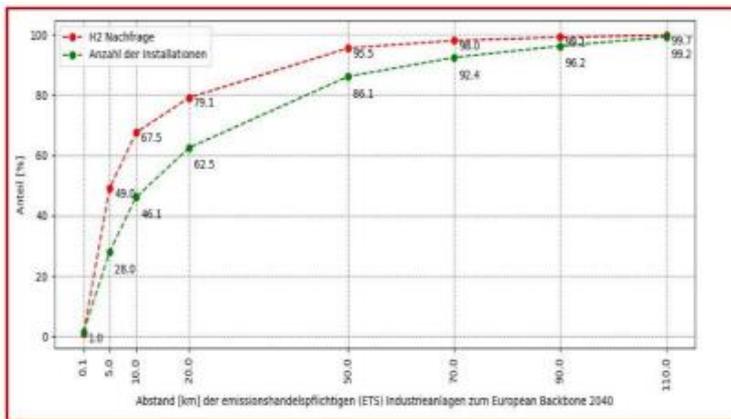


Abbildung 42: Übersicht der Abdeckung der emissionshandlungspflichtigen Anlagen in Deutschland durch das H₂-Kernnetz [54]

Im Gegensatz dazu ist das Wasserstraßen- und Schienennetz sehr engmaschig ausgebaut, wodurch ein Großteil des produzierenden Gewerbes direkt daran angeschlossen ist (siehe Abbildung 43) [59]. Insbesondere während der Hochlaufphase und in Regionen, die mittelfristig nicht an das H₂-Leitungskernnetz angebunden werden, stellt das Binnenschiff und die Schiene eine leistungsstarke Alternative für den H₂-Transport größerer Mengen dar. Dies trifft besonders zu, wenn der Transport über bereits bekannte H₂-Derivate wie Ammoniak oder LOHC (Mineralöl) abläuft, mit denen die Binnenschifffahrt und der Schienenverkehr bereits vertraut ist.



Abbildung 43: Darstellung des Schienen- und Wasserwegenetzes inklusive Knoten des kombinierten Verkehrs (KV) [55]

KOMPRIMIERTER WASSERSTOFF

Bei dem Transport via Trucks oder Binnenschiffen über Strecken bis zu 400 km und täglichen Mengen im zweistelligen Tonnen-Bereich zeichnet sich komprimierter, gasförmiger Wasserstoff als kostengünstigste Option aus. Hauptgründe dafür sind die geringeren Importkosten von CGH₂ und die geringe Anzahl an benötigten Umwandlungsschritten zwischen Einkauf und Abnahme beim Endkunden (siehe Abbildung 30). Distributionspipelines sind besonders vorteilhaft für den Transport großer Mengen gasförmigen Wasserstoffs. Ab ungefähr 10 t/d kann eine Distributionspipeline für die Kurzstrecke (ca. 0 - 50 km) günstiger als der Trucktransport sein. Insbesondere für die Verteilung von gecracktem, dehydriertem, regasifiziertem oder per Transportpipeline transportiertem Wasserstoff ist die Distributionspipeline wirtschaftlich attraktiv, da die anfallenden Kosten bei Kompression auf ein hohes Druckniveau für die Verteilung auf der letzten Meile gespart werden. Falls der Anwender Wasserstoff auf hohem Druck benötigt, wie beispielsweise bei H₂-Tankstellen, relativiert sich dieser Vorteil.

FLÜSSIGER WASSERSTOFF

Beim Transport von verflüssigtem Wasserstoff per Containern auf Trucks, Binnenschiffen oder auf der Schiene ist es möglich, bis zu 4.300 kg Wasserstoff, und damit etwa das Vierfache der komprimierten Gasvariante, zu transportieren. Die entsprechende Containertechnologie steht zur Verfügung und ist bereits erprobt. Flüssigwasserstoff kann laut den Resultaten dieser Studie am wirtschaftlichsten über Entfernungen ab ungefähr 400 km transportiert werden (siehe Abbildung 30). Bei der Annahme von geringeren Importkosten kann flüssiger Wasserstoff bereits über kürzere Entfernungen die wirtschaftlichste Alternative sein. Für die Langstrecke ist dessen Transport mit Truck nach der Pipeline unter den getroffenen Annahmen die kostengünstigste Alternative. Bei großen Mengen an Wasserstoff kann mit wenig Mehrkosten auf das Binnenschiff zurückgegriffen werden, um den administrativen und logistischen Aufwand zu reduzieren. Zum Beispiel werden für einen täglichen Bedarf von 100 t Wasserstoff in Speyer 124 Trucks benötigt, die durchgehend in Betrieb sind. Dagegen ist ein einzelnes Binnenschiff in der Lage den mehrfachen Tagesbedarf zu

liefern.

Weitere deutliche Kostenreduktionen sind möglich, sobald spezialisierte Binnenschiffe für den Transport von kalt verflüssigtem Wasserstoff in größerem Umfang bereitstehen. Jedoch ist derzeit nicht abzusehen, ob und wann diese Spezialschiffe entwickelt werden. Beim transkontinentalen Schifftransport gestaltet sich die Situation anders. Kawasaki Heavy Industries hat bereits im Jahr 2019 den ersten und bisher einzigen Flüssigwasserstofftanker „Suiso Frontier“ vorgestellt. Dieser ist in der Lage 1.250 m³ LH₂ zu transportieren bzw. etwa 88 t Wasserstoff. Jedoch hat Kawasaki Heavy Industries bereits die Erlaubnis einen Tanker mit 40.000 m³ Kapazität zu bauen. Das mittelfristige Ziel ist ein LH₂-Tanker mit einer Transportkapazität von 160.000 m³, was in etwa 11.200 t Wasserstoff entspricht, die mit einer Ladung transportiert werden können. Inzwischen hat TotalEnergies, einer der größten Mineralölkonzerne der Welt, angekündigt ebenfalls einen Flüssigwasserstofftanker entwickeln zu wollen. Dieser soll mit 150.000 m³ Kapazität ebenfalls in der Lage sein, mehr als 10.000 t Wasserstoff zu transportieren. [60], [61], [62]

Sollte in Zukunft Flüssigwasserstoff in großen Mengen an deutschen und europäischen Importterminals verfügbar sein, ist es wahrscheinlich, dass dieser in weiterhin flüssiger Form per Binnenschifffahrt, Schiene und Truck zu den Endverbrauchern transportiert wird. In der vorangegangenen [Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz](#) wurde mittels Berechnung gezeigt, dass bei einer Nachfrage nach Flüssigwasserstoff 80 % des Wasserstoffbedarfs in Rheinland-Pfalz am kostengünstigsten über die Binnenschifffahrt gedeckt werden könnten[11].

LOHC

Der Transport von Wasserstoff als LOHC hat den entscheidenden Vorteil, dass die vorhandenen Infrastrukturen für den Transport von Erdöl und petrochemischen Produkten genutzt werden können. Die Dehydrierungsphase bringt hingegen diverse Herausforderungen mit sich, darunter die Entwicklung von Anlagen und von zugehörigen Verfahren sowie eines erheblichen Energieaufwands sowohl am Einfuhrhafen als auch am Verbrauchsort. Die Effizienz des LOHC-Kreislaufs hängt entscheidend davon ab, wie die für die Dehydrierung benötigte Wärme nachhaltig bereitgestellt werden kann. Letzteres ist prädestiniert für beispielsweise Chemiestandorte, an denen häufig niederkalorische Abwärme zur Verfügung steht. Falls keine überschüssige Wärme zur Dehydrierung zur Verfügung steht, ist es notwendig, mittels Wasserstoff die erneuerbare Wärme bereitzustellen, falls die Wärme nicht anderweitig nachhaltig zur Verfügung gestellt werden kann. Zur Dehydrierung werden etwa 12,5 kWh thermische Energie pro Kilogramm Wasserstoff benötigt. Das entspricht ungefähr dem Verbrauch von 0,38 kg Wasserstoff bei der Dehydrierung von 1 kg Wasserstoff. Bei der Annahme eines Preises von 7 €/kg H₂ fallen zusätzlich 2,66 €/kg wegen der Bereitstellung von Wärme an. In diesem Fall besteht für LOHC keine Konkurrenzfähigkeit mit den anderen H₂-basierten Energieträgern.

Des Weiteren erfordert der Rücktransport des dehydrierten Trägermaterials eine Rückführung zum Ursprungshafen oder dem Ort der H₂-Erzeugung. Zudem ist zum derzeitigen Zeitpunkt nicht ersichtlich, in welchem Maße eine Aufreinigung nach der Dehydrierung erfolgen muss, um das Nutzgas von Spuren des Trägermaterials zu befreien, was mit zusätzlichen Kosten verbunden ist.

AMMONIAK

Die Verwendung von Ammoniak als Energieträger und Transportmittel für Wasserstoff bringt viele Vorteile mit sich. Es ist nicht nur energieeffizienter als der Transport von reinem Wasserstoff, sondern mit Ammoniak können auf weniger Raum auch größere Energiemengen über weite Entfernungen transportiert werden. Der Schifftransport von Ammoniak erfordert aufgrund seiner Toxizität eine äußerst vorsichtige Handhabung. Ammoniak ermöglicht jedoch die Nutzung bestehender globaler Transport- und Vertriebsinfrastrukturen. Darüber hinaus könnten die Gesamtkosten weiter gesenkt werden, sofern eine direkte Nutzung von Ammoniak möglich ist. Falls jedoch eine direkte Anwendung nicht realisierbar ist, muss das Ammoniak über den Cracking-Prozess zuerst in reinen Wasserstoff umgewandelt werden, was mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Zudem ist der Cracking-Prozess für größere Mengen an Wasserstoff bislang nicht ausreichend technisch entwickelt.

6.4. Schlussfolgerung

Containerisierte Binnenschiffssysteme sind aufgrund der niedrigen Geschwindigkeit und hohen Containerinvestitionskosten für LH₂ und CGH₂ ökonomisch nicht konkurrenzfähig im Vergleich zu Trucks. Bei fortschreitender Entwicklung von Binnenschiffen können Ammoniak und LOHC als Massengüter eine Rolle spielen. Da sich bis zur vollständigen Entwicklung und Produktion spezieller Binnenschiffe ein H₂-Kernnetz in Deutschland bereits im Aufbau bzw. im Betrieb befindet, wird der Binnenschifftransport für Wasserstoff und seine Derivate an per Pipeline erschlossenen Standorten aus heutiger Sicht eine untergeordnete Rolle spielen. An Standorten mit großer Nachfrage nach Wasserstoff und ohne Anschluss an ein H₂-Pipelinennetz stellt der Binnenschifftransport eine angemessene Alternative dar. Das Unternehmen HGK Shipping entwickelt aktuell Europas erstes Gastankschiff zum Transport von kalt verflüssigtem Ammoniak. Dieses Modell stellt eine leistungsfähige Transportalternative dar. [63] Die Aktivierung von bestehenden Gastankschiffen (Typ G) könnte eine weitere Alternative sein bis Spezialtankschiffe zum Transport von kalt verflüssigtem Ammoniak zur Verfügung stehen.

Bei der Analyse der Binnentankschiffe zeigt sich, dass deren Nutzung zu einer Reduktion der Transportkosten um bis zu zwei Drittel führt. Das spricht dafür, dass sich für den Transport von LOHC und Ammoniak die Massengutvariante gegenüber Containern durchsetzen wird. Der Import von Ammoniak lohnt sich insbesondere, wenn der Energieträger beim Endnutzer direkt energetisch oder stofflich genutzt wird.

Falls keine Transportpipeline vorhanden ist, kristallisiert sich bei Distanzen bis zu ca. 400 km unter Einbezug der Importkosten und Gesamtkette der Transport mit komprimiertem Wasserstoff als die wirtschaftlichste Variante heraus. Ab Strecken von ca. 400 km ist die Wahl von flüssigem Wasserstoff (LH₂) als Transportträger ökonomischer. Besonders im Fall eines lokalen Direktnutzungspotenzials von flüssigem Wasserstoff oder Ammoniak ist der direkte Transport in der schlussendlich genutzten Form zu präferieren. Gerade beim Ammoniaktransport entfallen durch die direkte Nutzung die hohen Kosten während des Cracking-Prozesses (siehe Abbildung 31). Durch weiteren technologischen Fortschritt können der Energieaufwand und damit die OPEX des Crackens weiter gesenkt werden, wodurch der Ammoniaktransport zukünftig mit dem LH₂-Transport gleichziehen oder ökonomisch gangbarer wird.

Es lässt sich schlussfolgern, dass die Importkosten und die Transportkosten, sowie die Prozessbausteine Dehydrierung und Cracking eine entscheidende Rolle bei der Zusammensetzung des Endkundenpreises in €/kg H₂ spielen. Die Transport- und Distributionspipeline ist bei ausreichendem Durchfluss als Transportvariante kostengünstiger als der Truck- oder Binnenschifftransport unabhängig von der Wahl des transportierten H₂-Derivats. Gerade zu Beginn der H₂-Wirtschaft wird die Auslastung der H₂-Pipelineinfrastruktur voraussichtlich gering sein, wodurch die Pipelinekosten nur auf eine geringe Anzahl an Abnehmern umgelegt werden können. Dies hat zur Folge, dass Pionierkunden in einem solchen Netz mit erhöhten Transportkosten zu rechnen hätten. Eine mögliche Abhilfe besteht darin, den Aufbau dieser Infrastruktur durch staatliche Unterstützung bzw. ein Amortisationskonto zu erleichtern, wie es derzeit für das H₂-Kernnetz geplant ist [64]. In der Zeit bis zum Ausbau und Auslastung der H₂-Pipelineinfrastruktur sowie in Regionen, in denen sich aufgrund der absoluten H₂-Abnahmemenge Pipelineprojekte nicht wirtschaftlich rechnen, stellt der Binnenschifftransport von Wasserstoff und seinen Derivaten eine geeignete Versorgungsalternative dar.

7. H₂-Erzeugung an den drei Hafenstandorten

Nachfolgend wird die potenzielle H₂-Erzeugung mittels Wasserelektrolyse an den drei Hafenstandorten betrachtet. Dazu werden differenzierte Standortuntersuchungen durchgeführt, Excel- und toolbasierte Dimensionierungen simuliert und auf dessen Basis grobe Anlagenauslegungen abgeleitet und schließlich zu erwartende H₂-Gestehungskosten kalkuliert.

7.1. Standortuntersuchung

Für die Machbarkeitsuntersuchung bezüglich der Elektrolyse an den jeweiligen Standorten [Speyer](#), [Bendorf](#) und [Trier](#) erfolgen zunächst spezifische Umgebungsanalysen via Luftbildaufnahmen, Kartenmaterial, Bebauungsplänen etc. Im Anschluss erfolgt eine Standortbegehung mit den regionalen Ansprechpartnern (z. B. Hafenbetreibern oder der Stadtverwaltung). Eine Zusammenfassung aus Standortanalyse und Vorortbegehung wird im Folgenden wiedergegeben. Hierfür werden unter anderem die jeweilige infrastrukturelle Anbindung und die potenziell zur Verfügung stehenden Flächen inklusive der Auswahl der bestgeeigneten Fläche beschrieben.

SPEYER

Am Hafenstandort in Speyer ist die elektrische Anbindung über die westlich der Stadt verlaufende 110 kV-Leitung gegeben. Der Hafen selbst ist über das Umspannwerk Speyer-Süd westlich der Landebahn des Flugplatzes Speyer angeschlossen. Das Leistungspotenzial am Umspannwerk zur elektrischen Versorgung muss in einer späteren Planungsphase überprüft werden, da der Betrieb eines Elektrolyseurs große zur Verfügung stehende Energiemenge erfordert. Bei jetzigem Planungstand kann eine Anbindung an das in der Nähe verlaufende H₂-Kernnetz in Betracht gezogen werden.

In Abbildung 44 ist die nach Rücksprache bei der Standortbegehung präferierte Fläche für den Bau einer Elektrolyseanlage im Hafengebiet gekennzeichnet. Die weiteren untersuchten Flächen sind auf Grund der Besitzverhältnisse, rückzubauender Infrastruktur, Flächennutzung und nicht vorhandener Kennzeichnung im Flächennutzungsplan als Industriefläche lediglich eingeschränkt für die Planung zu berücksichtigen. Die präferierte Fläche befindet sich zwischen Hafenbecken und Werksgelände bzw. Zufahrt der Firma PFW Aerospace. Sie befindet sich im Besitz des Hafens bzw. der Stadtwerke Speyer und kann bei positivem Bescheid für eine H₂-Erzeugung umgewidmet werden. Momentan wird die Fläche als Parkfläche genutzt. Ein Großteil der Fläche ist durch eine Begrünung geprägt. Die Fläche hat inklusive des auf der gegenüberliegenden Straßenseite liegenden Teils eine Gesamtfläche von ca. 14.000 m² (10.000 m² + 4.000 m²). Die Verkehrsanbindung ist trimodal über die Straße, das Hafenbecken sowie das hafeneigene Schienennetz (regelmäßiger Nutzung durch Güterverkehr) möglich. Die Planung für die Straße „Am neuen Rhein“, sieht eine Umleitung vor, um die momentan verlaufende Querung des Grundstücks stillzulegen. Gegenüber der Fläche (Am Neuen Rheinhafen 6, angrenzend an das Restaurant und Konzerthalle „Flaming Star Diner & Stage“) wird der Betriebshof des ÖPNV entstehen. Bisher beschränkt sich die Planung des Betriebshofs ausschließlich auf die Elektrifizierung des ÖPNV. Anschaffungen von Brennstoffzellenfahrzeugen sind bisher nicht angedacht. Für die Versorgung des Betriebshofs wird derzeit mit einer Anschlussleitung von 3,5 MW geplant. Dieser Netzanschluss ist im Fall des Aufbaus eines Elektrolyseurs zu erweitern. Die Strombeschaffung für die Elektrolyseanlage kann potenziell durch die Stadtwerke Speyer übernommen werden. Diese betreibt Windenergieanlagen (WEA) südlich von Speyer und plant den Aufbau weiterer Anlagen. Die angedachte Fläche ist für die Versorgung mit Trinkwasser geeignet.

In den Gesprächen mit dem Hafenbetreiber und den Stadtwerken konnten zusätzliche Informationen gewonnen werden. In der näheren Vergangenheit wurde ein Antrag auf die KIPKI-Förderung (Kommunales Investitionsprogramm Klimaschutz und Innovation) der Stadtwerke für den Aufbau einer Elektrolyseanlage eingereicht. Auf Grund der nicht erhaltenen Förderung wurde jedoch keine detaillierte Planung fortgeführt.

Gemäß Abstimmung mit dem Hafenebetreiber und den Stadtwerken beschränkt sich die Elektrolyseauslegung im weiteren Verlauf ausschließlich auf die per Fragebogen übermittelten H₂-Bedarfe und somit auf die direkten Energiebedarfe aus dem Hafengebiet.



Abbildung 44: Hafenubersicht Speyer

BENDORF

Die elektrische Anbindung am Hafenstandort Bendorf ist durch die 110 kV-Leitung nördlich der Stadt gegeben. Die Stadt bezieht ihren Strom hauptsächlich über das ca. 2 km vom Hafengebiet entfernte Umspannwerk „Am Mühlenbach“. Das Leistungspotenzial zur elektrischen Versorgung muss in einer späteren Planungsphase überprüft werden, da der Betrieb eines Elektrolyseurs große zur Verfügung stehende Energiemengen erfordert. Die Anbindung des Standorts Bendorf an das H₂-Kernnetz erscheint darstellbar. Nach dem jetzigen Planungsstand wird das H₂-Kernnetz voraussichtlich in einer Entfernung von ca. 10 km zu Hafengebiet verlaufen.

Die in Abbildung 45 markierte Fläche steht laut Luftaufnahmen, Kartenmaterial und dem Hafengebier für die Installation der Elektrolyseanlage im Hafengebiet zur Verfügung. Die weiteren untersuchten Flächen sind auf Grund der Flächenverfügbarkeit, der Besitzverhältnisse und der derzeitigen Nutzung im Rahmen dieser Studie ausgeschlossen worden. Falls die Eignung dieser Flächen in Zukunft jedoch besser bewertet wird, müssen die vorher genannten Punkte erneut eruiert werden. Vom Hafengebier wird mitgeteilt, dass die Fläche durch Schlacke als Altlasten belastet sein könnte. Dies bleibt durch ein Bodengutachten zusätzlich zu untersuchen.

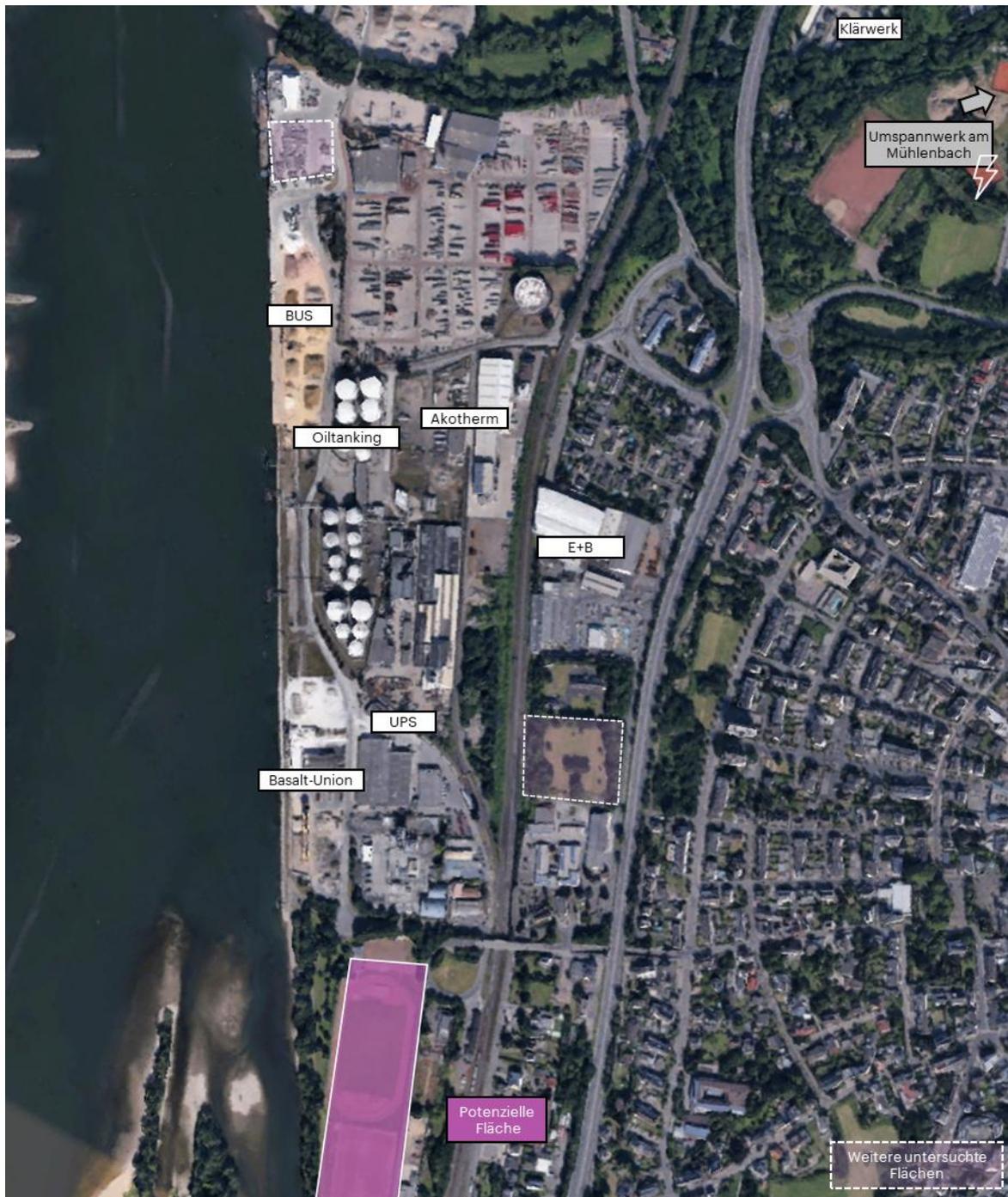


Abbildung 45: Hafenübersicht Bendorf

Die indizierte Fläche gehört zum Rheinstadion Bendorf und misst etwa 40.000 m². Sie dient als Fußballplatz des lokalen Sportvereins und wird im regulären Trainings- und Spielbetrieb genutzt. Auf Grund der möglichen Umwidmung bestehen Pläne für die Errichtung einer neuen Sportstätte an einem anderen Ort. Für die Verfolgung dieser Pläne zur Verlegung des Sportplatzes ist eine weiterführende und konkretisierende Planung der Fläche zwingend erforderlich. Darüber hinaus ist der auf dem Gelände ansässige Hausmeister bereits ausgezogen und die Bewirtung geschlossen worden, sodass keine Wohnnutzung auf dem Gelände

mehr vorliegt. Zwischen der Fläche und dem Rhein befindet sich eine Parkanlage/ Naherholungsgebiet, welche erhalten bleibt. Die Anbindung der Fläche ist über eine Zufahrtsstraße und das Hafengleis mit Anschluss an den TEN-V Korridor Rhein-Alpen gegeben. Darüber hinaus werden die Kaianlagen im gesamten Hafengebiet erneuert und für die Zukunft ertüchtigt. Die Medienversorgung ist über eine Trinkwasserleitung gegeben. Zusätzlich können ehemalige Trinkwasserbrunnen in Stand gesetzt werden. Eine ausreichende elektrische Anbindung muss in der weiteren Planungsphase berücksichtigt werden. Ein Ausbau der Netzanbindung ist für das Hafengebiet auf Grund der zunehmenden Elektrifizierung in den nächsten Jahren angedacht. Dies ist in der Planungsphase für den Elektrolyseur zu berücksichtigen. Die Anzahl und Leistung von EE-Erzeugungsanlagen in der Region sind derzeit limitiert.

Bei der Standortbegehung und dem Gespräch mit dem Hafенbetreiber und der Stadtverwaltung wurden weitere wichtige Information geteilt. Demnach wurde für den Hafen ein KIPKI-Förderantrag zusammen mit der Firma GP Joule GmbH für die Errichtung einer H₂-Tankstelle vorgelegt. Für den Förderantrag wurden bereits eine Planungsgrundlage und Bedarfsermittlung erstellt bzw. durchgeführt. Auf die Daten existiert leider kein Zugriff, weswegen diese im Verlauf der Studie nicht weiter berücksichtigt werden. Dennoch beabsichtigen sowohl das Unternehmen Mabanaf GmbH & Co. KG sowie GP Joule GmbH unter Umständen weiterhin die Errichtung einer H₂-Tankstelle in möglicher Kombination mit einer Elektrolyseanlage (erste Ausbaustufe: 8 – 10 MW). Hier sollte im weiteren Planungsverlauf Rücksprache mit den beteiligten Unternehmen gehalten werden. Der Hafen stand bereits im Rahmen des im Jahr 2022 gewonnenen Bendorfer HyStarter-Projekts im Zentrum der H₂-Planungen. Darüber hinaus steht der Hafенbetreiber in der Diskussion mit der Hochschule Koblenz, den Hafенstandort als Forschungsstandort festzulegen. Für den Aufbau und den Betrieb einer Elektrolyseanlage muss ggf. ein Betreiberkonsortium geründet werden. Die Stadt gibt an, bei jeweiligen Anpassungen von Rahmenbedingungen, Infrastruktur und Bebauungsplan zu unterstützen. Eine große Investition für den Anlagenbau kann jedoch von Seiten der Stadt nicht getätigt werden. Für eine mögliche Strombeschaffung für die Energieversorgung des Elektrolyseurs über die EMV (Energieversorger Mittelrhein AG) muss Rücksprache gehalten werden.

TRIER

Am Hafенstandort Trier verläuft eine 110 kV-Leitung, welche das Industriegebiet über das Umspannwerk Ehrang mit Strom versorgt. In einer Entfernung von ca. 4 km erfolgt die Einbindung ins 380 kV Übertragungsnetz. Die Versorgung mit EE-Strom läuft maßgeblich über die WEA in der nördlich gelegenen Eifel und Laufwasserkraftwerke. Diese Region wird mit zunehmendem EE-Ausbau zukünftig mehr von Stromtransport und Abregelungen betroffen sein. Nach aktuellem Planungsstand wird das H₂-Kernnetz voraussichtlich in größerer Entfernung zur Stadt Trier verlaufen und kommt nicht für die Anbindung in Betracht.

Anhand der Luftaufnahmen und des Kartenmaterials sowie nach Rücksprache mit dem Hafенbetreiber ist die in Abbildung 46 gekennzeichnete Fläche für die Errichtung einer Elektrolyseanlage die präferierte Option. Die weiteren untersuchten Flächen fallen aufgrund bereits existierender Bauplanungen oder Bebauung, Besitzverhältnissen und der Kennzeichnung als Überschwemmungsgebiet aus der Betrachtung.

Die identifizierte Fläche von rund 5.000 m² Größe befindet sich am Ende der Hafенhalbinsel und gehört zu dem Betriebsgelände der VARO Energy Tankstorage GmbH. Momentan ist die Fläche mit vier Heizöl- bzw. Dieseltanks bebaut, die sich aufgrund sinkender Umschlagsmengen im Stilllegungsprozess befinden. Die Weiternutzung des Areals steht noch offen. Eine Anbindung ist durch die Zufahrtstraße samt Zugangsüberwachung durch die VARO Energy Tankstorage GmbH sowie über Schienen gegeben. Zudem sind am Kai zwei Entladevorrichtungen für Mineralölprodukte vorhanden. Auf der gegenüberliegenden Kaiseite befindet sich das Containerterminal, das perspektivisch erweitert werden soll. Die betrachtete Fläche ist an die 20 kV-Ringleitung des Hafengebietes sowie an das Trinkwassernetz angeschlossen. Das Leistungspotenzial der Ringleitung für die Versorgung des Elektrolyseurs inklusive der Peripherie sowie eine Wiederinbetriebnahme der Trafostation auf dem Gelände des Moselstahlwerks bleibt zu überprüfen.



Abbildung 46: Hafenübersicht Trier

Bei der Standortbegehung und dem Gespräch mit dem Hafenerbetreiber und den Stadtwerken sind zusätzlich wichtige Informationen übermittelt worden. Die Stadtwerke Trier haben sich im Rahmen des KIPKI-Förderprogramms für eine H₂-Erzeugungsförderung beworben und den Zuschlag für ein Erzeugungsprojekt in Bitburg (erste Ausbaustufe: 1 MW) zuzüglich Methanisierungsanlage erhalten. Darüber hinaus wird der Aufbau einer Elektrolyse am Klärwerk Trier (erste Ausbaustufe: 200 – 400 kW) zur Sauerstoffnutzung in der vierten Reinigungsstufe erwogen. Ein zusätzlicher Aufbau einer Elektrolyseanlage im Hafen bleibt daher zu überprüfen.

7.2 Dimensionierung und Konzept der Elektrolyse-Anlage

Nachfolgend werden jeweils für die drei Hafenstandorte [Speyer](#), [Bendorf](#) und [Trier](#) die vorläufigen Excel-basierten Dimensionierungen, die Anlagenkonzepte sowie die Python-toolbasierten Dimensionierungen beschrieben. Zunächst werden der historische Verlauf der H₂-Ermittlung sowie die verwendeten Annahmen erläutert. Im Anschluss wird auf die Dimensionierung sowie das Anlagenkonzept an den einzelnen Hafenstandorten eingegangen. Im Zusammenhang mit der toolbasierten Dimensionierung wird zusätzlich eine grobe Abschätzung zur benötigten Fläche vorgenommen.

VERLAUF DER DIMENSIONIERUNG

Im Vorfeld der Hafenbegehung wird als Diskussionsgrundlage ein grobes Anlagenkonzept erstellt sowie eine vorläufige Dimensionierung ermittelt, die im Laufe dieser Studie weiter detailliert werden. Darüber hinaus wird eine toolbasierte Dimensionierung zur Hilfe genommen, um die Ergebnisse aus der vorläufigen Dimensionierung zu spezifizieren und die Komplexität des linearen Optimierungsproblems durch ein Python-basiertes Tool zu reduzieren.

Die vorläufige Dimensionierung erfolgt zunächst an den ermittelten H₂-Bedarfen (siehe Kapitel 5; Referenzjahr 2040, Middle-Szenario). Da die ersten ermittelten Werte aus der vorläufigen Dimensionierung (Elektrolysekapazitäten, Flächenbedarfe und Investitionskosten) für alle drei Hafenstandorte auf Grund der Größe für die Umsetzung durch einen lokalen Betreiber als unrealistisch erachtet werden, erfolgt eine Anpassung der H₂-Bedarfe. Die H₂-Bedarfe werden im Einklang mit der im Vorfeld erarbeiteten [Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz](#) [11] nun zu 20 % aus Eigenproduktion gedeckt und somit regional produziert. Die verbleibende Menge wird über Zulieferung, z. B. via H₂-Binnenschiff, H₂-Kernnetz, oder weitere Transportwege, aus überregionalen bis hin zu internationalen Quellen gedeckt. Folglich erfolgt eine Reduzierung der H₂-Bedarfe an allen drei Standorten um 80 %. Die damit ermittelten Werte aus der vorläufigen Dimensionierung erschienen umsetzbar.

ANNAHMEN

Beide Dimensionierungen, sowohl die vorläufige Excel- als auch die toolbasierte, erfolgen anhand der angepassten H₂-Bedarfe (20 % Eigenproduktion). Für Bendorf und Trier werden die Bedarfe aus der studienseitigen Bedarfsermittlung über die emissionshandelspflichtigen Anlagen herangezogen. Die Bedarfe des Hafens Speyer orientieren sich nach Rücksprache mit dem Hafenbetreiber an den übermittelten Werten aus der online Bedarfsabfrage (siehe Kapitel 5). Bei beiden Dimensionierungen wird angenommen, dass die H₂-Bedarfe jederzeit vollständig gedeckt werden.

Die vorläufige Dimensionierung wird anhand der H₂-Bedarfe (Referenzjahr 2040, Middle-Szenario) und angenommenen Volllaststunden sowie der spezifischen H₂-Erzeugung der Anlage errechnet. Dabei wird für Ermittlung der Investitionskosten und Flächenbedarfe auf spezifische Erfahrungswerte zurückgegriffen, die in Tabelle 7 aufgelistet sind. Die Ergebnisse der vorläufigen Dimensionierung sollten jedoch mit angemessener Sorgfalt betrachtet werden, da hier mit stark vereinfachten Annahmen und anhand der H₂-Bedarfe im Jahr 2040 kalkuliert wird.

Tabelle 7: Annahmen für die vorläufige Dimensionierung

Parameter	Einheit	Wert	Bemerkung
Volllaststunden der Elektrolyse-Anlage	h	5.000	-
Spez. H ₂ -Erzeugung der Elektrolyse-Anlage	kg/(h*MW)	18	H ₂ -Erzeugung bei Volllast \triangleq Effizienz \sim 60 %
Spez. Investitionskosten (CAPEX)	Mio. €/MW	2	PEM-Elektrolyse inkl. Peripherie, Speicher, Netzanschluss, Bodenarbeiten, Grundstückskosten, Steuerung, Planung & Engineering etc.; Erfahrungsbasierter Wert
Spez. Flächenbedarf	m ² /MW	120	Elektrolyse inkl. Peripherie, Speicher, Netzanschluss, Logistikfläche, Anforderungen Bebauungsplan; Erfahrungsbasierter Wert

Für die anschließende toolbasierte Dimensionierung werden aufgrund der Vielzahl an Eingangsparametern zahlreiche Annahmen getroffen, die im Anhang in Tabelle 34 zusammengefasst sind. Die getroffenen Annahmen unterscheiden sich unter den Hafenstandorten nur geringfügig in den H₂-Bedarfen und den maximal verfügbaren Speicherkapazitäten für die Optimierung am Energiemarkt. Für den H₂-Bedarf wird zwischen den einzelnen Stützjahren ein linearer Hochlauf angenommen. Die toolbasierte Dimensionierung kalkuliert neben der Elektrolysekapazität auch die optimale H₂-Speichergroße zur Optimierung der Fahrweise am Energiemarkt sowie Kapazitäten der „Stromkaufvereinbarungen“ (Englisch: PPA: Power Purchase Agreement). Die Simulation liefert als Ergebnis eine optimierte Anlagenkonstellation, die den H₂-Erzeugungskomplex inklusive H₂-Speicher und Verteilung sowie Strombeschaffung optimal auslegt. Dazu nutzt die toolbasierte Dimensionierung die angenommenen, stündlich aufgelösten Eingangsparameter, um die Anlagenauslegung mit den minimalen H₂-Gestehungskosten zu ermitteln. Bei der Optimierung berücksichtigt der Algorithmus verschiedene H₂-Farben (z. B. grün – THG-neutral oder grau – CO₂-behaftet) und die dazugehörige Regulatorik (z. B. RED II [65] bzw. 37. BImSchV [66]). Bei der Ermittlung der Kosten und des LCOH nutzt das Tool ein finanzielles Modell bei dem die Investitionskosten über einen Annuitätsfaktor anhand gewichteter durchschnittlicher Kapitalkosten (Abkürzung WACC, englisch: Weighted Average Cost of Capital) bestimmt werden. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten vollständig fremdfinanziert sind. Eine Diskontierung der laufenden Kosten (z.B. Wartung, Strombezug etc.) anhand des Jahres der anfallenden Kosten erfolgt nicht.

Neben der maßgeblichen Optimierung am Energiemarkt kann das Tool für andere Fokusgebiete, wie z. B. der Simulation der technischen Degradation und den davon abhängigen strategischen Stackwechseln genutzt werden. Dabei sind die kalkulierten Ergebnisse immer abhängig von den getroffenen Annahmen. Diese wurden im Vorfeld mit den beteiligten Personen diskutiert und angepasst. Bei einer weiterführenden Planung der Elektrolyseanlagen wird empfohlen, eine tiefergehende toolbasierte Analyse durchzuführen und verschiedene Szenarien erneut zu simulieren, sobald konkrete Rahmenbedingungen feststehen und ein oder mehrere Energieversorgungskonzepte unter Berücksichtigung der regulatorischen Vorgaben ausgearbeitet sind.

Die im Anschluss gezeigten Ergebnisse können als Grundlage für die technische Auslegung der Elektrolyseanlage genutzt werden. Jedoch muss beispielsweise die ermittelte Kapazität noch mit verfügbaren herstellerspezifischen Elektrolyseanlagen (Modulen) verglichen und ggf. die Inputparameter bei einer erneuten Simulation an die dann geltenden realen Rahmenbedingungen angeglichen werden.

Neben der Dimensionierung ist die toolbasierte Simulation in der Lage, ein Energieversorgungskonzept auszuwählen, ein Betriebskonzept und Lastenheft für den Anlagenhersteller zu erstellen sowie die zukünftigen H₂-Gestehungskosten zu ermitteln, auf deren Grundlage die H₂-Verkaufspreise abgeleitet werden können.

Die zum Aufbau der H₂-Anlagen benötigten Flächen werden anhand der Ergebnisse der toolbasierten Dimensionierung und der in Tabelle 8 dargestellten Annahmen abgeschätzt. Die einzelnen Werte sind abhängig von der installierten Leistung sowie der H₂-Speichermenge und stellen eine erste Abschätzung der benötigten Flächen dar. In der Flächenabschätzung sind weitere optionale Anlagenkomponenten (z. B. Batteriespeicher, Trailerabfüllanlage, H₂-Tankstelle, etc.) nicht inbegriffen.

Tabelle 8. Annahmen für die Abschätzung der benötigten Fläche

Komponente	Einheit	Fläche	Bemerkung
Elektrolyse inkl. Peripherie	m ² /MW	40	PEM-Elektrolyse inkl. Trafo, Gleichrichter, Wasser- und H ₂ -Aufbereitung, Kompression, Kühlung etc.
H ₂ -Speicher	m ² /kg	0,16	Typ I – Standspeicher (9 m Höhe, 4,5 m Durchmesser, Wandstärke 0,25 m) inkl. Abstand
Sonstige Flächen	m ² /MW	40	Logistikflächen, Zuwege, Anfahrschutz, Verrohrung – stark abhängig von der Nutzung des Geländes

Das Anlagenkonzept richtet sich nach der toolbasierten Dimensionierung. Das Konzept besteht an allen Standorten aus vier Hauptkomponenten: Die Hauptkomponenten der Anlage sind der Netzanschluss inkl. Trafo, die Elektrolyse inkl. Peripherie sowie Niederdruck-Verdichter (ND-Verdichter) und H₂-Speicher. Der H₂-Speicher dient hauptsächlich zur Optimierung der Anlagenfahrweise sowie dem Vorhalten einer H₂-Reserve zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Angelehnt an die toolbasierte Simulation ist die Stromversorgung aus Netzstrom (Handel am Spotmarkt) sowie PPA-Verträge, (Onshore-Wind und Photovoltaik) zusammengesetzt. Je nach Anforderung und Rahmenbedingungen an den Hafenstandorten kommen weitere Anlagenkomponenten (als optional gekennzeichnet) hinzu. Besonders zu erwähnen ist ein vorgeschalteter Batterie-Pufferspeicher zur Optimierung der Anlage am Energiemarkt sowie zur Anpassung auf eine schonendere Elektrolysefahrweise mit geringerer Degradation. Aufgrund der Komplexität wird ein solcher Batteriespeicher nicht mitsimuliert und im Anlagenkonzept als optional gekennzeichnet. Das Anlagenkonzept bleibt bei einer weiteren Planung anzupassen und ggf. zu erweitern.

SPEYER

Anpassung der H₂-Bedarfe aus der Erzeugung

Die nachfolgende Abbildung 47 zeigt die Ableitung der lokalen H₂-Erzeugungsmenge anhand der zuvor erläuterten Ableitung der H₂-Eigenproduktion und der Eigenproduktionsquote von 20 % [Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz](#)). Die eigenerzeugten H₂-Bedarfe reduzieren sich demnach im Referenzjahr 2040 von 22.500 t/a auf 4.500 t/a. Die Bedarfe basieren auf übermittelten Werten der Bedarfsabfrage. Aufgrund der Bedarfsabfrage wird nicht in die drei Szenarien (Low, Middle, High) unterteilt.

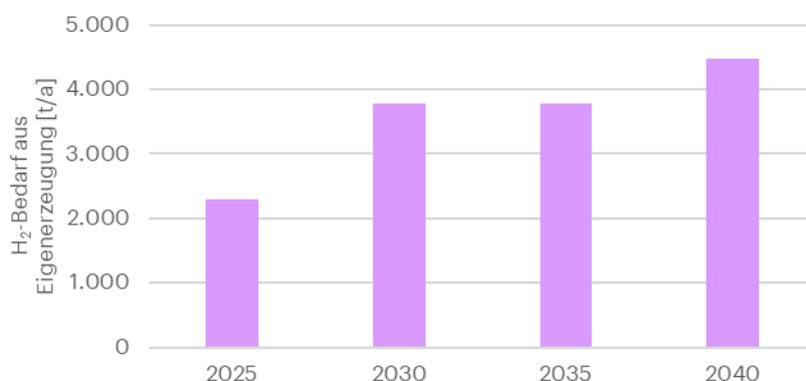


Abbildung 47: Lokale H₂-Erzeugungsmenge am Standort Speyer (20 % Eigenzeugung des H₂-Bedarfs, basierend auf den Werten der Bedarfsabfrage)

Vorläufige Dimensionierung

Mittels vorläufiger Excel-gestützten Dimensionierung ergeben sich für die Elektrolysekapazität, die Investitionskosten und den Flächenbedarf folgende Werte (siehe Tabelle 9).

Tabelle 9: Ergebnisse der vorläufigen Excel-gestützten Anlagendimensionierung am Hafenstandort Speyer

Ermittelter Parameter	Einheit	Wert
Elektrolyse-Kapazität	MW	50
Investitionskosten	Mio. €	100
Flächenbedarf	m ²	6.000

Anlagenkonzept

Basierend auf den erhaltenen Infos während der Besichtigung und die Studieninhalte, ist das in Abbildung 48 dargestellte Anlagenkonzept sinnvoll und umsetzbar für den Hafen Speyer. Die H₂-Abnehmer (Hafenumfrage) am Hafen Speyer sind innerhalb des Hafens und in unmittelbarer Nähe (< 3 km) der angedachten Fläche angesiedelt. Durch die großen Abnahmemengen (Referenzjahr 2040: 60 t/d) der im Hafen ansässigen Unternehmen ist eine Verteilung über ein pipelinebasiertes Hafenverteilnetz die potenziell kostengünstigste und technisch praktikabelste Lösung.

Da das H₂-Kernnetz in näherer Umgebung zu Speyer verlaufen wird, ist eine direkte Anbindung an dieses eine zusätzliche Option, um den restlichen, nicht aus Eigenproduktion stammenden, H₂-Bedarf im Hafengebiet zu decken. Dies würde je nach Anforderung eine zusätzliche H₂-Aufbereitung und Kompressionseinheit bedeuten. Die Pipelineanbindung kann zudem nicht nur zur Entnahme, sondern auch zur Einspeisung überschüssigen Wasserstoffs genutzt werden. Eine weitere Option zur Deckung verbleibender H₂-Bedarfe besteht über den Antransport von Wasserstoff oder Derivaten über das Wasserstraßennetz und die Schiene. Für diese Option werden je nach Medium weitere Komponenten (z. B. Gasifizierung- oder Crackereinheit) benötigt. Aufgrund der guten Bedingungen zur H₂-Anlieferung (H₂-Kernnetz, Import über Binnenschiff und/oder Schienennetz) ist der Standort geeignet für einen regionalen H₂-Hub. Zur Versorgung der H₂-Abnehmer in der Region ist – je nach Versorgungskonzept – eine Trailerabfüllanlage zu erwägen, um weitere Akteure außerhalb des Hafengebiets mit Wasserstoff zu versorgen. Darüber hinaus sind bei der Hafenbesichtigung große Fahrzeugflotten von ansässigen Unternehmen aufgefallen. Abhängig von den Bestrebungen zur Umrüstung auf Wasserstoff in Industrie und ÖPNV kann die H₂-Anlage über eine H₂-Tankstelle optional erweitert werden. Zudem hat das Schwimmbad (Bademaxx) im Hafengebiet einen konstanten hohen Wärmebedarf, wofür die Abwärmenutzung der Elektrolyseanlage eine potenzielle Quelle darstellt. Falls die Wärmeversorgung über die Elektrolyseanlage von Schwimmbad oder weiterer zu ermittelnder Abnehmer des umliegenden Industriegebiets angestrebt wird, muss das Anlagenkonzept durch eine Wärmeinfrastruktur (mögl. Komponenten: Wärmespeicher, Energiezentrale, Spitzenlastkessel, BHKW etc.) erweitert werden. Die genaue Auslegung und das Konzept einer solchen Infrastruktur bleibt in einem weiteren Planungsverlauf zu erarbeiten. Die O₂-Versorgung des flussabwärts befindenden Klärwerks kann optional angedacht werden. Allerdings ist die ökonomische Machbarkeit einer solchen O₂-Versorgung durch die Entfernung (> 3 km) und die damit verbundenen Pipelinekosten fraglich. Sowohl bei der O₂- als auch bei der Wärmeversorgung müssen Kunden sowie Bedarfe ermittelt werden und eine separate Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgen.

Anpassung der H₂-Bedarfe aus Erzeugung

Die nachfolgende Abbildung 49 zeigt die reduzierte lokale H₂-Erzeugungsmenge anhand der zuvor erläuterten Ableitung der H₂-Eigenproduktion anhand der Eigenproduktionsquote von 20 % ([Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz \[11\]](#)). Die eigenerzeugten H₂-Bedarfe reduzieren sich im Referenzjahr 2040 für das Middle-Szenario von 26.000 t/a auf knapp 5.200 t/a.

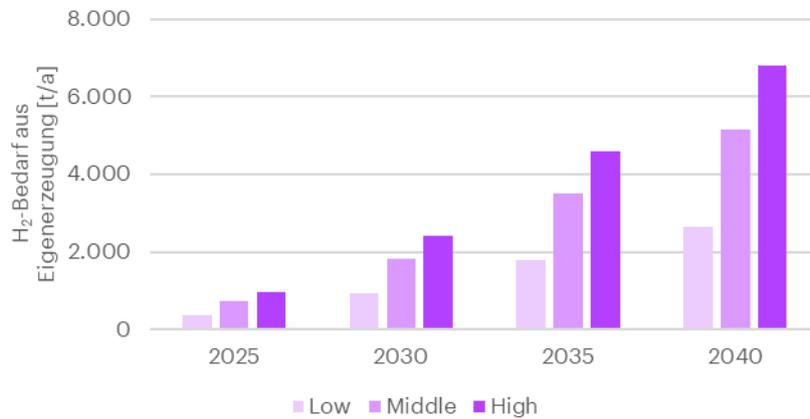


Abbildung 49: Lokale H₂-Erzeugungsmenge am Standort Bendorf (20 % Eigenzeugung des H₂-Bedarfs)

Vorläufige Dimensionierung

Bei der vorläufigen Excel-Dimensionierung ergeben sich für die Elektrolysekapazität, die Investitionskosten und den Flächenbedarf die in Tabelle 12 aufgeführten Werte.

Tabelle 12: Ergebnisse der vorläufigen Dimensionierung am Hafenstandort Bendorf

Ermittelter Parameter	Einheit	Wert
Elektrolyse-Kapazität	MW	57
Investitionskosten	Mio. €	114
Flächenbedarf	m ²	6.840

Anlagenkonzept

Basierend auf den erhaltenen Infos während der Besichtigung und die Studieninhalte, ist das in Abbildung 50 dargestellte Anlagenkonzept sinnvoll und umsetzbar für den Hafen Bendorf. Die H₂-Abnehmer am Hafen Bendorf sind nach der Bedarfsermittlung zumeist weitläufig in der Region in einem Umkreis von etwa 35 km rund um den Hafen verteilt. Die jeweiligen Abnahmemengen pro Betrieb überschreiten nur bei drei Unternehmen die Menge von über 10 t/d (Referenzjahr 2040). Der Großteil der potenziellen Abnehmer hat eine prognostizierte Abnahmemenge von unter 2 t/d. Auf Grund der weitläufigen Verteilung, der Vielzahl der Abnehmer und der geringen Abnahmemengen stellt die Verteilung über Trailer bei den meisten Abnehmern am Standort Bendorf die kostengünstigste und praktischste Lösung dar. Bei den drei Unternehmen mit höheren H₂-Bedarfen oder bei einer größeren Ansammlung von Abnehmern ist eine Verteilung im pipelinebasierten Netz eine weitere Option. Hier bleibt zu klären, wie die H₂-Bedarfe gedeckt werden können, die nicht aus Eigenproduktion stammen. Da das H₂-Kernnetz in näherer Umgebung verlaufen wird, ist eine Anbindung an dieses eine Option für Deckung des restlichen H₂-Bedarf in der Region. Dies erfordert je nach Anforderung an die H₂-Reinheit eine zusätzliche H₂-Aufreinigung und Kompressionseinheit. Die Pipelineanbindung kann nicht nur zur Entnahme, sondern auch zur Einspeisung genutzt werden, was zu einer höheren Auslas-

Für die in Abbildung 50 skizzierte Anlage werden etwa 4.200 m² benötigt (siehe Tabelle 14). Die angedachte Fläche von ungefähr 40.000 m² ist für die kalkulierte Anlagenkapazität mehr als ausreichend. Darüber hinaus steht noch genügend freie Fläche für weitere Installationen auf dem Grundstück (z. B. Batteriespeicher, Trailerabfüllanlage, H₂-Tankstelle, Erweiterung der Elektrolysekapazität) zur Verfügung. Darüber hinaus ist auf dem Gelände bei Umsetzung des Anlagenkonzepts auf mehr als 30.000 m² die Ansiedlung weiterer (H₂-) Unternehmen im Hafengebiet möglich.

Tabelle 14: Abschätzung der benötigten Fläche am Hafenstandort Bendorf

Komponente	Fläche [m ²]
Elektrolyse inkl. Peripherie	1.120
H ₂ -Speicher	1.920
Sonstige Flächen	1.120
Gesamt	4.160

TRIER

Anpassung der H₂-Bedarfe aus Erzeugung

Wie auch bei den anderen Standorten zeigt die nachfolgende Abbildung 51 die lokale H₂-Erzeugungsmenge anhand der zuvor erläuterten Ableitung der H₂-Eigenproduktion anhand der Eigenproduktionsquote von 20 %. Die angestrebte H₂-Eigenenerzeugung reduziert sich im Referenzjahr 2040 für das Middle-Szenario somit von 3.200 t/a auf 640 t/a.

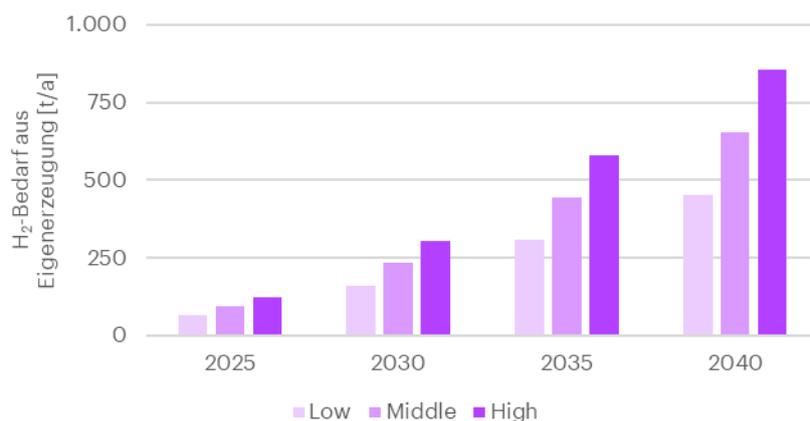


Abbildung 51: Lokale H₂-Erzeugungsmenge am Standort Trier (20 % Eigenenerzeugung des H₂-Bedarfs)

Vorläufige Dimensionierung

Bei der vorläufigen Dimensionierung ergeben sich die Elektrolyse-Kapazität, die Investitionskosten und der Flächenbedarf zu folgenden Werten (Tabelle 15).

Tabelle 15: Ergebnisse der vorläufigen Dimensionierung am Hafenstandort Trier

Ermittelter Parameter	Einheit	Wert
Elektrolyse-Kapazität	MW	7
Investitionskosten	Mio. €	14
Flächenbedarf	m ²	840

Anlagenkonzept

Basierend auf den erhaltenen Infos während der Besichtigung und die Studieninhalte, ist das in Abbildung 52 dargestellte Anlagenkonzept sinnvoll und umsetzbar für den Hafen Trier. Die ermittelten H₂-Tagesbedarfe der Abnehmer aus Eigenerzeugung am Hafen Trier reichen von 1.000 bis zu 1.300 kg/d (Referenzjahr 2040, Middle-Szenario). Diese H₂-Menge lassen sich realistisch über die Trailertransporte beliefern, weshalb eine Trailerabfüllanlage inkl. Verdichter und MD-Speicher im Anlagenkonzept als techno-ökonomisch sinnvolle Option erscheint. Die Deckung der restlichen H₂-Bedarfe bleibt zu klären. Eine Versorgung kann mit Anpassung der regionalen Verteilinfrastruktur (pipelinebasiertes Verteilnetz) optional über die Binnenschifffahrt erfolgen. Ein Anschluss an ein H₂-Verteilnetz ist auf Grund der fehlenden Abnahmemengen sowie des nicht in der Nähe verlaufenden H₂-Kernetzes nicht vorgesehen. Die Installation einer H₂-Tankstelle auf dem Anlagengelände ist derzeit nicht möglich, da sich das Grundstück auf dem Anlagengelände der VARO Energy Tankstorage GmbH befindet und kein öffentlicher Zugang möglich ist. Falls eine Wärmeversorgung über die Abwärme der Elektrolyseanlage von zu ermittelnden Abnehmern des umliegenden Industriegebiets angestrebt wird, muss das Anlagenkonzept durch eine Wärmeinfrastruktur (mögl. Komponenten: Wärmespeicher, Energiezentrale, Spitzenlastkessel, BHKW etc.) erweitert werden. Bisher sind keine Abnehmer einer solchen Wärmeversorgung identifiziert. Die genaue Auslegung und das Konzept einer solchen Infrastruktur ist im weiteren Planungsverlauf zu erarbeiten. Die O₂-Versorgung des auf der gegenüberliegenden Rheinseite befindenden Klärwerks kann optional angedacht werden. Allerdings bestehen dort bereits Pläne für die Errichtung einer kleineren Elektrolyseanlage seitens der Stadtwerke Trier. Sowohl bei der O₂- als auch bei der Wärmeversorgung müssen Kunden sowie deren Bedarfe ermittelt werden und eine separate Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgen.

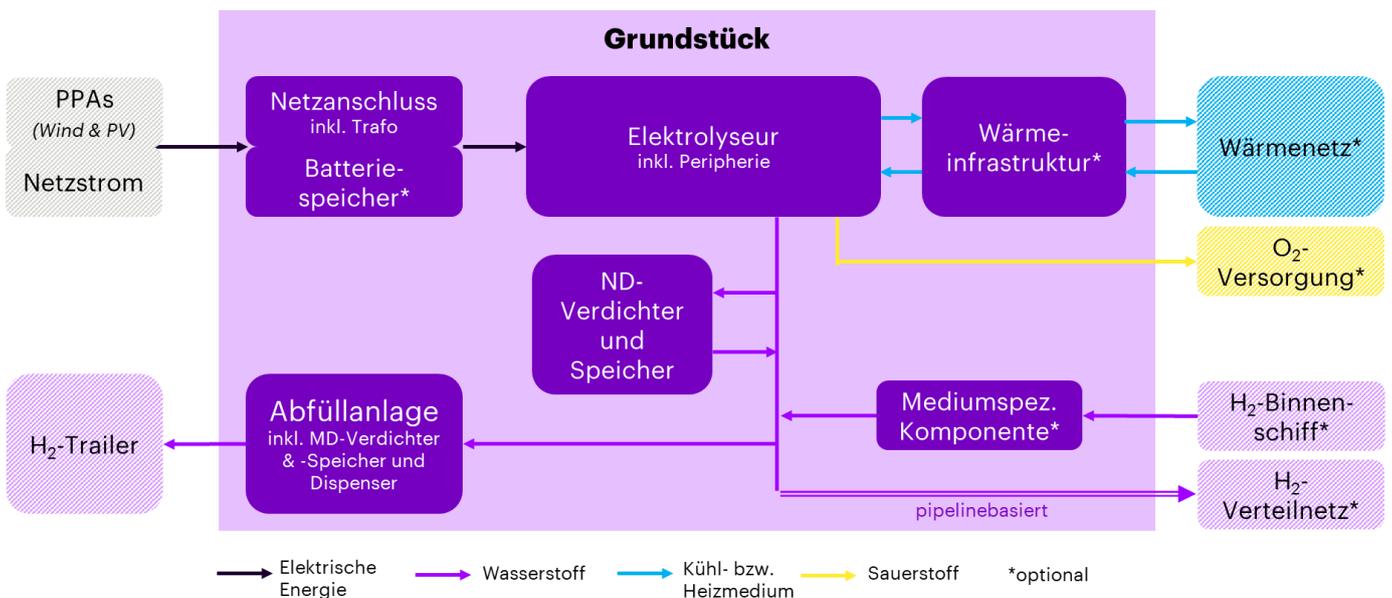


Abbildung 52: Anlagenkonzept Hafen Trier (stark vereinfachte Darstellung)

Toolbasierte Dimensionierung

Die toolbasierte Dimensionierung ergibt folgende Wert für die die Elektrolysekapazität, den H₂-Speicher sowie die PPA-Kapazitäten bei Annahme der zugrunde gelegten Rahmenbedingungen (siehe Tabelle 16).

Tabelle 16: Ergebnisse der toolbasierten Dimensionierung am Hafenstandort Trier

Ermittelter Parameter	Einheit	Wert
Elektrolyse-Kapazität	MW	4
H ₂ -Speicher	t	1,5 (\cong 0,8 max. Tageserzeugungsmenge der Elektrolyseanlage)
Onshore-Wind-PPA-Kapazität	MW	0,8
PV-Wind-PPA-Kapazität	MW	0,2

Für das in Abbildung 52 skizzierte Anlagenlayout werden etwa 600 m² benötigt (siehe Tabelle 17). Die ange-dachte Fläche im Trierer Hafen ist mit etwa 5.000 m² somit mehr als ausreichend. Darüber hinaus steht noch genügende freie Fläche für weitere Installationen auf dem Grundstück (z. B. Batteriespeicher, Trailerabfüll-anlage, Erweiterung der Elektrolyse-Kapazität) zur Verfügung.

Tabelle 17: Abschätzung der benötigten Fläche am Hafenstandort Trier

Komponente	Fläche [m ²]
Elektrolyse inkl. Peripherie	160
H ₂ -Speicher	240
Sonstige Flächen	160
Gesamt	560

7.3. Ableitung der H₂-Gestehungskosten

In diesem Unterkapitel erfolgt die Ableitung der H₂-Gestehungskosten (auch „Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)“ genannt). Die Ableitung der Kosten basiert auf den Ergebnissen der toolbasierten Dimensionierung, welche die optimale Anlagenkonfiguration im Hinblick auf die günstigsten H₂-Gestehungskosten ermittelt. Die Berechnung der LCOH wird über die Aufsummierung der einzelnen Kostensegmente über den Projekt-horizont vorgenommen. Die Summe wird anschließend durch die gesamte erzeugte H₂-Menge dividiert und somit die spezifischen H₂-Gestehungskosten pro Kilogramm ermittelt. Nachfolgend wird die Kostenüber-sicht inkl. der H₂-Gestehungskosten für die einzelnen Hafenstandorte dargestellt.

SPEYER

Am Hafenstandort Speyer setzen sich die Kosten wie in Abbildung 53 gezeigt zusammen. Die Gestehungs-kosten belaufen sich auf 7,42 €/kg bei 37.500 t produziertem Wasserstoff über den Projekt-horizont.

Die Investitionskosten machen 85,7 Mio. € für die Komponenten sowie Planung- und Engineeringphase aus. Dies entspricht etwa 30 % der Gesamtkosten. Für die Wartung, die wöchentliche Sichtprüfung, Kalibrie-rungsarbeiten sowie Revision werden 13,7 Mio. € veranschlagt. Die Kosten für Stackwechsel und sowie Er-träge durch den Restwert der Anlage fallen bei angenommenen Eingangsparametern nicht an. Die Wasser-kosten mit knapp 1 Mio. € sind fast vernachlässigbar gering. Den überwiegenden Kostenanteil mit über 60 % an den Gesamtkosten machen die Stromkosten aus. Hierzu zählen die anfallenden Energiekosten aus den PPA-Verträgen (Annahme: Energiekauf nach Erzeugungsprofil, English: pay-as-produced) und Bezug am

Spotmarkt von 194,8 Mio. €. Hinzukommen die Erlöse aus PPA-Überschussstromverkäufen von 17 Mio. €. Die Gesamtkosten addieren sich auf 278 Mio. € über den Verlauf des 10-jährigen Projekthorizonts.

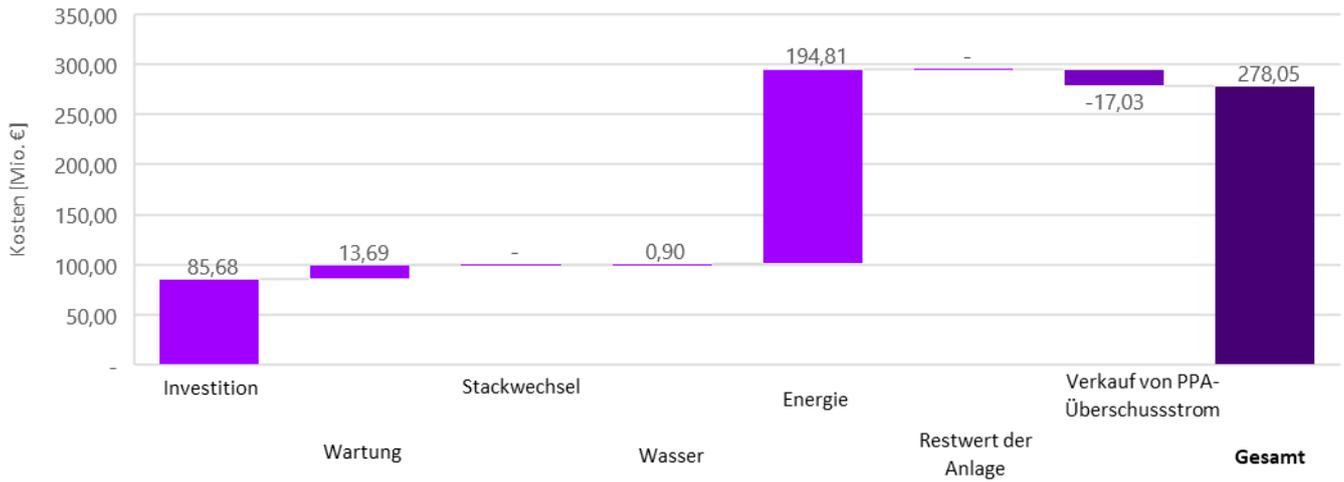


Abbildung 53: Kostenübersicht am Hafenstandort Speyer

BENDORF

Am Hafenstandort Bendorf setzen sich die Kosten gemäß der Abbildung 54 zusammen. Die Gestehungskosten belaufen sich hier auf 7,74 €/kg bei 27.000 t produziertem Wasserstoff über den Projekthorizont.

Die Investitionskosten machen 69,2 Mio. € für die Komponenten sowie Planung- und Engineeringphase aus. Dies entspricht etwas über 30 % der Gesamtkosten. Für die Wartung, die wöchentliche Sichtprüfung, Kalibrierungsarbeiten sowie Revision werden ca. 11 Mio. € veranschlagt. Die Kosten für Stackwechsel und sowie Erträge durch den Restwert der Anlage fallen bei angenommenen Eingangsparametern nicht an. Die Wasserkosten mit 0,7 Mio. € sind fast vernachlässigbar gering. Den überwiegenden Kostenanteil mit über 60 % an den Gesamtkosten machen die Stromkosten aus. Hierzu zählen die anfallenden Energiekosten aus den PPA-Verträgen (Annahme: Energiekauf nach Erzeugungsprofil, English: pay-as-produced) und Bezug am Spotmarkt von 141 Mio. €. Hinzukommen die Erlöse aus PPA-Überschussstromverkäufen von 12,7 Mio. €. Die Gesamtkosten addieren sich auf 209,2 Mio. € über den Verlauf des 10-jährigen Projekthorizonts.

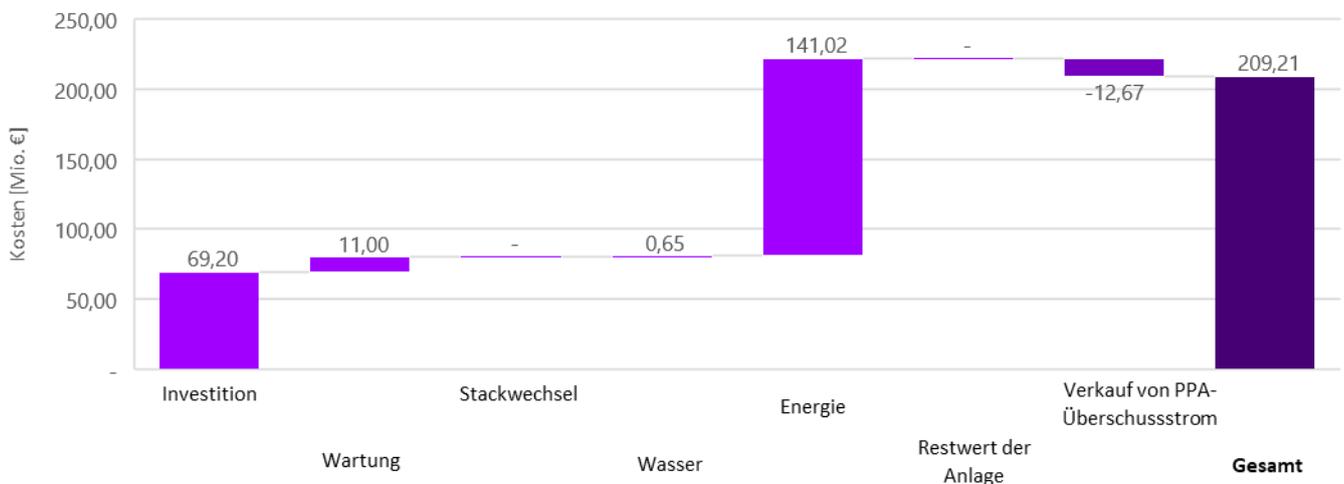


Abbildung 54: Kostenübersicht am Hafenstandort Bendorf

TRIER

Am Hafenstandort Speyer ergeben sich die Kosten wie in Abbildung 55 dargestellt. Die Gesteungskosten belaufen sich auf 8,10 €/kg bei 3.400 t produziertem Wasserstoff über den Projekthorizont.

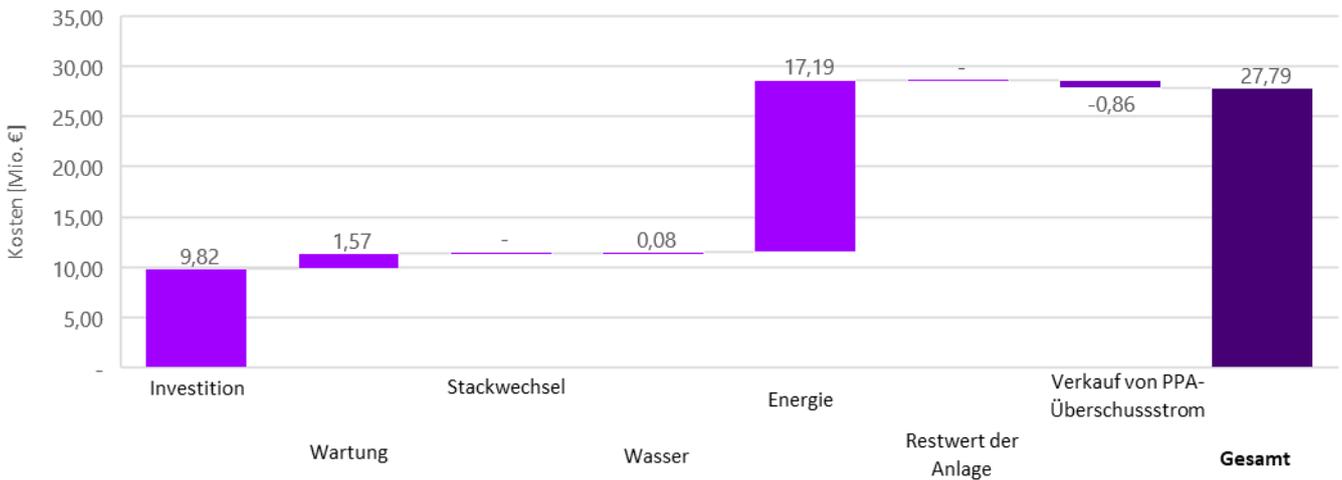


Abbildung 55: Kostenübersicht am Hafenstandort Trier

Die Investitionskosten machen 9,8 Mio. € für die Komponenten sowie Planung- und Engineeringphase aus. Dies entspricht etwa 35 % der Gesamtkosten. Für die Wartung, die wöchentliche Sichtprüfung, Kalibrierungsarbeiten sowie Revision werden rund 1,6 Mio. € veranschlagt. Die Kosten für Stackwechsel und sowie Erträge durch den Restwert der Anlage fallen bei angenommenen Eingangsparametern nicht an. Die Wasserkosten mit 0,1 Mio. € sind fast vernachlässigbar gering. Den überwiegenden Kostenanteil mit rund 60 % an den Gesamtkosten machen die Stromkosten aus. Hierzu zählen die anfallenden Energiekosten aus den PPA-Verträgen (Annahme: Energiekauf nach Erzeugungsprofil, English: pay-as-produced) und Bezug am Spotmarkt von 17,2 Mio. €. Hinzu kommen die Erlöse aus PPA-Überschussstromverkäufen von 0,9 Mio. €. Die Gesamtkosten addieren sich auf 27,8 Mio. € über den Verlauf des 10-jährigen Projekthorizonts.

7.4. Fazit

In diesem Unterkapitel werden die toolbasierten Ergebnisse analysiert, Risiken und Chancen für die Errichtung einer Elektrolyseanlage identifiziert sowie nächste Schritte in der Planungsphase eruiert. Zum Abschluss wird für alle drei Hafenstandorte ein Gesamtfazit gezogen.

DISKUSSION DER TOOLBASIERTE DIMENSIONIERUNG

Die toolbasierten Ergebnisse unterscheiden sich merklich von vorläufigen Ergebnissen, vorwiegend da beim Tool-Einsatz mit einer H₂-Hochlaufkurve gerechnet wird. Diese sorgt dafür, dass die Leistung nicht nur auf ein spätes Referenzjahr mit hohen H₂-Bedarfen ausgelegt wird, sondern das Tool die Elektrolysekapazität über den gesamten Projekthorizont optimiert. Dies hat den Vorteil, dass die Auslastung – vor allem in den ersten Betriebsjahren – steigt, wodurch die Investitionskosten minimiert werden und die H₂-Gestehungskosten bei gleicher H₂-Erzeugung sinken. Darüber hinaus wird beim Tool nicht mit einer fixen Anzahl an Volllaststunden gerechnet, sondern die Betriebsstrategie je nach gewählten Inputparametern über die Lastkurven auf das Zusammenspiel mit der optimierten Speichermenge angepasst. Zu der berechneten Speichermenge sollte zusätzlicher Speicher zum Vorhalten von Wasserstoff zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, nicht nutzbarer Speicher (z. B. zum Aufrechterhalten des Mindestdrucks am Kompressor- eingang bei Speichernutzung) sowie etwaige Speichermengen für die optionale Trailerabfüllanlage oder H₂-Tankstelle addiert werden. Die notwendige bzw. optimale Speichermenge variiert bei Änderung der Energieversorgung. So würde sie sich bei einem erhöhten PPA-Anteil bei der Energieversorgung, der zu einer

größeren Fluktuation der EE-Energieerzeugung führt, vergrößern. Die toolbasierten Ergebnisse zeigen zudem, dass das Tool die minimal vorgegebene Absicherung über PPA-Kapazitäten nicht überschreitet. Dies liegt daran, dass das Tool vorwiegend die kostengünstigsten Zeiten am Spotmarkt zur Erzeugung von Wasserstoff heranzieht. Je nach H₂-Bedarf und folglich Auslastung der Anlage liegt der durchschnittlich bezogene Spotmarktpreis – vor allem in den ersten Betriebsjahren mit geringem H₂-Bedarf und folglich Auslastung – zum Teil deutlich unter den angenommenen PPA-Preisen. Bei einer nächsten Simulation könnten verschiedene PPA-Horizonte mit unterschiedlichen Kapazitäten erweitert werden, um die Energiebeschaffung zu optimieren. Des Weiteren zeigt das Tool bei gegebenen Eingangsparametern bei den drei Simulationen nicht die Notwendigkeit eines Stackwechsels. Dies kann einerseits der Fall sein, wenn das Ende der Lebenszeit (z. B. maximale Degradation) erreicht ist oder wenn sich ein strategischer Stackwechsel aufgrund des geringeren Energiebedarfs ökonomisch rechnet. Da die Anlagen besonders in den ersten Betriebsjahren mit niedrigen H₂-Bedarfen nur moderat belastet werden, sollte eine Optimierung von Stackwechsel und Anlagendegradation im Zusammenhang mit der Anlagenauslastung in einer fortgeschrittenen Planungsphase erneut simuliert und ggf. angepasst werden. Mögliche Stackwechselkosten können einen deutlichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse und damit auf Wirtschaftlichkeitsbetrachtung haben.

RISIKEN UND CHANCEN

Beim Betrieb einer Elektrolyseanlage können diverse Risiken auftreten. Jedoch bietet lokal erzeugter grüner Wasserstoff zahlreiche Chancen für die lokale Wirtschaft. Im folgenden Abschnitt werden die Risiken und Chancen beleuchtet, die den höchsten Einfluss auf die Anlage und damit die größten Auswirkungen auf eine erfolgreiche Operation aufweisen.

Das höchste Risiko hängt mit der Entwicklung des H₂-Bedarfs zusammen. Sollte der tatsächliche H₂-Hochlauf beträchtlich vom prognostizierten H₂-Hochlauf abweichen, kann die Anlagenauslastung – und somit die ermittelten Gestehungskosten – nicht gehalten werden. Um dieses Risiko einzudämmen, ist die frühzeitige Diskussion mit potenziellen H₂-Abnehmern im Vorfeld der Anlageplanung besonders wichtig. Idealerweise lassen sich hier bereits langfristige Abnahmeverpflichtungen schließen oder zumindest gegenseitige Absichtserklärungen unterzeichnen. Insbesondere die Bedarfe für die Mobilität werden in der Studie nicht berücksichtigt und stellen einen weiteren potenziellen Abnehmer da.

Im Hinblick auf die Simulation lässt sich die Berechnung der H₂-Gestehungskosten durch detaillierter ausgearbeitete Eingangsparameter im Laufe der Planungs- und Engineeringphase deutlich verbessern. Dazu gehören beispielsweise anlagenbezogene Parameter zur Degradation oder Lastkurve, PPA-Informationen, ein konkretes Anlagenkonzept oder die Detailierung der H₂-Bedarfe. Trotz sorgfältiger Planung und Annahmen besteht stets die Möglichkeit, dass die realen Parameter von den ursprünglich angenommenen Werten abweichen. Hierzu zählen insbesondere die Schwankung der zukünftigen Energiepreise sowie fluktuierende Erträge von Wind- oder PV-PPAs oder Änderungen regulatorischer Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 8).

Da laut Studie nur ca. 20 % des Wasserstoffs durch Eigenerzeugung gedeckt wird, muss die Deckung der restlichen H₂-Menge sowie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit geklärt werden. Bei der geplanten Erstellung des H₂-Kernnetzes bis zum Jahr 2032 muss, wie bei allen Infrastrukturbaumaßnahmen dieser Größenordnung, mit Verzögerungen gerechnet werden. Zudem ist noch nicht abschließend geklärt aus welchen Herkunftsländern, ab welchem Jahr, in welcher Menge und Form Wasserstoff nach Deutschland gelangen wird. Die Lage der Elektrolyseanlagen an den bedeutenden Wasserstraßen Rhein und Mosel erlaubt die variable Anlieferung der H₂-Restmengen und ermöglicht kurzfristig auf Versorgungsengpässe zu reagieren.

Aufgrund des verzögerten H₂-Hochlaufs und des geringeren H₂-Bedarfs in den Anfangsjahren, ist die H₂-Erzeugungsanlage in der Lage, zu Beginn deutlich mehr als lediglich 20 % des Wasserstoffs regional zu erzeugen. Dies hat den Vorteil, dass die Anlagenauslastung in den ersten Betriebsjahren erhöht und somit die Gestehungskosten gesenkt werden. Zusätzlich lassen sich längere Stillstandzeiten in diesen ersten Jahren drastisch reduzieren, welches unter Umständen negative Einflüsse auf Degradation und verfahrenstechnische Anlagenprozesse hat.

Besonders das Risiko der geringen Auslastung kann durch den stufenweisen Bau mit einer späteren Skalierung der Elektrolyseanlage minimiert werden (auch negative Effekte, wie eine zweite Bauphase, ggf. regulatorische Unterschiede usw. bleiben zu berücksichtigen). Eine mögliche Verzögerung des H₂-Kernnetzes kann für die Häfen durch die Möglichkeit des Transports von Wasserstoff und seiner Derivate über Binnenschiffe als Standortvorteil gewertet werden. Potenzielle Anlagenausfälle und Wartungsintervalle müssen bei der Berücksichtigung der Versorgungssicherheit mitgedacht werden. So kann z. B. durch den redundanten Anlagenaufbau (z. B. zwei Module) Versorgungsengpässen entgegengewirkt werden.

Die Anpassung des Energieversorgungskonzepts hat erheblichen Einfluss auf die Gestehungskosten. Neben der Unterteilung in PPA-Beschaffungshorizonten gerichtet an dem Bedarfshochlauf sollte hier z. B. auf die Preisabsicherung über PPAs und eine frühzeitige Beschaffungsstrategie geachtet werden. Zusätzlich zur Beschaffung ist auch auf die elektrische Einbindung ins Netz (ggf. Abregelung von EE-Potenzialen am Umspannwerk reduzieren, Redispatch 2.0), die Integration eines Batteriespeichers sowie die regulatorische Gegebenheit zur Erzeugung der unterschiedlichen Farben des Wasserstoffs zu achten.

NÄCHSTE SCHRITTE

Für den Fall, dass die Errichtung einer Elektrolyseanlage am jeweiligen Hafenstandort weiterverfolgt wird, sind nachfolgende Schritte in der Planung zu beachten:

Es sollte ein Konsortium aus Hafenbetreiber, Stadtwerken, Stadtverwaltung und interessierten Unternehmen für das Projekt gegründet werden. Einem solchen Projektkonsortium wird empfohlen, zunächst mit potenziellen H₂-Abnehmern und Unternehmen in der Region in Kontakt zu treten, um deren Pläne, H₂-Bedarfe und Wünsche zusammenzutragen. Zusätzlich ist die Region nach weiteren Akteuren und ähnlichen Projekten zu untersuchen. Es sollten zusammen Ideen diskutiert und darauf aufbauend ein Projektkonzept erarbeitet werden. Hierbei können bereits bestehende Projekte (HyStarter, KIPKI) in die Projektfindung integriert werden. Die in dieser Studie erarbeiteten Inhalte können darüber hinaus als Grundlage für weiterführende Planungen verwendet werden.

Im Anschluss an die Projektkonzeptionierung ist anhand einer Wirtschaftlichkeitsrechnung und einer Machbarkeitsstudie die techno-ökonomische Umsetzbarkeit zu untersuchen. Es wird empfohlen, die Finanzierung zu klären und falls notwendig Förderoptionen zu untersuchen. Im Zusammenhang mit der techno-ökonomischen Machbarkeitsuntersuchung können bereits mehrere Szenarien mittels einer toolbasierten Software simuliert werden, um die Wirtschaftlichkeit mit Vorhersagen für verschiedene H₂-Gestehungskosten durchzurechnen. Auf diese Weise kann die Robustheit des Konzepts und die Sensitivität auf veränderte Rahmenbedingungen untersucht werden. Zusätzlich sollten Genehmigungen und regulatorische Rahmenbedingungen identifiziert und bereits Kontakt zu Behörden (Struktur- und Genehmigungsdirektionen) aufgenommen werden.

Die weiterführende Planung hinsichtlich einer konkreten Umsetzung beinhalten die Beauftragung eines Ingenieurbüros für die tiefgreifenden Planungs- und Engineeringphasen. Die Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) bietet hier eine gute Grundlage zur Orientierung der Prozesse für das weitere Vorgehen von Grundidee und -konzept bis zur Inbetriebnahme der Anlage.

GESAMTFAZIT

Für die Hafenstandorte Speyer und Bendorf wird das Potenzial zur Errichtung einer Elektrolyseanlage aufgrund zahlreicher potenzieller industrieller H₂-Abnehmer in der Region, der gegebenen Infrastruktur und der starken Unterstützung zum Vorantreiben eines H₂-Projektes durch Hafenbetreiber, Stadtwerke und Stadtverwaltung als sehr hoch eingeschätzt. Darüber hinaus bieten die beiden Standorte durch Nähe zum H₂-Kernnetz, der Vielzahl an H₂-Abnehmern und der guten Anbindung das Potenzial, als regionaler H₂-Hub ausgebaut zu werden. Zusätzlich bestehen am Hafen Bendorf bereits Bestrebungen den Hafen durch eine H₂-Tankstelle zu erweitern.

Am Hafenstandort Trier fehlen nach jetzigem Stand die gewillten industriellen Abnehmer in direkter Hafenumgebung. Auch der Aufbau einer H₂-Tankstelle ist auf dem verfügbaren Gelände nicht durchführbar. Des Weiteren sind bereits ähnliche Projekte in der Region gestartet, in die die Stadtwerke Trier maßgeblich

involviert sind. So werden im Rahmen des KIPKI-Förderprogramms in Bitburg ein Elektrolyseur und eine Methanisierungsanlage geplant, um Wasserstoff und synthetisches Erdgas in das Ortsnetz einzuspeisen. Das Potenzial zur Errichtung einer Elektrolyseanlage am Hafenstandort Trier wird deutlich niedriger bewertet als an den anderen beiden Standorten Speyer und Bendorf.

8. Regulatorik

In diesem Kapitel wird auf die Genehmigungsverfahren der einzelnen Wertschöpfungsstufen eingegangen. Zu den Wertschöpfungsstufen gehören:

- EE-Produktion
- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- H₂-Verteilung

Vorweg werden für die einzelnen Wertschöpfungsstufen die zugehörigen technischen Anlagen zusammengefasst. Entsprechend der technischen Anlagen werden das notwendige Genehmigungsverfahren identifiziert, Voraussetzungen sowie Abhängigkeiten genannt und eine Übersicht über das Verfahren bzw. den Prozess gegeben. In diesem Zusammenhang werden zudem die (für die drei Hafenstandorte) zuständigen Behörden in Rheinland-Pfalz ermittelt. Neben der Genehmigung wird vor allem bezüglich der H₂-Erzeugung weitere Regulatorik beschrieben, welche einen relevanten Einfluss auf eine potenzielle Planungsphase haben kann.

Nachfolgend wird auf allgemeine Themen im Bereich der Genehmigung eingegangen. Bei der Identifikation des Genehmigungsverfahrens ist vom Vorhabenträger darauf zu achten, dass das höchstrangige Verfahren ermittelt wird. Die höherrangige Genehmigung umfasst bzw. ersetzt weitere Genehmigungen aus anderen Rechtsbereichen (auch Konzentrationswirkung genannt). Je nach Anlagen können die Anforderungen bzw. Voraussetzungen für mehrere Genehmigungsverfahren in Betracht kommen. Hier muss das höchstrangige Verfahren für die Genehmigung gewählt werden. Die unterschiedlichen Verfahren sind in Abbildung 56 exemplarisch dargestellt⁴. In der Grafik ist mittig das rangniedrigste Verfahren (Baugenehmigung) bis zum höchstrangigen Verfahren, dem Planfeststellungsverfahren (PFV) außen dargestellt. Die einzelnen Verfahren und deren Anforderungen unterscheiden sich zum Teil nach Bundesland und Kommune. [67], [68]



Abbildung 56: Exemplarische Übersicht der höchstrangigen Verfahren [67]

⁴ Abweichung möglich

Neben dem Genehmigungsverfahren müssen ggf. weitere Verfahren durchlaufen werden. Zu diesen gehören beispielsweise:

- Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)
- Anzeigepflicht nach Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDLtgV)
- Prüfung zur Anwendbarkeit der 12. BImSchV (Störfall-Verordnung)
- Einstufung als Industrieemissionen-Anlage (IE-Anlage) etc. [69]

Basierend auf der aktuellen Gesetzeslage hat das Bundeskabinett Ende Mai das sogenannte *Wasserstoffbeschleunigungsgesetz* beschlossen. Mit dem Artikelgesetz werden im Einklang mit der im Jahr 2023 fortgeschriebenen *Nationalen Wasserstoffstrategie* die rechtlichen Rahmenbedingungen für den schnellen Auf- und Ausbau der Infrastruktur für Erzeugung, Speicherung und Import von Wasserstoff geschaffen. Mit dem Gesetzentwurf wird der *RED III* (Renewable Energy Directive - *Erneuerbare Energien Richtlinie*) nachgekommen, die im Oktober 2023 veröffentlicht wurde. Nach dem Gesetzentwurf liegen die Errichtung und der Betrieb verschiedener Anlagentypen im Bereich der H₂-Erzeugung, -Speicherung, -Verteilung und -Umwandlung sowie der H₂-Derivate im überragenden öffentlichen Interesse. Die Zustimmung von Bundesrat und die Verabschiedung im Bundestag sind Stand Juli 2024 noch ausstehend. [70], [71]

Zu den Maßnahmen und Änderungen gehören:

- Anpassen von Höchstfristen für wasserrechtliche Zulassungsverfahren
- Digitale Genehmigungsverfahren
- Erleichterungen für den vorzeitigen Maßnahmenbeginn
- Beschleunigte Vergabeverfahren
- Verkürzte Instanzenzüge und beschleunigte Eilverfahren
- Verringerung des behördlichen Prüfaufwandes bei der Modernisierung von Elektrolyseuren.

Zusätzlich hat die *Novellierung der 4. BImSchV* im Hinblick auf die Einordnung von Elektrolyseanlagen und H₂-Erzeugungsanlagen und Derivaten, die nicht durch Elektrolyse hergestellt sind, bereits den Bundesrat passiert. [72]

An erforderlicher Stelle wird auf das *Wasserstoffbeschleunigungsgesetz* und die *Novellierungen der 4. BImSchV* in den jeweiligen Unterkapiteln zu den Wertschöpfungsstufen Bezug genommen und auf die Inhalte des Gesetzestexts bzw. der Verordnung detailliert verwiesen.

Übergreifend sind die zuständigen Behörden für die einzelnen Genehmigungsverfahren an den drei Hafensstandorten in Abbildung 57 hinterlegt. Es ist ratsam, frühzeitig im Planungsprozess mit den zuständigen Behörden in Kontakt zu treten, um den Genehmigungsprozess nicht zu verzögern und eventuelle Regelungen im Engineering frühzeitig zu berücksichtigen. Darüber hinaus können etwaige Hürden identifiziert und in Zusammenarbeit mit den Genehmigungsbehörden eine Lösung gefunden werden.

Speyer	Bendorf	Trier
<p>Baugenehmigung nach Landesbauordnung Rheinland-Pfalz (LBauO)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stadt Speyer - 530 - Bauaufsicht und Denkmalpflege <p>Erlaubnisprüfung nach BetrSichV</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regionalstelle Gewerbeaufsicht Neustadt <p>Genehmigungsverfahren nach BImSchG</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regionalstelle Gewerbeaufsicht Neustadt <p>Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd 	<p>Baugenehmigung nach Landesbauordnung Rheinland-Pfalz (LBauO)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stadt Bendorf - Fachbereich 4 - Stadtentwicklung, Bauen, Wirtschaft, Kultur ▪ Kreisverwaltung Mayen-Koblenz - Referat 9.63 / Bauaufsicht, Bauleitplanung <p>Erlaubnisprüfung nach BetrSichV</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regionalstelle Gewerbeaufsicht Koblenz <p>Genehmigungsverfahren nach BImSchG</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regionalstelle Gewerbeaufsicht Mainz <p>Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord 	<p>Baugenehmigung nach Landesbauordnung Rheinland-Pfalz (LBauO)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stadtverwaltung Trier - Amt für Immobilien, Innenstadt, Handel, Bau- und Umweltordnung - Bauaufsicht <p>Erlaubnisprüfung nach BetrSichV</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regionalstelle Gewerbeaufsicht Trier <p>Genehmigungsverfahren nach BImSchG</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regionalstelle Gewerbeaufsicht Neustadt <p>Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd

Abbildung 57: Für die Genehmigungsverfahren zuständigen Behörden and den Hafensstandorten Speyer, Bendorf und Trier [75], [76], [77]

8.1. H₂-Erzeugung

Im Bereich der H₂-Erzeugung finden sich nach dem aktuellen Gesetzesstand genehmigungsbedürftige Anlagenteile, welche für die Errichtung oder den Betrieb eine Genehmigung erfordern. Angelehnt an die in Kapitel 7 erarbeiteten Anlagenkonzepte fallen folgende Anlagenteile je nach Auslegung unter Genehmigungsbedürftigkeit:

- Netzanschluss und Wasseranschluss
- Pipelinebasierte Infrastruktur
- Batteriespeicher
- Elektrolyseanlage inkl. Peripherie
- H₂-Speicher
- H₂-Tankstelle und Abfüllanlage

Das Genehmigungsverfahren von Power-to-X-Anlagen⁵ ist bereits in mehreren Leitfäden ausführlich beschrieben (siehe [67], [68], [69], [73]). Daher wird an dieser Stelle ausschließlich auf Grundlagen, Voraussetzungen und Anpassungen nach *Wasserstoffbeschleunigungsgesetz* und *Novellierung der 4. BImSchV* eingegangen. Für die in dieser Studie betrachteten drei Hafestandorte Speyer, Bendorf und Trier wird jeweils das voraussichtlich höchstrangige Genehmigungsverfahren identifiziert und die jeweils zuständige Behörde genannt.

Vorhabenträger, welche die Errichtung und Inbetriebnahme eines Elektrolyseurs zur H₂-Erzeugung planen, müssen für die Umsetzung ihres Projekts vorab klären, welche öffentlich-rechtlichen Genehmigungen eingeholt werden müssen. Gemäß der *4. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen – 4. BImSchV)* fallen Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff im industriellen Umfang unter die *Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV* und sind daher immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig. Anlagen „zur Herstellung im industriellen Umfang“ sind nicht endgültig definiert, jedoch fallen gewerblich genutzte bzw. kommerzielle Anlagen darunter und durchlaufen somit ein förmliches Genehmigungsverfahren nach § 4 *BImSchG* mit Öffentlichkeitsbeteiligung. Ist dies nicht der Fall und wird die Anlage als überwachungsbedürftige Anlage eingeordnet, ist die Anlage erlaubnispflichtig nach § 18 *BetrSichV*. Es kann jedoch Einzelfälle geben, die lediglich eines Erlaubnisverfahrens nach *BetrSichV* und *Baugenehmigung* bedarf. Das *Planfeststellungsverfahren* (PFV) ist nur in besonderen Fallkonstellationen das höchstrangige Verfahren. Dies ist nur bei raumbedeutsamen Vorhaben und Infrastrukturmaßnahmen (Bundesstraße, Bundesautobahnen, Eisenbahnverkehrsanlagen, Deponien, Hochspannungsleitungen, Rohrfernleitungen etc.) der Fall. Jedoch kann die Anlage auch nach § 43 Abs. 2 *Nr. 7 Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) als Energiekopplungsanlagen eingestuft werden und somit auf freiwilliger Basis das *PFV* durchlaufen werden. Wenn der Vorhabenträger gleichzeitig das Energieversorgungsunternehmen ist und die Versorgungsleitungen (Strom- und Gasinfrastrukturen) mitgenehmigen muss, kann es effizienter und sinnvoll sein, die Power-to-X-Anlagen bzw. Elektrolyseanlage im *PFV* zu integrieren. Dies ist jedoch aufwändiger als eine Genehmigung nach *BImSchG*. [67], [68], [69], [73], [74]

Die überwiegende Anzahl der in Deutschland errichteten Elektrolyseure wird nach *Bundesimmissionsschutzgesetz* genehmigt (*BImSchG*). Somit ist die Erlaubnis nach *BetrSichV* und *Baugenehmigung* durch die Konzentrationswirkung miteingeschlossen.

Die Bearbeitungsfrist ist nach vollständigem Eingang aller geforderter Unterlagen für das förmliche Verfahren mit 7 Monaten und für das vereinfachte Verfahren sowie das Erlaubnisverfahren nach *BetrSichV* mit 3 Monaten angegeben. Die Kosten sind je nach Kommune, Behörde und Anlage unterschiedlich.

Es bleibt anzumerken, dass die Genehmigung der Elektrolyseanlage zusammen mit den anderen genannten Anlagenteilen als zusammengehörige Anlage betrachtet wird. Das strengste bzw. höchstrangige Genehmi-

⁵ Unter Power-to-X-Anlagen sind Anlagen zusammengefasst, die Strom(-überschüsse) in anderen Energieformen, wie z. B. Wasserstoff, umwandeln und in diesen speichern.

gungsverfahren für ein Anlagenteil bestimmt das Genehmigungsverfahren für die Gesamtanlage. Dies bedeutet, dass auch die Genehmigungsvorgänge für weitere Anlagen in der Peripherie mitbetrachtet werden müssen. Die Identifikation sollte erst mit einer konkreten Projektentwicklung ggf. durch Dienstleister angegangen und in der weiteren Planungsphase berücksichtigt werden.

Zur vereinfachten Darstellung sind die Anlagenteile mit den zugehörigen Verfahren inkl. Anmerkungen in Tabelle 18 zusammengefasst.

Tabelle 18: Einordnung der Elektrolyseanlagenteile in die zu durchlaufenden Genehmigungsverfahren⁶

Anlagenteil	Genehmigungsverfahren (Abweichungen/ Änderungen möglich)	Einordnung & Abhängigkeit (Abweichungen/ Änderungen möglich)
Netzanschluss	Planfeststellungsverfahren	Hochspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung ≥ 110 kV (§ 43 EnWG) Hochspannungsleitungen nach § 2 Abs. 5 und 6 des Bundesbedarfsplangesetzes (§ 43 EnWG)
Wasseranschluss	UVP-Pflicht: Planfeststellungsverfahren Keine UVP-Pflicht: Plangenehmigung	Rohrleitungsanlage zum Befördern von Wasser mit Leitungslänge > 2 km (§ 65 und Anlage 1 UVP-G, Wasserfernleitung)
Pipelinebasierte Infrastruktur	Planfeststellungsverfahren	Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser ≥ 300 mm (§ 43 EnWG) Rohrleitungsanlage zum Befördern nichtverflüssigter Gase mit Leitungslänge > 40 km, Durchmesser > 800 mm (§ 65 und Anlage 1 UVP-G)
	UVP-Pflicht: Planfeststellungsverfahren Keine UVP-Pflicht: Plangenehmigung	Rohrleitungsanlage zum Befördern nichtverflüssigter Gase mit Leitungslänge < 40 km, Durchmesser $> 300 - 800$ mm (§ 65 und Anlage 1 UVP-G)
Batteriespeicher	Planfeststellungsverfahren	Großspeicheranlagen mit einer Nennleistung ≥ 50 MW (§ 43 EnWG)
Elektrolyseanlage inkl. Peripherie	Planfeststellungsverfahren	Energiekopplungsanlage, Integriertes Verfahren mit Strom- und Gasinfrastruktur (§ 43 EnWG, fakultativ, d.h. Wahlrecht des Anlagenbetreibers)
	Förmliches Verfahren nach BImSchG	Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff im industriellen Umfang (4. BImSchV Anhang 1)
	Erlaubnisverfahren nach BetrSichV	Einordnung, als überwachungsbedürftige Anlage (§ 18 BetrSichV), meist durch Konzentrationswirkung abgedeckt
H ₂ -Speicher	Förmliches Verfahren nach BImSchG	H ₂ -Lagermenge ≥ 30 t (4. BImSchV Anhang 2)
	Vereinfachtes Verfahren nach BImSchV	H ₂ -Lagermenge ≥ 3 t (4. BImSchV Anhang 2)
H ₂ -Tankstelle und Abfüllanlage	Erlaubnisverfahren nach BetrSichV	Eigenständige H ₂ -Gasfüllanlage (§ 18 BetrSichV, Genehmigungsverfahren nach BImSchG erst bei H ₂ -Lagermenge ≥ 3 t bzw. unter Umständen bei integrierten H ₂ -Gasfüllanlagen)

⁶ Abweichungen möglich, bleibt für jeweiliges Anlagenkonzept und den Stand der Regulatorik zu überprüfen; nur die in der Regel zu treffenden Verfahren für die Gesamtanlage genannt [67], [68], [69], [73], [75]

Mit der Novellierung der 4. BImSchV sollen Elektrolyseanlagen zukünftig unter Anhang 1 10.26 „Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser“ geführt werden. In der Novellierung wird zwischen Elektrolyseuren mit einer Nennleistung über 5 MW (10.26.2) und über 68 MW (50 t H₂-Erzeugung pro Tag, 10.26.1) unterschieden. Somit fallen Anlagen unter 5 MW nicht mehr unter die immissionsrechtliche Genehmigungspflicht nach BImSchG. Für Anlagen zwischen 5 und 68 MW wird das vereinfachte Verfahren gelten und erst Anlagen über 68 MW werden unter das förmliche Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung fallen. Dies ist nur der Fall, wenn die übrigen Anlagenteile der Gesamtanlage nicht unter ein höherrangiges Verfahren fallen. Die Novellierung, zusammen mit den Änderungen im Wasserstoffbeschleunigungsgesetz, werden somit die Genehmigungsverfahren für Elektrolyseanlagen vereinfachen und beschleunigen. Nach Wasserstoffbeschleunigungsgesetz steht die Errichtung und der Betrieb im überragenden öffentlichen Interesse, wenn ein Großteil der Stromversorgung aus EE-Quellen (Inbetriebnahme bis Ende 2029, Grenzwert von 80 % EE-Strom) stammt. [71], [72]

Neben der Identifikation des höchstrangigen Genehmigungsverfahrens bei der Errichtung einer Elektrolyseanlage, sind weitere Verfahren und Pflichten zu prüfen. Hier zu nennen ist die UVP-Pflicht (inkl. Vorprüfung) nach UVP-Gesetz, die maßgeblich von H₂-Lagermengen (> 3 t) sowie Durchmessern und Längen der pipelinebasierten Infrastruktur abhängig ist (siehe Tabelle 18). Besonders im Bereich der H₂-Lagermengen wird die Störfallverordnung (12. BImSchV) bei Lagermengen ab 5 t Wasserstoff relevant. Bei der Störfallverordnung werden allerdings auch andere Gefahrenstoffe auf dem Betriebsgelände mitbetrachtet, sodass stets die Gesamtmenge der gelagerten relevanten Stoffe berücksichtigt werden muss. Zusätzlich kann bei der Elektrolyseanlage eine Anzeigepflicht nach Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV) bestehen, die ab Leitungsdrücken (inkl. Verdichter-, Regel- und Messanlagen) von 16 bar zum Tragen kommt. Darüber hinaus bleibt für die Abwasserleitung oder z. B. das Elektrolyt der alkalischen Elektrolyse die Gesetzeslage des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) zu prüfen. Weitere Verfahren im Sinne des Naturschutzes, der Kennzeichnung als IE-Anlage oder die Geräuschemission sind zu berücksichtigen.

Neben der Regulatorik im Bereich der Genehmigung und zusätzlicher Verfahren wird nachfolgend auf weitere rechtliche Rahmenbedingung für den Betrieb der Elektrolyseanlage eingegangen, die in einer weiteren Planungsphase zu berücksichtigen sind. Unter die RED II bzw. 37. BImSchV fällt die Regulatorik zur Zertifizierung der Erzeugung von grünem Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse. Maßgeblich ist die Regulatorik an den Strombezug bzw. -versorgung der Elektrolyseanlage gerichtet. Hier spielt der Strombezug über eine Direktleitung oder aus dem Netz sowie die Beschaffung und Einordnung von PPA-Verträgen (z. B. Gleichzeitigkeit, geografische Korrelation) eine zentrale Rolle. Die für die Stromversorgung wichtigen Informationen sind in Abbildung 58 dargestellt.



IBN: Inbetriebnahme, ¹ Stromerzeugungsanlagen, die Biomasse nutzen sind ausgeschlossen, ² nach Ende eines PPAs mit einer H₂-Erzeugungsanlage erhalten Stromerzeugungsanlagen das IBN-Datum der H₂-Erzeugungsanlage, mit der ein neuer PPA abgeschlossen wird, ³ Erweiterungen von H₂-Erzeugungsanlagen innerhalb der ersten 36 Monate nach IBN erhalten das ursprüngliche IBN-Datum, ⁴ ausgenommen sind u. a. zurückgezahlte Förderungen und Förderungen vor einem Repowering, ⁵ EU-Mitgliedsstaaten können strengere Anforderungen erlassen, ⁶ gilt nicht für Kapazitäten, die ab dem 1.1.2028 hinzugebaut werden, ⁷ Zwischenspeicherung in neuer Anlage erlaubt; Mitgliedsstaaten können Anforderung der stündlichen Gleichzeitigkeit bereits ab 01.07.2027 festlegen, ⁸ Sofern Wert in einem Kalenderjahr erreicht wird, wird unterstellt, dass dies auch die folgenden 5 Kalenderjahre der Fall ist., ⁹ die vertikalen Pfade können beliebig miteinander kombiniert werden.

Abbildung 58: Zertifizierungsgrundlage für grünen Wasserstoff nach RED II bzw. 37. BImSchV (Stromversorgung der Elektrolyseanlage) [76], [77], Abbildung nach [78]

Die Anforderung zur Erfüllung der Zertifizierung nach 37. *BlmSchV* spielt in erster Linie bei der Verwendung des Wasserstoffs in Mobilitätsanwendungen eine entscheidende Rolle. Dies ist der Fall, wenn der Inverkehrbringer des Wasserstoffs als Kraftstoff für Mobilitätsanwendungen zusätzliche Gelder über den Verkauf von THG-Quoten (Treibhausgasquote) erwirtschaften will. Für industrielle Anwendungen ist individuell mit den H₂-Abnehmern zu diskutieren, ob grüner Wasserstoff nach 37. *BlmSchV* gefordert ist oder ob geringere Anforderungen an den Wasserstoff gestellt werden können. Beispielsweise könnten hier die Beschaffung von Herkunftsnachweisen und Energieentnahmen aus dem Netz für „emissionsarmen“ Wasserstoff sorgen, der unter Umständen den Anforderungen des H₂-Abnehmers im Sinne der Nachhaltigkeit genügt. Dies hätte den Vorteil, dass mehr Energieerzeugungsanlagen den Ansprüchen genügen, sodass die Strombeschaffung der Elektrolyseanlage am Strom-Spotmarkt flexibilisiert werden könnte, was wiederum zu günstigeren H₂-Erzeugungskosten führen würde. Besonders im Bereich der Strombeschaffung und Versorgung des Elektrolyseurs besteht großes Optimierungspotenzial (siehe Kapitel 7), bei welcher im optimierten Fall verschiedene Strompreiskomponenten wegfallen und somit die Energiekosten maßgeblich sinken. Hier sind die Befreiung der Stromsteuer nach § 9a *StromStG*, des Netzentgeltes nach § 118 Absatz 6 *EnWG* und KWK- und *Offshoreumlage* nach § 25 *EnFG* zu nennen. Die Befreiung der Strompreiskomponenten ist abhängig vom Betreiber und Aufbau der Anlage, der Zertifizierung des Wasserstoffs sowie vom Inbetriebnahmezeitpunkt. Verbleibende Abgaben sind im Idealfall nur die Konzessionsabgabe und Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen nach § 19 *StromNEV-Umlage*.

Die in dieser Studie betrachteten Elektrolyseanlagenkonzepte sind nach jetzigem regulatorischen Stand nach förmlichen Verfahren gemäß *BlmSchG* zu genehmigen. Eine genaue Identifikation der Genehmigung sollte allerdings erst in der weiteren Planungsphase gestartet werden. Bis dahin sind nach jetzigem Stand noch Änderungen, beispielsweise am *Wasserstoffbeschleunigungsgesetz* und die Novellierung der 4. *BlmSchV* zu erwarten.

8.2. H₂-Import

Gemäß der 4. *Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen – 4. BlmSchV)* fallen Cracker zur Spaltung von Ammoniak (Anhang 1, Nr.4.1.12), die Dehydrierung von LOHC (Anhang 1, Nr.4.1.1), die Regasifizierung von LH₂ (Anhang 1, Nr.4.1.12), sowie die Speicherung von Ammoniak (Anhang 2, Nr.9) und LOHC (Anhang 2) im industriellen Umfang voraussichtlich unter die 4. *BlmSchV* und sind daher immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig. Es handelt sich um Anlagen zur Herstellung im industriellen Umfang bei einer gewerblich genutzten bzw. kommerziellen Anlage, sodass diese ein förmliches Genehmigungsverfahren nach § 4 *BlmSchG* mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchläuft. Ist dies nicht der Fall, und wird die Anlage als überwachungsbedürftige Anlage eingeordnet, ist die Anlage erlaubnispflichtig nach § 18 *BetrSichV*. Tabelle 19 fasst die Einordnung der Anlagen der Gesamtwertschöpfungsketten in die zu durchlaufenden Genehmigungsverfahren zusammen. Abweichungen vom genannten sind dabei möglich – vor allem, wenn das neue *Wasserstoffbeschleunigungsgesetz* in Kraft tritt.

Wie bereits im vorherigen Kapitel 8.1 erwähnt, kann die Novellierung der 4. *BlmSchV*, zusammen mit den Änderungen im *Wasserstoffbeschleunigungsgesetz*, das Genehmigungsverfahren für H₂-Infrastrukturanlagen vereinfachen und beschleunigen. Laut § 2 *Anwendungsbereich Absatz 1* des Entwurfs des *Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes* ist das Gesetz auf die Zulassung der Folgenden für diese Studie relevanten Anlagen anzuwenden:

- Anlagen zur Speicherung von Wasserstoff (Nr. 2)
- Anlagen zum Import von Wasserstoff und Ammoniak und flüssigen organischen H₂-Trägern (Nr. 3,4,5)
- Anlagen zur Aufspaltung von Ammoniak (Nr.6) und Dehydrierung von flüssigen organischen H₂-Trägern (Nr.7)
- Verdichter, die für den Betrieb von H₂-Leitungen erforderlich sind (Nr. 8)
- Dampf- oder Wasserleitungen, welche für den Betrieb von Anlagen nach den Nummern 2 bis 7 erforderlich sind
- Stromleitungen, die eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien mit dem Standort einer Anlage nach den Nummern 2 bis 7 zum Zweck der direkten Versorgung verbinden.

Unter § 3 Begriffsbestimmungen werden Begriffe des § 2 spezifiziert. Zum Beispiel ist im Sinne des Gesetzes eine „Anlage zum Import von Ammoniak (§ 2, Absatz 1, Nr. 4)“ eine Anlage zur Einfuhr, Entladung, Lagerung oder Wiederverdampfung von verflüssigtem Ammoniak. [71]

Tabelle 19 Einordnung weiterer Anlagen der Gesamtwertschöpfungsketten in die zu durchlaufenden Genehmigungsverfahren

Anlage	Genehmigungsverfahren (Abweichungen/ Änderungen möglich)	Einordnung/ Abhängigkeit (Abweichungen/ Änderungen möglich)
Cracker	Förmliches Verfahren nach § 10 BImSchG in Verbindung mit Anhang I der Richtlinie 2019/75/EU	Chemische Erzeugnisse und Weiterverarbeitung (4. BImSchV, Anhang 1, Spalte a, Nr. 4.1.12)
Regasifizierung	Förmliches Verfahren nach § 10 BImSchG in Verbindung mit Anhang I der Richtlinie 2019/75/EU	Chemische Erzeugnisse und Weiterverarbeitung (4. BImSchV, Anhang 1, Nr. 4.1.12)
Dehydrierung	Förmliches Verfahren nach § 10 BImSchG in Verbindung mit Anhang I der Richtlinie 2019/75/EU	Chemische Erzeugnisse und Weiterverarbeitung (4. BImSchV, Anhang 1, Nr. 4.1.1)
Ammoniak-Speicher	Förmliches Verfahren nach BImSchG	Ammoniak-Lagermenge ≥ 30 t (4. BImSchV, Anhang 1, Nr. 9.3.1, Anhang 2, Nr. 9)
	Vereinfachtes Verfahren nach BImSchV	Ammoniak-Lagermenge ≥ 3 t (4. BImSchV, Anhang 1, Nr. 9.3.2, Anhang 2, Nr. 9)

8.3. H₂-Verteilung

Einige der Technologien für den H₂-Transport sind noch nicht vollständig ausgereift und werden derzeit experimentell oder in kleinem Maßstab umgesetzt. Dennoch ist klar, dass für jede Form der Speicherung und des Transports von Wasserstoff, Ammoniak, LOHC und von anderen H₂-basierten Energieträgern geeignete Rahmenbedingungen erforderlich sind. Das *TransHyDE*-Leitprojekt ist Teil der drei H₂-Leitprojekte des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) und widmet sich der Gestaltung einer Infrastruktur für den H₂-Transport. Das *TransHyDE*-Projekt "Norm" zielt dabei darauf ab, bestehende Regelungslücken in Bezug auf Normen, Standards und technische Zertifizierungsprogramme zu identifizieren und Lösungsansätze zu entwickeln. Die Projektpartner arbeiten eng mit anderen *TransHyDE*-Projekten zusammen, um sicherzustellen, dass die Anforderungen der neu entwickelten Technologien im normativen Rahmen berücksichtigt werden. [79]

Im Rahmen dieses Kapitels H₂-Verteilung wird nachfolgend der Unterschied zwischen einem Gefahrstoff und einem Gefahrgut erläutert. Anschließend wird auf die jeweils geltenden Verordnungen für die Wahl des Transportmittels hingewiesen. Obwohl die Begriffe "Gefahrstoff" und "Gefahrgut" manchmal fälschlicherweise synonym verwendet werden, gibt es klare Unterschiede zwischen ihnen. Diese Bezeichnungen stammen aus verschiedenen Regelwerken und sind teils unterschiedlich definiert.

GEFAHRSTOFF

- Der Begriff „Gefahrstoff“ wird durch die europäische Classification, Labelling and Packaging (CLP)-Verordnung oder in Deutschland durch die Gefahrstoffverordnung (*GefStoffV*) beschrieben. Die CLP-Verordnung basiert auf dem *Globally Harmonised System (GHS)* der Vereinten Nationen und harmonisiert

die Anforderungen für Gefahrstoffe innerhalb der EU. Sie betrifft die Kennzeichnung von Chemikalien und dient dazu, einheitliche Standards für die Sicherheit von Stoffen und Gemischen zu gewährleisten.

- Gefahrstoffe sind Stoffe mit bestimmten gefährlichen Eigenschaften. Die Verordnung legt Vorgaben für Kennzeichnung, Verpackung, Lagerung und Handhabung fest.
- Dies ist vor allem für den innerbetrieblichen Transport von Gefahrstoffen relevant, da er als „Tätigkeit mit Gefahrstoffen“ betrachtet wird und der Gefahrstoffverordnung sowie den nachgelagerten Technischen Regeln für Gefahrstoffe unterliegt.

Gemäß der *GefStoffV* ist der Arbeitgeber dazu verpflichtet, Hilfsmittel für den Gefahrstofftransport im Betrieb bereitzustellen. Dies umfasst den innerbetrieblichen Transport von Gefahrstoffen gemäß § 7 *GefStoffV*. Dabei müssen Gefährdungsbeurteilungen durchgeführt und geeignete Schutzmaßnahmen umgesetzt werden. Hierzu zählen technische Hilfsmittel wie Fasshandling-Geräte oder Transportequipment für Gasflaschen, die spezielle Schutzmechanismen bieten und eine sichere Beförderung der Gebinde gewährleisten. Die *GefStoffV* betont ausdrücklich, dass technische Maßnahmen Vorrang vor organisatorischen und personenbezogenen Schutzmaßnahmen haben sollten (STOP-Prinzip). Zusätzlich wird das präventive Tragen einer persönlichen Schutzausrüstung (PSA) beim Gefahrstofftransport empfohlen. Mitarbeiter müssen speziell in Bezug auf den Transport von Gefahrstoffen über die gefährlichen Stoffeigenschaften, mögliche Gefährdungen und erforderliche Schutzmaßnahmen informiert und entsprechend unterwiesen werden.

GEFAHRGUT

- Als „Gefahrgut“ werden gefährliche Stoffe bezeichnet, zum Beispiel im Sinne des *ADR (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße)* bezogen auf den Straßenverkehr.
- Im Gegensatz zur Gefahrstoffverordnung betrachtet das *ADR* die Gefahr durch Stoffe explizit im Zusammenhang mit ihrer Beförderung im öffentlichen Raum. Daher kann ein Stoff als Gefahrstoff gelten, aber nicht als Gefahrgut nach *ADR*.
- Wer gefährliche Stoffe auf öffentlichem Gebiet befördern möchte, sollte sich intensiv mit den Vorschriften des Gefahrgutrechts auseinandersetzen.

Der innerbetriebliche Transport von Gefahrstoffen birgt im Vergleich zu herkömmlichen Transportaufgaben ein erhöhtes Risikopotenzial. Dabei drohen nicht nur physische Gesundheitsgefahren durch manuelles Heben schwerer Lasten oder typische Stolper-, Rutsch- und Sturzunfälle. Zusätzlich besteht ein erhebliches Risiko, dass das Transportgut bei einem Unfall beschädigt wird. Gefahrstoffe können in der Folge unkontrolliert austreten und verheerende Wirkungen entfalten. Im Folgenden wird genauer darauf eingegangen, welche Risiken durch den Transport von Gefahrstoffen entstehen.

Wenn ein Behälter unsachgemäß befördert oder beim Transport beschädigt wird, kann es schnell zu einem unkontrollierten Austritt von Gefahrstoffen kommen. Je nach Art des Stoffs ergeben sich unterschiedliche Risiken. Ist der Stoff beispielsweise als umweltgefährlich eingestuft, kann ein Eindringen in den Boden oder in anliegende Gewässer erhebliche Umweltschäden verursachen. Viele Stoffe können die Gesundheit schädigen, sei es durch Hautkontakt, Einatmen oder Verschlucken. Entzündbare Stoffe wiederum können mit der Umgebungsluft eine gefährliche explosionsfähige Atmosphäre bilden.

Um die Gefahren der in einem Betrieb verwendeten Stoffe zu erkennen, sollte das jeweilige Sicherheitsdatenblatt (SDB) konsultiert werden. Der Arbeitgeber ist außerdem dafür verantwortlich, eine klare Kennzeichnung sicherzustellen, damit Mitarbeiter die Gefahrstoffe vor dem Transport eindeutig identifizieren können.

Aus dem Gefahrgutrecht ergeben sich spezielle Vorschriften, wie z. B. Kennzeichnungspflichten, die Verwendung von Verpackungen mit spezieller Transportzulassung oder die Notwendigkeit, als Fahrzeugführer weiterführende Kenntnisse vorzuweisen, wie zum Beispiel einen „Gefahrgutführerschein“.[80]

Aufgrund der toxischen Wirkung von Ammoniak auf Mensch und Umwelt wird dieser als Gefahrgut eingestuft. Flüssiger und komprimierter Wasserstoff gelten ebenfalls als Gefahrgut. Bei der Speicherung von Wasserstoff in LOHC ist die Explosionsgefahr gebannt. LOHC wird dementsprechend nicht als Gefahrgut eingestuft. [81], [82]

Im Folgenden wird genauer auf die Beförderung von Gefahrgut und die damit verbundenen Vorschriften eingegangen. Die drei Regelwerke, *RID (Reglement international concernant le transport des marchandises dangereuses par chemin de fer)*, *ADR (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung*

gefährlicher Güter auf Straßen) und ADN (*Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen*) regeln den Transport von Gefahrgütern.

RID ist ein internationales Regelwerk, welches den Transport von Gefahrgut im Schienenverkehr regelt. Es enthält Vorschriften zur Klassifizierung, Verpackung, Kennzeichnung und Dokumentation von Gefahrgut. Es verwendet UN-Nummern sowie spezifische Formen und Symbole, um die Art des Gefahrguts anzuzeigen.

Das *ADR* gilt für den Straßenverkehr und enthält ebenfalls Vorschriften zur Klassifizierung, Verpackung, Kennzeichnung und Dokumentation von Gefahrgütern. Es verwendet UN-Nummern und farblich gekennzeichnete Gefahrzettel.

Das *ADN* hingegen regelt den Transport von Gefahrgut auf Binnenwasserstraßen (Binnenschifffahrt). Es enthält ähnliche Vorschriften wie das *ADR*, ist jedoch speziell auf Binnenschiffe zugeschnitten. Auch hier werden UN-Nummern und farblich gekennzeichnete Gefahrzettel verwendet.

Die *ADN* bildet zusammen mit der *Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt (GGVSEB)* das umfassende Basisregelwerk für den Binnenschifftransport. Das *ADN* regelt unter anderem den Bau, die Ausrüstung und Zulassung der Schiffe sowie den Umgang während der Beförderung. Das Übereinkommen trat in Deutschland am 29. Februar 2008 in Kraft. Die Anlage zum *ADN* mit technischen und betrieblichen Vorschriften gilt seit dem 28. Februar 2009. Die aktuelle Fassung des *ADN* von 2023 steht zum Herunterladen bereit (siehe [83]).

Die *GGVSEB* verweist auf das *ADN* und setzt es für alle schiffbaren Binnengewässer (Bundeswasserstraßen und schiffbare Landesgewässer) in Deutschland um. Sie enthält Anwendungshinweise für Gefahrguttransporte auf Straße, per Eisenbahn und Binnenschiff. Die *GGVSEB* basiert auf den Modellvorschriften *ADR*, *RID* und *ADN*.

Das Bundesministerium Digitales und Verkehr (BMDV) hat gemäß Unterabschnitt 1.15.2.4 *ADN* vier Klassifikationsgesellschaften für die technische Untersuchung der zur Beförderung gefährlicher Güter verwendeten Binnenschiffe anerkannt:

- DNVGL SE, Brooktorkai 18, 20457 Hamburg
- RINA Germany GmbH, Am Sandtorpark 4, 20457 Hamburg
- Bureau Veritas Marine Belgium & Luxembourg N.V., Antwerpen, Belgien, als Tochtergesellschaft der Bureau Veritas Registre International de Classification de Navires et d'Aéronefs Société Anonyme à Directoire et Conseil de Surveillance, Neuilly sur Seine, Frankreich; Firmenanschrift in Deutschland: Veritaskai 1, 21079 Hamburg
- Lloyd's Register EMEA, London, Großbritannien, handelnd durch Lloyd's Register EMEA Niederlassung Rotterdam, Niederlande; Firmenanschrift in Deutschland: Am Sandtorkai 41, 20457 Hamburg

Das Bundesministerium für Digitales und Verkehr empfiehlt, sich bei fachlichen Fragen zur Klassifikation von Binnenschiffen für die Beförderung gefährlicher Güter unmittelbar an entsprechende Stellen zu wenden. [84]

8.4. H₂-Qualität

Die *DVGW G 260 (2021)* regelt die Qualität von in Ferngasleitungen transportiertem Wasserstoff. Insbesondere die Gruppe A der neuen, fünften Gasfamilie mit einem Mindestgehalt von 98 % Wasserstoff ist relevant. Diese Qualität eignet sich für die meisten H₂-Anwendungen, sei es als Reduktionsmittel in der Stahlproduktion oder als Brennstoff zur Erzeugung von Prozesswärme. Dabei werden auch mögliche Kohlenwasserstoffreste in umgestellten Erdgasleitungen berücksichtigt, ohne die H₂-Qualität wesentlich zu beeinträchtigen.

In Abbildung 59 sind verschiedene H₂-Qualitäten zusammengefasst, welche durch verschiedene Produktionsmethoden erzeugt werden. Dabei werden außergewöhnliche Aufreinigungen nicht berücksichtigt. Die höchste Reinheit erreicht man durch Elektrolyse, da dabei nur die im Wasser gelösten Begleitgase in den Wasserstoff übergehen. Wasserstoff, der durch Pyrolyse oder Dampfreformierung erzeugt wird, kann noch Reste von Erdgasen (Kohlenwasserstoffe) enthalten.

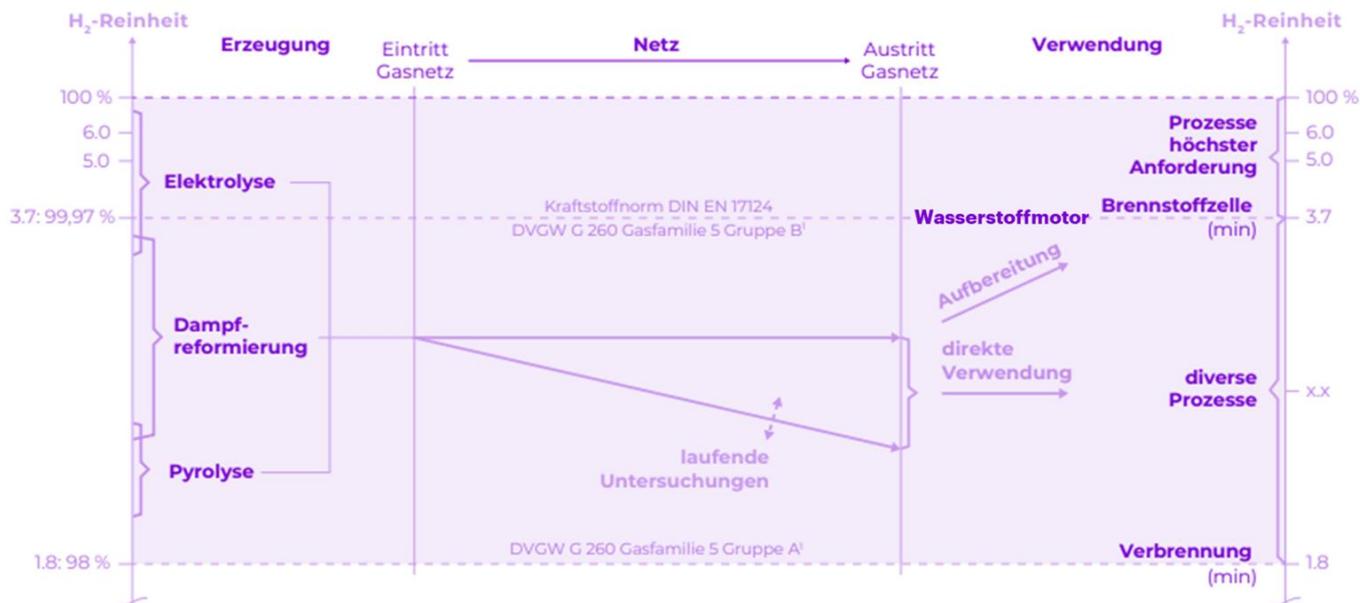


Abbildung 59: Verschiedene Wasserstoffqualitäten abhängig von den Produktionsmethoden nach [85]

Für Anwendungen in Brennstoffzellen oder spezielle stoffliche Prozesse, wie etwa in der pharmazeutischen Produktion, ist eine weitere Aufreinigung auf die erforderliche H₂-Reinheit möglicherweise notwendig. Da Wasserstoff bereits in der Fernleitung eine hohe Reinheit aufweist, kann dies effizient über Membranen oder Druck- bzw. Temperaturwechseladsorptionsanlagen erfolgen. [85]

Literaturverzeichnis

- [1] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB), „Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz“, 2024.
- [2] International Energy Agency (IEA), „The Future of Hydrogen“, Juli 2019, Zugegriffen: 25. Juli 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- [3] Steiner, Marewski, und Silcher, „DVGW-Projekt SyWeSt H2: Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit“, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW). [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-28032023-forschungsbericht-staehle-h2ready>
- [4] Friesenhahn, „Binnenschifffahrt 2023: Güterumschlag auf historischem Tiefstand“, Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statistik.rlp.de/themen/verkehr/news/nachrichtendetailseite/binnenschifffahrt-2023-gueterumschlag-auf-historischem-tiefstand>
- [5] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), „Wissenswertes zu Wasserstoff - BMBF“, Bundesministerium für Bildung und Forschung - BMBF. Zugegriffen: 11. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/wissenswertes-zu-gruenem-wasserstoff.html>
- [6] Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung (Fraunhofer IPA), „Grünen Wasserstoff durch PEM-Wasserelektrolyse produzieren“, interaktiv.ipa.fraunhofer.de. Zugegriffen: 19. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://interaktiv.ipa.fraunhofer.de/kreislaufwirtschaft-und-klimaneutrale-produktion/grunen-wasserstoff-durch-pem-wasserelektrolyse-produzieren/>
- [7] Deutsche WindGuard und Stiftung Offshore Windenergie, „Hintergrundpapier zu den Herstellungsmethoden von Wasserstoff“.
- [8] Energiepark Mainz, „Wasserstoff-Vorzeigeprojekt läuft erfolgreich“, [energiepark-mainz.de](https://www.energiepark-mainz.de). Zugegriffen: 18. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energiepark-mainz.de/artikel-detailseite/article/wasserstoff-vorzeigeprojekt-laeuft-erfolgreich/>
- [9] BASF, „CO₂-freier Wasserstoff: BASF erhält Förderzusage für 54 Megawatt-Wasserelektrolyse“. Zugegriffen: 18. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2023/11/p-23-367.html>
- [10] NPROXX, „Die verschiedenen Druckbehältertypen“, NPROXX. Zugegriffen: 19. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nproxx.com/de/different-types-of-pressure-vessel/>
- [11] Robinius u. a., „Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz“, Land Rheinland-Pfalz, 2022. Zugegriffen: 18. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://mkuem.rlp.de/fileadmin/14/Themen/Energie_und_Klimaschutz/6._Gruener_Wasserstoff/Wasserstoffstudie_mit_Roadmap_Rheinland-Pfalz.pdf
- [12] Air Liquide, „myGAS Portal | Technische Gase online finden & kaufen“, mygas.airliquide.de. Zugegriffen: 20. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://mygas.airliquide.de/catalog-gas-products/wasserstoff-technisch-flussig/hydrogen-tube-trailer-\(std\)/i7201rg](https://mygas.airliquide.de/catalog-gas-products/wasserstoff-technisch-flussig/hydrogen-tube-trailer-(std)/i7201rg)
- [13] Graf, Krajete, und Schmack, „Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten“, DVGW, Abschlussbericht, Okt. 2014. Zugegriffen: 19. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_01_13.pdf
- [14] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES), und ETOGAS GmbH, Hrsg., „Power-to-Gas-Technologie - Erneuerbares Methan aus Ökostrom“, Sep. 2013, Zugegriffen: 19. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Forschung/2013_PowerToGas.pdf
- [15] gwf-Gas + Energie, „Methanisierungsanlage in Falkenhagen geht in Betrieb“, [gwf-gas.de](https://www.gwf-gas.de). Zugegriffen: 19. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gwf-gas.de/maerkte-und-unternehmen/27-03-2019-methanisierungsanlage-in-falkenhagen-geht-in-betrieb/>

- [16] Trierer Hafengesellschaft mbH, „Infrastruktur im Hafen Trier“. Zugegriffen: 8. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hafen-trier.de/logistik-trier/infrastruktur/>
- [17] Trierer Hafengesellschaft mbH, „Transport-Verbindungen - Hafen Trier“. Zugegriffen: 6. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hafen-trier.de/logistik-trier/transport-verbindungen/>
- [18] VARO Energy Tankstorage GmbH, „Tanklager Trier Datenblatt“. Dezember 2022. Zugegriffen: 11. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.varoenergy.com/media/gmjlfggg/trier-2022-dezember.pdf>
- [19] Stadtverwaltung Bendorf, „Rheinhafen Bendorf“. Zugegriffen: 8. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bendorf.de/wirtschaft-verkehr/rheinhafen-bendorf/>
- [20] Neff, „Experteninterview über Pilotprojekt RH2INE und Binnenschifffahrt“, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz (MWVLW).
- [21] Stadtwerke Speyer, „Rheinhafen“, Stadtwerke Speyer. Zugegriffen: 8. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-speyer.de/de/Smart-City/Mobilitaet/Verkehrsbetriebe-Speyer/Rheinhafen/Rheinhafen.html>
- [22] TanQuid GmbH & Co. KG, „TanQuid Tanklager Speyer“, Speyer | TanQuid. Zugegriffen: 8. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tanquid.com/standorte/speyer/>
- [23] Umweltbundesamt (UBA) und Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), „Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2020“. 3. Mai 2021. Zugegriffen: 6. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/anlagenlisten/2013-2020/2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [24] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), „Auswertungen (VET-Berichte)“. Zugegriffen: 13. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/EU-Emissionshandel-verstehen/Auswertungen-VET-Berichte/auswertungen-vet-berichte_node.html
- [25] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), „Ausgestaltung des EU-ETS“. Zugegriffen: 13. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/EU-Emissionshandel-verstehen/Ausgestaltung-des-EU-ETS/ausgestaltung-des-eu-ets_node.html
- [26] Umweltbundesamt (UBA), „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, 2022.
- [27] Umweltbundesamt (UBA), „Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2020“. Zugegriffen: 15. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.umweltbundesamt.de%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fmedien%2F361%2Fdokumente%2Fco2_ef_liste_2022_brennstoffe_und_industrie_final.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK
- [28] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), „Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2021 bis 2023 für die Sektoren Industrie und GHD“. 14. November 2022. Zugegriffen: 6. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/09/Anwendungsbilanz_Industrie_2021_final_20221114.pdf
- [29] Agentur für Erneuerbare Energien, „Industrieller Wärmebedarf nach Wirtschaftszweigen“. Zugegriffen: 20. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/media/thek/grafiken/industrieller-waermebedarf-nach-wirtschaftszweigen>
- [30] Verband Deutscher Papierfabriken e.V., „PAPIER 2021 - Ein Leistungsbericht“, Apr. 2021. Zugegriffen: 20. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.papierindustrie.de/fileadmin/0002-PAPIERINDUSTRIE/07_Dateien/XX-LB/PAPIER2021-digital.pdf#
- [31] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Effiziente Nutzung von Wasserstoff in der Glas-, Keramik-, Papier- und NE-Metallindustrie“. 13. September 2022. Zugegriffen: 10. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/effiziente-nutzung-von-wasserstoff-in-der-glas-keramik-papier-und-ne-metallindustrie-2127204>
- [32] Nigbur, Robinius, Andres, und Bonnet, „HyExperts Region AachenPLUS“, Juli 2023, Zugegriffen: 22. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hydrogenhubaachen.de/files/images/content/downloads/HyExperts%20Wasserstoffstudie%20Region%20AachenPLUS.pdf>
- [33] Bundesministerium der Justiz (BMJ), „KSG - Bundes-Klimaschutzgesetz“. Zugegriffen: 20. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>

- [34] Umweltbundesamt (UBA), „Treibhausgas-Emissionen“, Umweltbundesamt. Zugegriffen: 20. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>
- [35] Staatskanzlei Rheinland-Pfalz, „Klimaschutz und Energiewende. Internetportal des Landes Rheinland-Pfalz“. Zugegriffen: 20. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rlp.de/themen/regierungsschwerpunkte/klimaschutz-und-energiewende>
- [36] thyssenkrupp Steel Europe AG, „thyssenkrupp Rasselstein forscht zum Einsatz von Wasserstoff in der Weißblechproduktion“, thyssenkrupp. Zugegriffen: 22. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/thyssenkrupp-rasselstein-forscht-zum-einsatz-von-wasserstoff-in-der-weissblechproduktion.html>
- [37] Planco Consulting GmbH, „Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Bahn und Wasserstraße Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse“, 2007.
- [38] Khan, Young, und Layzell, „The Techno- Economics of Hydrogen Pipelines“, Bd. 1, Nr. 2, 2021.
- [39] International Renewable Energy Agency (IRENA), „Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part II, Technology Review of Hydrogen Carriers“, Apr. 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>
- [40] Schreiner, Riemer, und Wachsmuth, „Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia“.
- [41] Rh2INE Consortium, „RH2INE Kickstart Study Main Findings & Strategic Roll-Out Plan“, März 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://staging-kennis-zuid-holland.ability.nl/wp-content/uploads/2022/05/RH2INE-Kickstart-Study-Scenario-building-Hydrogen-Containment-Systems.pdf>
- [42] DB Energie GmbH, „Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz“, Juni 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz.pdf>
- [43] Serpell, „Ammonia’s Role in a Net-zero Hydrogen Economy“, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://kleinmanenergy.upenn.edu/research/publications/ammonias-role-in-a-net-zero-hydrogen-economy/>
- [44] Umweltbundesamt, „Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken“, Juni 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurzeinschaetzung_von_ammoniak_als_energetraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf
- [45] Weichenhain, „Hydrogen Transportation“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.rolandberger.com/publications/publication_pdf/roland_berger_hydrogen_transport.pdf
- [46] Reuß, „Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/765438/files/765438.pdf>
- [47] Reuß, Dimos, Léon, Grube, Robinius, und Stolten, „Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050“, *Energies*, Bd. 14, Nr. 11, S. 3166, Mai 2021, doi: 10.3390/en14113166.
- [48] Kreidelmeyer, „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“, Mai 2020, [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationss-pfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile
- [49] Wietschel u. a., „Impulspapier. Krieg in der Ukraine: Auswirkungen auf die europäische“, Apr. 2023, [Online]. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/2022-03-21_HyPAT_Impulspapier_Ukraine.pdf
- [50] SCI4Climate.NRW, „Wasserstoffimporte Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030“, Nov. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2021/Bereitstellung_von_Wasserstoff_bis_2030.pdf
- [51] Staiß u. a., „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse“, 2022. doi: 10.48669/ESYS_2022-6.
- [52] Schulte, „Ewi Policy Report: Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO2armen Wasserstoff“, Nov. 2020. [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/wasserstoff-bezugsoptionen-fuer-deutschland-kostenvergleich-von-importiertem-und-lokal-produziertem-co2-armen-wasserstoff/>

- [53] Heuser, „Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien“, 2021, [Online]. Verfügbar unter: https://juser.fz-juelich.de/record/893099/files/Energie_Umwelt_532.pdf
- [54] umlaut energy GmbH, „Wasserstoffherzeugung und Märkte Schleswig-Holstein“, Feb. 2021, [Online]. Verfügbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/E/energie/wende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [55] Wuppertal Institut und DIW Econ, „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung“, Nov. 2020, [Online]. Verfügbar unter: <https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>
- [56] Stöhr, Geschäftsführer der Reederei Reymann Management GmbH Co. KG, „Experteninterview über Massenguttransport via Binnenschiff - Datenerfassung“.
- [57] E.ON Hydrogen GmbH, „Stellungnahme E.ON Hydrogen GmbH zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zum Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes“, 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/990568/8c47406b8fe750069efab5bc21e2ab1e/20-25-569_Stellungnahme_E-ON.pdf
- [58] Bonnet u. a., „Studie zur Identifizierung von Potenzialregionen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Rheinland-Pfalz“, Accenture Industry X, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://mkuem.rlp.de/fileadmin/14/Service/Publikationen/Potenzialregionenstudie.pdf>
- [59] SRP Consulting & DB InfraGO, „Wasserstofftransport auf der Schiene“, 2024.
- [60] Kawasaki Heavy Industries, „World’s First Liquefied Hydrogen Carrier SUIISO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society“, 2019. Zugegriffen: 17. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211_3487
- [61] Kawasaki Heavy Industries, „Kawasaki Obtains AIP for Large, 160,000 m³ Liquefied Hydrogen Carrier News & Events“, 2022. Zugegriffen: 17. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20220422_3378
- [62] Gaztransport & Technigaz (GTT), „GTT, TotalEnergies, LMG Marin and Bureau Veritas join forces to develop a large-scale LH2 carrier“, 2023. Zugegriffen: 17. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://gtt.fr/news/gtt-totalenergies-lmg-marin-and-bureau-veritas-join-forces-develop-large-scale-lh2-carrier>
- [63] Lorenz, „HGK: Zukunftweisendes Pionierprojekt in der Binnenschifffahrt: HGK Shipping entwickelt Europas erstes Gastankschiff zum Transport von kalt verflüssigtem Ammoniak und LCO₂“, April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://shortseashipping.de/zukunftweisendes-pionierprojekt-in-der-binnenschifffahrt-hgk-shipping-entwickelt-europas-erstes-gastankschiff-zum-transport-von-kalt-verfluessigtem-ammoniak-und-lco2/>
- [64] Deutscher Bundestag, „Drucksache 20/11017 - Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss)“, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/110/2011017.pdf>
- [65] Europäische Kommission, „Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr“, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A32023R1184>
- [66] Bundesregierung, „Drucksache 20/9844 - Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes“, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/098/2009844.pdf>
- [67] Fricke, Hüttenrauch, Koralewicz, Panofen, und Wehling, „Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen - Errichtung und Betrieb -“, Mai 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201735-portalgreen-vorlaeufiger-genehmigungsleitfaden.pdf>
- [68] Koralewicz u. a., *Technischer Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen: Errichtung, Inbetriebnahme und Betrieb*. in PORTAL-GREEN / Autoren: Marlon Koralewicz [und 10 weitere] ; Bergische Universität

- Wuppertal, Gas- und Umwelttechnik GmbH, DVGW, GRS, uniper, no. Band 2. Köln Garching b. München Berlin Braunschweig: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201735-portalgreen-finaler-genehmigungsleitfaden-bd2.pdf>
- [69] Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), „Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Wasserstoff-Tankstellen (Gasfüllanlagen) im Freistaat Bayern“, 2024, [Online]. Verfügbar unter: https://www.lenk.bayern.de/themen/energie/wende/doc/Leitfaden_Genehmigung_Wasserstoff-Gasfuellanlagen.pdf
- [70] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Bundesregierung stellt rechtliche Weichen für den beschleunigten Ausbau der Infrastruktur für Erzeugung, für Speicherung und Import von Wasserstoff - zweiter Teil des Industriepakets“. Zugegriffen: 4. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/05/20240529-bundesregierung-stellt-weichen-fuer-den-beschleunigten-ausbau-von-wasserstoffprojekten.html>
- [71] Gesetzentwurf der Bundesregierung, „Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“, 2024, [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wasserstoffbeschleunigungsgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [72] Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), „Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz - Dritte Verordnung zur Änderung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen“, 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/20_Lp/4_bimschv_elektrolyseure/Entwurf/4bimschv_elektrolyseure_refe_bf.pdf
- [73] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, „Genehmigung und Überwachung von Elektrolyseuren zur Herstellung von Wasserstoff in Baden-Württemberg“, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.plattform-h2bw.de/fileadmin/media/Publikationen/Umweltministerium_BW_Plattform_H2BW_Leitfaden_Genehmigung_und_Ueberwachung_von_Elektrolyseuren.pdf
- [74] OsborneClarke, „Wasserstoff – was bei der Genehmigung einer Wasserstoffherstellungsanlage / Elektrolyseurs zu beachten ist“. Zugegriffen: 4. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.osborneclarke.com/de/insights/wasserstoff-was-bei-der-genehmigung-einer-wasserstoffherstellungsanlage-elektrolyseurs-zu>
- [75] Schmidt, „Genehmigungs- und Planungsrecht für Batteriespeichersysteme“, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://windenergietage.de/2023/wp-content/uploads/sites/8/2018/01/2023.11.08_SCHMIDT_Batteriespeicher_Planungsrecht.pdf
- [76] Europäisches Parlament, „Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 - zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“, 2018, [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>
- [77] „Bundesministerium der Justiz (BMJ)“, „Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes - Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV)“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_37_2024/37_BImSchV.pdf
- [78] BBHC, „Regulatorik für grünen H2 in der Mobilität“, 2022.
- [79] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), „Wie TransHyDE eine Wasserstoff-Infrastruktur entwickeln will“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>
- [80] „Wichtiger Unterschied: Gefahrgut oder Gefahrstoff?“, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.jh-profishop.de/profi-guide/unterschied-gefahren-gut-gefahrstoff/>
- [81] Kurz, „Gefahrstoffe und Gefahrgut“, www.haufe.de. [Online]. Verfügbar unter: https://www.haufe.de/arbeitschutz/sicherheit/gefahrstoffe-und-gefahren-gut_96_532600.html
- [82] Industrie- und Handelskammer (IHK), „IHK Ratgeber - Gefährliche Stoffe und Güter (GSG)“, [/www.ihk-muenchen.de](http://www.ihk-muenchen.de). [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ihk-muenchen.de/de/Service/Verkehr/wirtschaftsverkehr/Gef%C3%A4hrliche-Stoffe-und-G%C3%BCter/>

- [83] Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV), „ELWIS - Elektronische Wasserstraßen-Informationsservice des Bundes“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.elwis.de/DE/Untersuchung-Eichung/Befoerderung-gefaehrlicher-Gueter/ADN/ADN-page.html>
- [84] Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), „Gefahrgut - Recht / Vorschriften - Binnenschifffahrt“. [Online]. Verfügbar unter: <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/Gefahrgut/gefahrgut-recht-vorschriften-binnenschifffahrt.html?nn=13286>
- [85] Nationaler Wasserstoffrat, „Wasserstofftransport“, 2021.
- [86] Agora Industrie und Agora Energiewende, „Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf ANALYSE“, Sep. 2023, [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-12-10_Trans4Real/A-EW_306_SNG_Imports_WEB.pdf
- [87] Krieg, *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. in Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt, no. 144. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2012.
- [88] Rapp, Eckert, und Faltenbacher, „Untersuchung und Bewertung möglicher zukünftiger Importrouten für grünen Wasserstoff in die Region Stuttgart“, H2 GenNSiS, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://h2genesis.region-stuttgart.de/wp-content/uploads/2023/09/WRS-H2-Importstudie.pdf>
- [89] Niermann, Timmerberg, Drünert, und Kaltschmitt, „Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 135, S. 110171, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110171.

Anhang

Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEMEL)

Beschreibung

In der Elektrolyse wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Die PEMEL enthält keine flüssigen Elektrolyte, sondern eine protonendurchlässige Polymermembran. Neben der Membran dient eine poröse Elektrode aus auf Kohlenstoff gelagertem Platin als Kathode und ein metallisch oder als Oxid vorliegendes Edelmetall (meist Iridium oder Ruthenium) als Anode.

PEM-Elektrolyseure sind im vgl. zur AEL besser an einen dynamischen Betrieb angepasst, der bei direkter Kopplung an EE-Anlagen vorliegt. Zudem ist keine Reinigung des H₂ von dem Elektrolyt notwendig. Deshalb wird die PEMEL heute von den meisten Herstellern und Anwendern bevorzugt.



Technologie

Kosten

- Spezifische Systemkosten: 1.280 – 2.000 €/kW
- Wartungskosten pro Jahr: 3 – 5 % des CAPEX
- Wasserstoff: 3,20 – 6,90 €/kg

Typische Hersteller

- Siemens, Elogen, ITM Power, H-TEC, Nel, Air Liquide, Proton, Ginerelx, Hoeller, AREVA

Typische Leistungsdaten

- Effizienz: 60 – 64 % (bezogen auf Heizwert)
- Typischer Ausgangsdruck: 1 – 200 bar
- Temperatur: 50 – 80 °C
- Leistungsbereich: > 10 MW

Typische Komponenten

- Leistungselektronik
Transformator, Gleichrichter
- Wärme- und Fluidmanagement
Gas- und Flüssigkeitskreislauf, Gas/Wasser-Separatoren, Wärmetauscher, Heizung, Kreislumpen, Ionentauscher-Stufe, Regel- und Stellventile
- H₂-Aufbereitung
Gastrocknung und -kühlung, Adsorptionstrocknung
- Systemsteuerung
- Stack
Membran-Elektroden-Einheit, Bipolarplatte, Zellrahmen, Kompressionsspangen, Dichtungen
- Anlagenperipherie
Wasseraufbereitung, Rückkühlanlage

Trends und Reife - Markt

Marktreife

Typische Projekte

- 200 MW Elektrolyse im Chemiepark Leuna
- Fertigung von PEMEL im GW-Bereich in Berlin (Siemens Energy)

Chancen

- Kostenreduktion durch Skaleneffekte erwartet
- Starke Nachfrage in Zusammenhang mit dem Hochlauf der H₂-Produktion im In- & Ausland.

Herausforderungen

- Verwendung von Edelmetallen, z. B. Platin oder Iridium
- Hohe Stromkosten als Hauptkostentreiber

[1] Schmidt et. al. (2017) "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study"
[2] Smolinka et al. (2018) "Studie IndWEde. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland"

[3] IEA (2019) "The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities"
[4] DLR (2020) "Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 1"

[5] Kearny Energy Transition Institute (2020) "Hydrogen: applications and business models"
[6] Buttler et al. (2018) "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review."

Alkalische Elektrolyse (AEL)

Beschreibung

In der Elektrolyse wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Bei der alkalischen Elektrolyse (AEL) wird dabei eine Kaliumhydroxidlösung (KOH) mit einer Konzentration von 20 – 40 % als ladungsleitendes Medium (Lauge als Elektrolyt) verwendet. Ein Diaphragma separiert die gasförmigen Produkte von dem Elektrolyt. Als Elektroden werden in der Regel Titanelektroden mit einer Rutheniumoxid-Beschichtung verwendet. Die Technologie der AEL ist aus der industriellen Chlor-Alkali Elektrolyse hervorgegangen und ausgereift, sodass Systemgrößen im 3-stelligen MW-Bereich möglich sind.

AEL Elektrolyse Sunfire



Bild: Sunfire

Technologie

Kosten

- Spezifische Systemkosten: 640 – 1.000 €/kW
- Wartungskosten pro Jahr: 2 – 3 % des CAPEX
- Wasserstoff: 2,40 – 6,40 €/kg

Typische Hersteller

- Thyssen-Krupp (Uhde), McPhy, Teledyne, Siemens, Enapter, Iht, Nel, EM Korea, Asahi Kasei, Sunfire

Typische Leistungsdaten

- Effizienz: 63 – 70 % (LHV)
- Typischer Ausgangsdruck: 1 – 30 bar
- Zelltemperatur: 60 – 80 °C
- Leistungsbereich: > 10 MW

Typische Komponenten

- Leistungselektronik: Transformator, Gleichrichter
- Wärme- und Fluidmanagement: Gas- und Flüssigkeitskreislauf, Gas/Wasser-Separatoren, Wärmeübertrager, Kreiselpumpen, Laugenvorlage und -wäsche, Regel- und Stellventile
- H₂-Aufbereitung: Gastrocknung, Laugenabscheidung & H₂-Reinigung
- Systemsteuerung
- Stack: Diaphragma, Elektroden, Stromkollektor, Bipolarplatte, Zellrahmen, Druckplatte/Verschraubung, Dichtungen
- Anlagenperipherie: Laugenaufbereitung, Rückkühlanlage

Trends und Reife - Markt

Marktreife

Typische Projekte

- 2 GW Elektrolyseuranlage in saudi-arabischer Modellregion Neom (ThyssenKrupp, 2026)
- RWE baut 10 MW AEL (Sunfire) in Lingen

Chancen

- Großskalige Projekte dank ausgereifter Technologie
- Kostenreduktion durch Skaleneffekte erwartet
- Steigerung der Flexibilität durch Forschung möglich

Herausforderungen

- Alkalischer Elektrolyt, Aufreinigung des H₂ nötig
- Geringere Teillastfähigkeit, langsamere Lastwechsel

[1] Schmidt et. al. (2017) "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation stu
 [2] Smolinka et al. (2018) "Studie IndWEde. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland"
 [3] Sunfire <https://www.sunfire.de/de/news/detail/rwe-realisiert-elektrolyse-projekt-mit-sunfire>

[3] IEA (2019) "The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities"
 [4] DLR (2020) "Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 1"

[5] Kearny Energy Transition Institute (2020) "Hydrogen applications and business models"
 [6] Buttler et al. (2018) "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review."

Festoxid Hochtemperatur Elektrolyse (SOEC)

Beschreibung

In der Elektrolyse wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE bzw. Festoxid-Elektrolyse (SOEC)) wird die notwendige Energie durch Strom und zusätzlich durch Dampf zugeführt. Dadurch ist die Nutzung von Abwärme aus industriellen Prozessen möglich. Die SOEC nutzt einen keramischen Elektrolyt sowie, im vgl. zu PEM oder AEL günstigere Katalysatoren, allerdings ist die Materialbeständigkeit eine große Herausforderung. Insgesamt liegt die Entwicklung der SOEC hinter der PEM & AEL, bietet allerdings auch die größten Potenziale in Bezug auf Effizienz und Kostenreduktion.

HT-Elektrolyse Sunfire



Bild: Sunfire

Technologie

Kosten

- Spezifische Systemkosten: 1.400 – 2.500 €/kW
- Wartungskosten pro Jahr: 3 – 6 % des CAPEX
- Wasserstoff: 6-8 €/kg

Typische Hersteller

- Sunfire, Solid Power, Haldor Tapsoe, Toshiba, ElringKlinger

Typische Leistungsdaten

- Effizienz: 74 – 81 % (LHV)
- Typischer Ausgangsdruck: 1 - 25 bar
- Temperatur: 650 – 1000 °C
- Leistungsbereich: > 100 kW

Typische Komponenten

- Leistungselektronik
Transformator, Gleichrichter
- Wärme- und Fluidmanagement
Gas/Dampf-Kreislauf, Gas/Dampf-Separatoren, Hochtemperatur-Wärmeübertrager, Rekuperator, Hotbox-Gehäuse, Regel- und Stellventile
- H₂-Aufbereitung
Gastrocknung und -kühlung, H₂-Feinreinigung
- Systemsteuerung
- Stack
Elektrolyt-Elektroden-Einheit, poröser Strömungsverteiler, Bipolarplatte, Kompressionskomponenten, Dichtungen
- Anlagenperipherie
Wasseraufbereitung, Rückkühlanlage

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- Multiplhy: 2,4 MW SOEC (Sunfire) an einer Biofuels Raffinerie

Chancen

- Der mögliche hohe Wirkungsgrad verspricht einen wachsenden Marktanteil bei Elektrolyseuren
- Produktion von Synthesegas für Grundstoffchemie

Herausforderungen

- Materialbeständigkeit bei hohen Temperaturen
- Schnelle Degradation der Elektroden & Elektrolyt
- Verbesserung des Stackdesigns für hohe Kapazität

[1] Schmidt et. al. (2017) "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study"
 [2] Smolinka et al. (2018) "Studie IndWEde. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland"
 [3] https://irees.de/wp-content/uploads/2020/11/IREES_Bewertung-der-Hochtemperaturrelektrolyse.pdf

[4] IEA (2019) "The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities"
 [5] DLR (2020) "Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 1"

[6] Kearny Energy Transition Institute (2020) "Hydrogen applications and business models"
 [7] Buttler et al. (2018) "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review."

Erzeugung aus Kunststoffabfällen

Beschreibung

Die Green Hydrogen Technology GmbH hat ein Verfahren entwickelt, um aus nicht-recyclebaren Abfällen Wasserstoff zu erzeugen. Dazu wird aus Klärschlamm oder Biogas Heißgas erzeugt, mit welchem Kunststoff vergast wird, um ein wasserstoffhaltiges Synthesegas zu bilden. Kunststoff besteht zum großen Teil aus linearen Ketten von Kohlenstoff- und Wasserstoffatomen. Die Verbrennung und Zuführung von Sauerstoff führt zur Lösung der beiden Bestandteile. Das entstehende CO₂ wird in verflüssigter Form aufgefangen und kann weiter verwendet werden, sodass keine Emissionen entstehen. Das Verfahren hat den Vorteil der sinnvollen Nutzung von ohnehin vorhandenen Abfällen. In Deutschland fallen jährlich 3,8 Mio. Tonnen Plastikabfälle, 11 Mio. Tonnen Holzabfälle und 1,9 Mio. Tonnen Klärschlamm an. Je nach Verfügbarkeit vor Ort können unterschiedliche Input-Produkte verwendet werden.



Pilotanlage von GHT in Leoben



Bild: Green Hydrogen Technologies

Technologie



Kosten

- Produktionskosten: 2 € / kg_{H₂}

Typische Hersteller

- Green Hydrogen Technologies

Typische Leistungsdaten

- Prozesstemperatur: 1.500 – 1.700 °C
- Reinheit des entstandenen Wasserstoffs: 99,999 %
- Mögliche Kapazität: bis zu 4.000 t H₂ jährlich
- Wirkungsgrad: 80 %

Typische Komponenten



- Flugstromvergaser (keramischer Behälter mit Metall ummantelt) zur Synthesegaserzeugung durch Einblasen von Kunststoff in Heißgasstrom
- Synthesegasreinigung (Befreiung von Asche, Verunreinigungen, Wasser)
- Synthesegasauftrennung mittels Druckwechseladsorption in Wasserstoff und flüssiges CO₂
- Rohrsysteme zum Weiterleiten, zur Energierückgewinnung sowie zur Synthesegasrückführung

Trends und Reife - Markt



Marktreife



Typische Projekte

- Green Hydrogen Technology Pilotanlage

Chancen

- Geringe Transportkosten durch Dezentralität
- Vermeidung von Abfällen (im Ozean), Vermeidung von CO₂-Emissionen durch Abtrennung
- Anlage erfordert keine seltenen Erden

Herausforderungen

- Finden von Investoren
- Verbreitung von großtechnischen Anlagen
- Begrenztes Potenzial

[1] Green Hydrogen Technology [Startseite - Green Hydrogen Technology \(green-ht.eu\)](#)
 [2] H2 News [Grüner Wasserstoff aus Klärschlamm, Kunststoff- und Holzabfällen - H2-news.eu](#)

Erzeugung aus Klärschlamm und Bioabfällen

Beschreibung

Das Gasifikationsverfahren ist schon lange gängig beispielsweise in Form der Kohlevergasung. Durch die Vergasung von Klärschlamm und Bioabfällen kann ein Synthesegas zur Herstellung von Wasserstoff erzeugt werden. Das Unternehmen BHYO hat auf dieser Basis eine patentierte Hybridtechnologie entwickelt. Das entstandene Synthesegas, bestehend aus H_2 , CO , CO_2 und CH_4 wird in einer Wassergasreaktion zu Wasserstoff umgewandelt. Das übrig bleibende Methan kann zur Beheizung der Anlage verwendet werden. Die Funktionalität des Verfahrens konnte bereits für verschiedenartige Biomasseprodukte bewiesen werden, weswegen Kommunen stark durch die Abfallverwertung profitieren können. Der Unterschied zur Pyrolyse besteht darin, dass diese in Abwesenheit von Sauerstoff abläuft.

Kläranlage beispielhaft



Bild: Fraunhofer

Technologie

Kosten

- Noch unbekannt

Typische Hersteller

- BHYO, Igatec, SÜLZLE KOPF SynGas

Typische Leistungsdaten

- Prozesstemperaturen: 750 - 800 °C
- Zusammensetzung des Synthesegases: 50 % H_2 , 20 % CO , 20 % CO_2 , 10 % CH_4
- Herstellung aus 1 t Biomasse bis zu 100 kg H_2
- Kapazität (Modellanlage): 1 kg H_2 / Std

Typische Komponenten

- Biomasseaufbereitung
- Hybride Gaserzeugung
- Gaskühlung
- Gasreinigung
- Wasserstoffabtrennung

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- Pilotprojekt zur Verwendung von Klärschlamm in Speyer

Chancen

- Dezentralität, Autarkie
- Senke für Abfälle und eventuell CO_2
- Hohe Verfügbarkeit der Ausgangsstoffe

Herausforderungen

- Durchsetzen am Markt gegen Elektrolyse

[1] Zeitung für kommunale Wirtschaft: [Stadtwerke Speyer planen Wasserstoff-Projekt](#); [Zeitung für kommunale Wirtschaft \(zfk.de\)](#)
 [2] TH Bingen: [TH-Forscher prüfen Herstellung von Wasserstoff aus Klärschlamm](#); [TH Bingen \(th-bingen.de\)](#)
 [3] Fraunhofer ISI: [Wie gewinnt man Wasserstoff aus Klärschlamm?](#); [Fraunhofer ISI](#)

[4] BHYO Hydrogen Technology: [BHYO | BHYO - HYDROGEN TECHNOLOGY](#)
 [5] Speyer-Report: [Wird Speyer das Eldorado?](#); [speyer-report.de](#)
 [6] Hydrogen Bar #121: [Zu Gast an der Hydrogen Bar - Rolf Schmitt von BHYO \(1/2\) - The Hydrogen Bar](#)

[7] energy.gov: [Hydrogen Production: Biomass Gasification](#); [Department of Energy](#)
 [8] Chemie Ingenieur Technik 2020 Vol. 92 Issue 9 P5.68 S. 1284
 [9] SÜLZLE KOPF SynGas: [Synthesegas aus Klärschlamm - Fachbericht \(kopf-syngas.de\)](#)

Wasserstoff Druckspeicher Typ I (bis 350 bar)

Beschreibung

Wasserstoff hat unter Umgebungsbedingungen eine sehr niedrige Energiedichte. Bei Erhöhung des Drucks wird das benötigte Volumen zur Speicherung geringer. Wasserstoffdrucktanks werden je nach Druckniveau und Aufbau in die Typen I bis IV eingeteilt. Typ I Speicher sind Niederdruckbehälter aus Metall und werden mit bis zu 350 bar betrieben. Aufgrund des niedrigen Drucks und des einfachen Aufbaus ist dieser Typ kostengünstig, benötigt aber relativ viel Baufläche und Materialeinsatz. Meist wird dieser Typ eher für stationäre als mobile Anwendungen verwendet.

Druckspeicher Typ I



Bild: istockphoto.com

Technologie

Kosten

- CAPEX Tank: 250 – 330 €/kg_{H2}
- Kompressor: ~37 Mio. €

Typische Hersteller

- McPhy, Vako, Linde

Typische Leistungsdaten

- Effizienz inkl. Komprimierung: ca. 90 %
- Druck: < 350 bar
- Energiedichte H₂: ca. 22 kg/Nm³ bei 350 bar

Typische Komponenten

- Hohlkörper
 - niedrig legierter Stahl oder Aluminium
 - Anteil von etwa 5% aus Nickel, Chrom oder Molybdän
 - hohe Wandstärken erforderlich
- Peripherie
 - Kompressoren, Ventile, Sensorik

Trends und Reife - Markt

Marktreife

Typische Projekte

- Breite Anwendung z.B. mySMARTLife Hamburg: Versorgung eines Wohnquartiers mit Wärme aus Wasserstoff

Chancen

- Pufferspeicher werden für viele H₂-Anwendungen und H₂-Erzeugung benötigt
- Freie Wahl des Standorts

Herausforderungen

- Geringe volumetrische Speicherdichte, deshalb große Baufläche und hohes Gewicht

[1] Kearny Energy Transition Institute (2020) "Hydrogen applications and business models"
 [2] Görner K, Lindenberger D (2018): Band II Pfadanalysen: Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme [Hrsg.]

[3] Rivard et. al. (2019) "Hydrogen Storage for Mobility: A Review"
 [4] mySMARTLife: Wärme aus Wasserstoff | Gasnetz Hamburg [gasnetz-hamburg.de]

[5] van Leeuwen (2018) "Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization"
 [6] Universität Augsburg Druckspeicher - GH2 [uni-augsburg.de]

Wasserstoff Druckspeicher Typ II - IV (bis 1000 bar)

Beschreibung

Wasserstoff hat unter Umgebungsbedingungen eine sehr niedrige Energiedichte. Bei Erhöhung des Drucks wird das benötigte Volumen zur Speicherung geringer. Drucktanks werden je nach Druckniveau und Aufbau in die Typen I bis IV eingeteilt. Speicher vom Typ II – IV sind Hochdruckspeicher aus Kompositmaterialien welche mit Drücken bis zu 1000 bar betrieben werden können. Aufgrund des hohen Drucks ist der Aufbau und entsprechend auch die Herstellung komplexer als bei Niederdruckspeichern. Tanks des Typs III oder IV können als mobile Speicher in Kraftfahrzeugen verwendet werden.

Druckspeicher Typ IV in Container



Bild: NPROXX

Technologie



Kosten

- CAPEX (bis 500 bar): 800 – 1200 €/kg_{H₂}
- CAPEX (bis 1000 bar): 1000 – 2000 €/kg_{H₂}

Typische Hersteller

- NPROXX, McPhy, Wystrach, Toyota

Typische Leistungsdaten

- Effizienz inkl. Komprimierung: 89 - 91 % (350 bar) / 85 - 88 % (700 bar)
- Zulässiger Druck: < 1000 bar (Typ III: 350 – 700 bar)
- Energiedichte H₂: ca. 37 kg/Nm³ bei 700 bar

Typische Komponenten



- Hohlkörper
 - Typ II: Metall oder Plastik mit bspw. Faserharz-Verstärkung
 - Typ III: Aluminium mit bspw. Carbonfaser-Verstärkung
 - Typ IV: thermoplastischer Kunststoff mit bspw. Carbonfaser-Verstärkung
- Peripherie
 - Kompressoren, Ventile, Sensorik, Druckregelung,
 - Interner Gastemperatursensor,
 - Schmelzlotsicherung

Trends und Reife - Markt



Marktreife



Typische Projekte

- Werkstoffkonzepte mit Blick auf Multimaterialcharakter des Druckbehälters („H₂-HD“)
- Speichermodule für 4000 kg H₂ bei 590 bar für die Zugbetankungsanlage im Industriepark Höchst
- Im Toyota Mirai werden mehrere 700 bar Druckspeicher verwendet

Chancen

- Eine große Anzahl an Speichern wird als Tank für H₂-Fahrzeuge benötigt
- Massenproduktion ist noch nicht etabliert

Herausforderungen

- Kosten steigen mit zunehmendem Speicherdruck

[1] Kearny Energy Transition Institute (2020) "Hydrogen applications and business models"

[2] Görner K, Lindenberger D (2018): Band II Pfadanalysen: Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme [Hrsg.]

[3] Rivard et. al. (2019) "Hydrogen Storage for Mobility: A Review"

[4] Reus ME (2019): Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur. Forschungszentrum Jülich GmbH [Hrsg.]

[5] van Leeuwen (2018) "Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization"

[6] InfraserV (27.04.2022) - <https://www.infraserV.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/wasserstoffversorgung-brennstoffzellencuege/>

[7] Universität Augsburg [Druckspeicher - GH2 \(uni-augsburg.de\)](https://www.uni-augsburg.de/)

Flüssiger Wasserstoff

Beschreibung

Flüssiger Wasserstoff wird in Kryospeichern gespeichert. Das Innengefäß mit flüssigem Wasserstoff ist von einem Vakuumbehälter umgeben, wodurch Wärmeeinflüsse von außen verringert werden können, ähnlich wie bei einer Thermoskanne. Um den Wasserstoff zu verflüssigen, muss dieser auf -253 °C heruntergekühlt werden, was sehr energieaufwändig ist. Für die Verflüssigung fällt ein Energieaufwand von etwa 25 bis 35 % des Heizwertes an. Außerdem treten während der Speicherung Verdampfungsverluste aufgrund von Wärmeeintrag auf. Der Energieinhalt bezogen auf das Gewicht ist bei flüssigem Wasserstoff deutlich höher als bei gasförmigem, weswegen sich flüssige Speicher für mobile Anwendungen lohnen. Stationäre Speicher können vor allem dann sinnvoll sein, wenn die Anwendung Wasserstoff in flüssiger Form erfordert.

Flüssigwasserstofftank



Bild: Electrive

Technologie



Kosten

- CAPEX Tank: 25 €/kg_{H₂}
- Verflüssiger: 105 Mio. €
bezogen auf 50 t/d

Typische Hersteller

- Linde

Typische Leistungsdaten

- Temperatur Wasserstoff: -253 °C
- Kapazität des Tanks: 3.000 bis 100.000 Liter
- Speicherdauer von 3 Wochen

Typische Komponenten



- Tank
Inneres Gefäß und Rohre aus Edelstahl
Isolierung um das Vakuum aus Perlit
- Weitere Komponenten des Tanks
Druckanzeige, Füllstandanzeige, Druckregler, Entlastungsventil, Sicherheitsventil, Befüllung und Entleerungsventil, Druckaufbauventil, Entlüftungsventil, Manometer, Gasabspernung
- Vorgelagerte Verflüssigungsanlage
- Nachgelagert je nach Anwendung Verdampfer

Trends und Reife - Markt



Marktreife



Typische Projekte

- Wasserstoffbetriebene Fähre „MF Hydra“ der Reederei Nordled mit 80 m³ Tank für flüssigen Wasserstoff

Chancen

- Für mobile Anwendungen denkbar
- Platzeinsparung gegenüber gasförmigem Wasserstoff

Herausforderungen

- Hoher Energieaufwand der Verflüssigung
- Reduktion der Verdampfungsverluste

[1] Elektrochemische Speicher (Kurzweil, Dietmeier)
[2] TÜV Süd Wasserstoff | Speicherung | TÜV SÜD (tuv-sud.com)

[3] Linde
Cryogenic tanks | Linde Engineering (linde-engineering.com)
Our Expertise | Linde (lindehydrogen.com)
Hydrogen in Leuna: The success story continues | Linde Engineering (linde-engineering.com)

[4] Demaco Wofür wird Wasserstoff verwendet? Fünf Projekte erklärt (demaco-cryogenics.com)
[5] Studie zur Wasserstoffoffensive des Kreises Düren Wasserstoff im Kreis Düren | Kreis Düren (kreis-dueren.de)
[6] IEA The Future of Hydrogen

Ammoniak

Beschreibung

Ammoniak ist eine der weltweit wichtigsten Chemikalien und wird schon seit langem im sogenannten „Haber-Bosch-Prozess“ industriell hergestellt. Dabei wird Ammoniak aus Wasserstoff und Stickstoff produziert. Die Speicherung erfolgt zurzeit in flüssiger Form in großen Tanks. Es gibt die Möglichkeit, das Gas bei erhöhtem Druck und Umgebungstemperatur oder bei niedriger Temperatur und Umgebungsdruck zu verflüssigen. Ammoniak ist sehr viel einfacher zu verflüssigen als reiner Wasserstoff und bringt zudem den Vorteil mit sich, dass bei der Verbrennung kein CO₂ freigesetzt wird. Problematisch ist die noch nicht vollständig erforschte und energieintensive Wiedерentnahme des Wasserstoffs sowie die toxische und korrosive Wirkung von Ammoniak, welche Herausforderungen für die sichere Speicherung mit sich bringt.

Yara Ammoniaklager in Rostock



Bild: NDR

Technologie



Kosten

- CAPEX Tank: 2,5 €/kg_{NH₃}

Typische Hersteller

- Linde, YARA, MAN Energy Solutions, EDL Pörner Gruppe, CAC Chemietechnik

Typische Leistungsdaten

- Speicherdruck: atmosphärisch bei -33 °C oder 8,7 bar bei Umgebungstemperatur
- Gavimetrische Speicherdichte: 5,9 kWh / kg
- Volumetrische Energiedichte: 2.900–3.100 kWh/m³
- Tankkapazitäten: Kleine Mengen in bis zu 1.500 t Tanks, große Mengen in bis zu 50.000 t Tanks
- Verluste: Erzeugung 7-18 %; Rücklösung 7-18 %

Typische Komponenten



- Tank aus korrosionsbeständigen Materialien
- Bodenisolierung, Außenisolierung
- Außenwitterungsschutz
- Druckentlastungsventile, Sicherheitsventile, Gasdetektoren
- Pumpen- und Verrohrungssysteme für den inneren Kreislauf sowie zur Entnahme und Befüllung
- Tanktasse

Trends und Reife - Markt



Marktreife



Typische Projekte

- Siemens Green Ammonia Demonstrator
- Süd-Australien thyssenkrupp Industrial Solutions und Hydrogen Utility

Chancen

- Direkte Nutzung als Ammoniak
- Verwendung der bestehenden Infrastruktur

Herausforderungen

- Rückwandlung zu Wasserstoff (auch Kostenfaktor)
- Toxizität, korrosive Wirkung

[1] Elektrochemische Speicher (Kurzweil, Dietmeier)
 [2] Hydrogen Storage for Sustainability (Van de Voorde)
 [3] Universität Augsburg [Transport von Wasserstoff \(uni-augsburg.de\)](https://www.uni-augsburg.de)

[4] Fraunhofer UMSICHT [Transport von Wasserstoff - Fraunhofer UMSICHT](https://www.umsicht.fraunhofer.de)
 [5] Siemens Energy ["Green" ammonia is the key to meeting the twin challenges of the 21st century.](https://www.siemens-energy.com)
 Siemens Energy United Kingdom ([siemens-energy.com](https://www.siemens-energy.com))

[6] Leighy - Energy Storage with Anhydrous Ammonia: Comparison with other Energy Storage
 [7] Liquefied gas storage - S. Dharmadhikari
 [8] Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019) - Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement

LOHC

Beschreibung

Bei LOHC handelt es sich um einen Wasserstoffspeicher aus organischem Trägermaterial, welcher aus Kohlenstoffketten besteht, zwischen denen Wasserstoffmoleküle eingelagert werden. Bei der Anreicherung mit Wasserstoff – der Hydrierung – wird bei erhöhtem Druckniveau Wärme freigesetzt. Das Herauslösen des Wasserstoffs aus dem Trägermaterial heißt Dehydrierung und findet unter Wärmezufuhr und in Gegenwart eines Katalysators statt. Der organische Träger kann nach der Dehydrierung erneut angereichert werden, allerdings sind diese Prozesse nicht vollständig reversibel. Trotz dieser Verluste handelt es sich um eine vielversprechende Technologie, da die bestehende Speicher- und Transportinfrastruktur von fossilen Energieträgern wie Erdöl verwendet werden kann. Die Lagerung ist unter Normalbedingungen möglich und erfordert keine besonderen Behältnisse.

Hydrogenious LOHC Speichersystem



Bild: Hydrogenious

Technologie

Kosten

- CAPEX Tank: 10 €/kg_{H₂}
- Hydrierung und Dehydrierung: 22 Mio. €
bezogen auf 50 t/d
- Träger: 350-750 €/t
bezogen auf 50 t/d

Typische Hersteller

- Hydrogenious, MAN Energy Solutions, H₂Industries

Typische Leistungsdaten

- Energiedichte: 1,3 – 2,4 kWh/kg
- Wirkungsgrad der LOHC-Freisetzung bei etwa 70 %
- Wasserstoffkapazität: bis zu 500 kg_{H₂}/h
- Speicherung erfolgt unter Normalbedingungen
- Hydrierung bei 150 - 200°C und 20-40 bar
- Dehydrierung bei 160 – 260°C und 1-5 bar

(Temperaturen und Drücke unterscheiden sich bei Hydrierung und Dehydrierung je nach organischem Trägermaterial und Katalysator; angegebene Daten gelten für N-Ethylcarbazol)

Typische Komponenten

- Organische Träger z.B. aus N-Ethylcarbazol, Toluol, Dibenzyltoluol, Benzotoluol
- Speicherung in normalen Behältnissen ähnlich wie bei Erdöl
- Hydrierung: Reaktor, Wärmeübertrager, Pumpe, Separator
- Dehydrierung: Reaktor, Wärmeübertrager, Pumpe, Separator, Druckwechselsorber, Kompressor
- Wärmeversorgung: Brenner, Wärmeübertrager, Verdichter
- Wasserstoffaufreinigung
- Anlagenperipherie: Rohrleitungen, Ventile, Mess- und Regelungseinrichtungen
- Katalysator

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- Hector in Dormagen mit Hydrogenious
- LLEC: Forschung an Reaktor für Hydrierung und Dehydrierung des FZ Jülich und Hydrogenious

Chancen

- Verwendung der vorhandenen Speicher-, Verteil- und Tank-Infrastruktur von fossilen Energieträgern
- Wiederverwendbarkeit des Trägermaterials

Herausforderungen

- Großer Platzbedarf im Vgl. Zu fossilen Brennstoffen
- Energieintensive H₂-Rückgewinnung

[1] Elektrochemische Speicher (Kurzweil, Dietmeier)
 [2] Hydrogen Storage for Sustainability (Van de Voorde)
 [3] Studie zur Wasserstoffoffensive des Kreises Düren [Wasserstoff im Kreis Düren | Kreis Düren \(kreis-dueren.de\)](https://www.kreis-dueren.de/Wasserstoff-im-Kreis-Dueren)

[4] Universität Augsburg
[Transport von Wasserstoff \(uni-augsburg.de\)](https://www.uni-augsburg.de/transport-von-wasserstoff)
[LOHC \(uni-augsburg.de\)](https://www.uni-augsburg.de/lohc)

[5] Hydrogenious [How - Hydrogenious LOHC Technologies](https://www.hydrogenious.com)
 [6] FZ Jülich [Wasserstoffspeicherung LOHC \(fz-juelich.de\)](https://www.fz-juelich.de/wasserstoffspeicherung-lohc)
 [7] [Liquid Organic Hydrogen Carrier Technologies \(energy.gov\)](https://www.energy.gov.uk/liquid-organic-hydrogen-carrier-technologies)

Metallhydridspeicher

Beschreibung

Bei Metallhydridspeichern wird Wasserstoff in dem Raum zwischen den Metallatommitteln gespeichert. Durch Zuführung von Wärme kann das Gas wieder entnommen werden. Meist werden hohe Temperaturen dafür benötigt, Katalysatoren können diese aber senken. Metallhydridspeicher haben von allen Wasserstoffspeichern die höchste Energiedichte, sind sicher und setzen keine sehr hohen Drücke voraus. Außerdem ist der entnommene Wasserstoff rein und die Verdampfungsverluste sind gering. Jedoch kann nicht 100 % des eingespeicherten Gases wieder entnommen werden und der Speicher ist sehr schwer, weswegen er sich primär für stationäre Anwendungen eignet. Zudem wird der Metallhydridspeicher bei einigen U-Booten verwendet, bei denen das hohe Eigengewicht günstig ist.

Tank des HyCARE Projekts



Bild: Hereon

Technologie

Kosten

- CAPEX Tank: 20.000 €/kg H₂

Typische Hersteller

- McPhy, GKN Hydrogen, DLR Stuttgart

Typische Leistungsdaten

- Niedrige Drücke: 20 bis 120 bar
- Gravimetrische Energiedichte: 0,3 kWh/kg – 2,5 kWh/kg
bei einem Massenanteil von 1 % bzw. 7,5 % Wasserstoff
- Hohe Speicherdichte: bis zu 0,15 kg_{H₂}/dm³
- Speicherverluste: 15% – 30% (ohne Wärmenutzung)
abhängig vom eingesetzten Material

Typische Komponenten

- Metallpulver, das Wasserstoffatome enthält, sollte möglichst leicht sein und wird als ringförmige Form verpresst. Verschiedene Materialien können verwendet werden z.B. Magnesiumhydrid, Calciumhydrid, Lithiumnitrid, Lithiumborhydrid etc.
- Tanks mit Metallpulver, darüber ein Teil mit Vakuum
- Wärmemanagement, Sensoren zur Bestimmung des Ladezustandes

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- POWERPASTE des Fraunhofer IFAM
- HyCARE: Modulares Tanksystem
- Forschungsprojekt „Energieautarkes Wohnhaus“ im Ahrntal

Chancen

- Kaum Entladung → geeignet als Langzeitspeicher
- Sichere Anwendung

Herausforderungen

- Hohes Gewicht und hohe Kosten führen zu starker Einschränkung der Anwendungsmöglichkeiten
- Ausstoß von Schadstoffen

[1] Elektrochemische Speicher (Kurzweil, Dietmeier)
 [2] TÜV Süd [Wasserstoff | Speicherung | TÜV SÜD \(tuv-sud.com\)](#)
 [3] Hydrogen Storage for Sustainability (Van de Voorde)

[4] H2 International [Solid hydrogen carriers - H2-international](#)
 [5] Fraunhofer ZESS [POWERPASTE - chemische Wasserstoffspeicherung \(fraunhofer.de\)](#)
 [6] Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. Abschlussbericht, Band II, 2018

[7] Hereon [Wasserstoff \(hereon.de\)](#)
[Wasserstoffspeicherung in Metallhydriden \(Reupload\) - YouTube](#)
 [8] Studie zur Wasserstoffoffensive des Kreises Düren [Wasserstoff im Kreis Düren | Kreis Düren \(kreis-dueren.de\)](#)

Überseeschiff (Flüssiger Wasserstoff)

Bild: Hydrogen Council

Beschreibung

Der Überseetransport von flüssigem Wasserstoff ist wenig fortgeschritten, doch der Pilotflüssigwasserstoff-Carrier „Suiso Frontier“ zeigt, dass dies prinzipiell möglich ist. Kawasaki Heavy Industries möchte bis Mitte der 2020er Jahre ein erstes Modell kommerziell verfügbar machen.

Flüssigwasserstoff wird in Ladetankern mit vakuumisolierter Doppelwandstruktur transportiert. Flüssiger Wasserstoff besitzt eine bis zu 800-mal höhere Dichte als gasförmiger Wasserstoff. Das hat zum Vorteil, dass deutlich mehr Energie im gleichen Volumen gelagert und transportiert werden kann, was den Transport vergünstigt. Die Löschung des Wasserstoffs würde ähnlich wie bei heutigen Flüssiggastanker und LNG-Terminals erfolgen.



Technologie

Kosten

- H₂-Transportkosten: ca. 1,2 USD/kg_{H₂} (ca. 1,1 €/kg_{H₂})
bezogen auf eine Strecke von 1000 km, Kosten der Umwandlung sind nicht einbezogen

Typische Hersteller

- Kawasaki Heavy Industries, Moss Maritime

Typische Leistungsdaten

- Dichte flüssiger Wasserstoff: 70,79 kg/m³
- Kapazität: 1.250 m³ bzw. 75 t, in Planung bis zu 160.000 m³
- Temperatur Wasserstoff: ca. -253°C

Typische Komponenten

- Tank
Vakuumisierte Doppelwandstruktur (Innenbehälter aus glasfaserverstärktem Kunststoff reduziert Wärmeeinflüsse)
- Weitere Komponenten
Vakuumisierte Doppelwandrohre, Lüftungsmast, Verteiler, Tankabdeckung

Trends und Reife - Markt

Marktreife

Typische Projekte

- HySTRA: „Suiso Frontier“ mit 1.250 m³ Tank zum Transport von Wasserstoff von Australien nach Japan
- Projekt zur Planung eines 160.000 m³ Flüssigwasserstoff-Carrier von NEDO und Kawasaki
- LH2 Europe & C-Job Liquid Hydrogen Tanker

Chancen

- Platzeinsparungen → Einsparung von Schiffen, Passagen und Treibstoff

Herausforderungen

- Antrieb des Schiffes durch CO₂-neutrale Treibstoffe
- Rückkehr des Schiffes mit leerem Tank → ineffizient

[1] Hydrogen Council [Toward a new era of hydrogen energy: Suiso Frontier built by Japan's Kawasaki Heavy Industries](#) | Hydrogen Council

[3] Forschungszentrum Jülich [Pt₂ Wasserstoff transportieren](#)
 [4] Demaco [Alles über flüssigen Wasserstoff](#) (demaco-cryogenics.com)
 [5] Linde [Hydrogen in Leuna: The success story continues](#) | Linde Engineering (linde-engineering.com)

[6] Kawasaki Heavy Industries [Technological Development of Cargo Tank for Large Liquefied Hydrogen Carrier Completed](#) | Kawasaki Heavy Industries, Ltd.
 [7] HySTRA [HYDROGEN SUPPLY CHAIN - HySTRA](#)
 [8] LH2 Europe & C-Job [Liquid Hydrogen Tanker - C-Job Naval Architects](#)

Überseeschiff (Ammoniak)

Beschreibung

Ammoniak wird bereits im großen Maße per Seeschiff transportiert. Daher kann die vorhandene Infrastruktur für den Wasserstofftransport genutzt werden und auch die Regulationen sind übertragbar. Ammoniak hat gegenüber flüssigem Wasserstoff den Vorteil, dass die Verflüssigung weniger Arbeit benötigt und im selben Volumen mehr Energie gespeichert werden kann. Der Transport erfolgt auf besonderen Schiffen, die explosionsicher designed sind und über Druckentlastungsventile verfügen. Sie werden als Liquefied Ammonia Gas Carriers (LAG) bezeichnet. Die Eigenschaften von Ammoniak und Liquefied Petroleum Gas (LPG) ähneln sich stark, weswegen für beide verflüssigten Gase die selben Tanker verwendet werden können.

Axis River von Kawasaki



Bild: Global Kawasaki

Technologie

Kosten

- H₂-Transportkosten: ca. 0,18 USD/kg_{H₂} (ca. 0,16 €/kg_{H₂})
bezogen auf eine Strecke von 1000 km, Kosten der Umwandlung sind nicht einbezogen

Typische Hersteller

- Hyundai, Kawasaki

Typische Leistungsdaten

- Volumetrische Energiedichte Ammoniak: 3,2 kWh/l (vgl. Flüssiger Wasserstoff: 1,4 kWh/l)
- Tankkapazität: 86.700 m³*
*gilt für das Beispiel „Axis Rivers“

Typische Komponenten

- Ladetanks für flüssigen Ammoniak
- Druckregelung und Druckentlastungssystem
- Kühlsystem
- Be- und Entladesystem, Pumpen
- Sicherheitsmaßnahmen zur Verhinderung von Lecks
→ Ammoniak hat Gefahrenstoffkennzeichnung
- Kontrollsystem für Druck und Temperatur

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- „Axis River“ ist ein LPG-betriebenes LPG und NH₃ Überseeschiff von Kawasaki Heavy Industries

Chancen

- Direkte Anwendung von grünem Ammoniak mgl.
- Nutzung vorhandener Infrastruktur & Know-How
- Ammoniak gleichzeitig als CO₂-neutraler Antrieb

Herausforderungen

- Giftig, Gefahr von Feinstaub, Versauerung
- Vorkehrungen gegen Explosionsrisiken
- Korrosion von Speicherbehältern
- Unterdrückung der NO_x Bildung

[1] HFW | H₂ | NH₃ News: Is ammonia the future of long-distance hv...
[2] The Future of Hydrogen | IEA | The Future of Hydrogen | windows.net

[3] Kawasaki Heavy Industries | Delivery of the LPG-powered "AXIS RIVER" LPG/NH₃ Carrier | Kawasaki Heavy Industries, Ltd.
[4] Elektrochemische Speicher (Kurzwel, Dietmeier)
[5] Campfire | NH₃ (teil zwei) - Campfire | wirc-campfire.de

[6] Universität Augsburg | Transport von Wasserstoff | uni-augsburg.de
[7] thyssenkrupp | Grünes Ammoniak revolutioniert den Transport von Wasserstoff

Überseeschiff (LOHC)

Bild: hydrogenious.com

Beschreibung

Der Transport von LOHC ist sehr einfach. Grund dafür ist, dass LOHC unter Normalbedingungen gespeichert wird. Es kann nur mit Katalysator reagieren und ist daher auch eine sichere Transportmethode für Wasserstoff. Für den Überseetransport können deswegen herkömmliche Öltanker verwendet werden. Jedoch wird derzeit noch kein LOHC in der Seeschifffahrt transportiert.



Technologie

Kosten

- H₂-Transportkosten: ca. 0,2 USD/kg_{H2} (ca. 0,18 €/kg_{H2})
bezogen auf eine Strecke von 1000 km, Kosten der Umwandlung sind nicht einbezogen

Typische Hersteller von Öltankern

- Hyundai, Kawasaki

Typische Organisationen:

- Hydrogenious, Honeywell

Typische Leistungsdaten

- Kapazitäten von Öltankern sind variabel, bis zu 320.000 m³

Typische Komponenten

Komponenten wären übertragbar von aktuell verwendeten Öltankern:

- Mehrere kleinere Frachttanks innerhalb des Rumpfs, um Stabilität zu gewährleisten
- Doppelhülle schützt Tanks vor äußeren Beschädigungen und trägt dazu bei, dass LOHC nicht austreten kann, was sehr schädlich für die Ozeane wäre
- Mastspitzen, die mit Tanks verbunden sind und für den Druckablass während des Beladens und Entladens mit LOHC verantwortlich sind
- Rohrsystem und Pumpsystem zum Be- und Entladen

Trends und Reife - Markt

Marktreife

Typische Projekte

- Honeywell Green Hydrogen Program

Chancen

- Keine Kühlung nötig
- Öltanker können verwendet werden → Einsparung von Kosten durch Weiternutzung konv. Infrastruktur

Herausforderungen

- Kosten für Rückwandlung in Wasserstoff
- Rückpassage der Schiffe mit leerem Tank

[1] Hydrogenious [How - Hydrogenious LOHC Technologies](#)
 [2] The Future of Hydrogen | IEA [The Future of Hydrogen \(windows.net\)](#)

[3] Honeywell [Green Hydrogen \(honeywell.com\)](#)
[Honeywell Liquid Organic Hydrogen Carriers](#)

[4] Universität Augsburg [LOHC \(uni-augsburg.de\)](#)
 [5] Academic Accelerator [Oil Tanker: The Most Up-to-Date Encyclopedia, News, Review & Research \(academic-accelerator.com\)](#)
 [6] [How An Oil Tanker Works And Designed - YouTube](#)

Binnenschiff (Gasförmiger Wasserstoff)

Bild: H₂ Barge Offshore Energy

Beschreibung

Derzeit wird Wasserstoff in gasförmiger Form noch nicht von Binnenschiffen transportiert. Beispielsweise für den Transport von Wasserstoff zwischen europäischen Ländern könnte sich die Binnenschifffahrt eignen. Für den Transport in gasförmiger, komprimierter Form bieten sich austauschbare, mobile Flaschen- oder Rohrcontainer sowie das Umfüllen des Gases über Schläuche in feste Tanks an Bord an. Bislang gibt es noch keine Binnenschiffe speziell für den Wasserstofftransport, weswegen sich womöglich zunächst containerisierte, modulare Speichersysteme eher an.

Binnencontainerschiff (beispielhaft)



Technologie

Kosten

- Spezifische Systemkosten: k. A.
- Wartung: k. A.
- H₂-Transportkosten*: ca. 1,60 €/kg_{H2}
*auf einer Strecke zwischen niederländischem Offshorewindpark und Duisburg über Rotterdam

Typische Hersteller

- Es haben sich noch keine Hersteller angekündigt

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: 13,2 – 264 t_{H2}
bei Beladung von 12 – 240 40-Ft-Container und 1.100 kg_{H2}/Container
- Betriebsdruck Speichercontainer: 300 - 500 bar

Typische Komponenten

Für Binnenschiffe mit festen Gastanks

- Tank
- Bei Verwendung von Druckausgleich Schlauchübertragungssystem, Ventile
- Bei Verwendung eines Kompressors Kompressor, Saug- und Druckleitung, Kontrolle der Durchflussmenge, Kühlung

Für Binnenschiffe mit Containermodulen

- Container, Mounting (Befestigung)
- Typ II – IV Druckbehälter, Handventil, Entlüftungsventil, Hauptventil (Kugelhahn), Wasserstoffleitung Füll- und Entleeranschlüsse mit Fittings
- Befüllung über Kompressor, Druckventile und -sensoren, Durchflussmengenmesser, Temperatursensor

Trends und Reife - Markt

Marktreife

Typische Projekte

- RH2INE als übergeordnetes Projekt für die Implementierung von Wasserstoff in der Binnenschifffahrt

Chancen

- Bei Speicherung in containerisierten Gasdruckspeichern kann bestehendes Hafenequipment und -abläufe genutzt werden
- Aufbau von Transportrouten per Schiff ist tendenziell schneller möglich als durch Pipelinebau

Herausforderungen

- Begrenzte Skalierungsmöglichkeiten

[1] RH2INE Kickstart Study – Scenario Building, Substudy Hydrogen Bunkering Scenarios

[2] umlaut & Kongstein (2021) „Production & Transportation Cost for Green Hydrogen from OWF to Onshore End-User“

[3] gwf Gas & Energie Wasserstoff-Bunkern in der Binnenschifffahrt
[GE_09_2021_fb_Lemien.pdf](#) [\[h2-news.eu\]](#)

Binnenschiff (Flüssiger Wasserstoff)

Beschreibung

Wie bei allen homogenen Gütern ist auch für Wasserstoff der Transport über den Wasserweg prinzipiell denkbar, jedoch existieren derzeit noch keine Binnenschiffe für den H₂-Transport. Da Binnenschiffe vor allem eine Alternative zum H₂-Transport bis zum Aufbau einer flächendeckenden Pipelineinfrastruktur darstellen, ist damit zu rechnen, dass Wasserstoff übergangsweise in containerisierten Flaschenbündeln transportiert werden wird. Neben der Be- und Entladung über Gasterminals könnten die Speichercontainer auch durch bestehende Hafeninfrastuktur gelöst werden. Denkbar sind jedoch auch Binnenschiffe mit speziellen, fest eingebauten Tanks, ähnlich wie in der Überseeschifffahrt, jedoch in kleinerem Maßstab. An beiden Konzepten wird derzeit geforscht, jedoch sind keine Prototypen oder Entwicklungsstände öffentlich bekannt.

Binnencontainerschiff (beispielhaft)



Bild: DVZ

Technologie

Kosten

- Spezifische Systemkosten: k. A.
- Wartung: k. A.
- H₂-Transportkosten*: ca. 1,60 €/kg_{H2}
*auf einer Strecke zwischen niederländischem Offshorewindpark und Duisburg über Rotterdam

Typische Hersteller

- Es haben sich noch keine Hersteller angekündigt

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: 48 – 960 t_{H2}
bei Beladung von 12 – 240 40-ft-Container und 4.000 kg_{H2}/Container

Typische Komponenten

Für Binnenschiffe mit festen Tanks

- Tank
 Vakuumisolierte Doppelwandstruktur (Innenbehälter aus glasfaserverstärktem Kunststoff reduziert Wärmeeinflüsse)
- Weitere Komponenten
 Vakuumisolierte Doppelwandrohre, Lüftungsmast, Verteiler, Tankabdeckung

Für Binnenschiffe mit Containermodulen

- Container, Mounting (Befestigung)
- Austauschbare Kryotanks als Flaschen unterschiedlicher Größen

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- RH2INE als übergeordnetes Projekt für die Implementierung von Wasserstoff in der Schifffahrt
- Synergetics bezieht sich auf grüne Treibstoffe in der Binnen- und Seeschifffahrt

Chancen

- Aufbau von Transportrouten per Schiff tendenziell schneller möglich als Aufbau von Pipelines.

Herausforderungen

- Begrenzte Skalierungsmöglichkeiten

[1] RH2INE Kickstart Study – Scenario Building, Substudy Hydrogen Bunkering Scenarios

[2] umlaut & Kongstein (2021) „Production & Transportation Cost for Green Hydrogen from OWF to Onshore End-User“

[3] gwf Gas & Energie Wasserstoff-Bunkern in der Binnenschifffahrt
[GE_09_2021_fb_Lemken.pdf_h2-news.eu](#)

Binnenschiff (Ammoniak)

Beschreibung

Da Ammoniak in der Industrie breite Verwendung findet, wird es schon lange zu chemischen Produktionsanlagen, bspw. zur Düngemittelproduktion in industriellen Maßstab per Schiene, Straße oder Schiff transportiert – per Schiff bisher jedoch nur in der Seeschifffahrt. In Deutschland ist der Binnentanker „Odin“ jedoch das einzige Binnentankschiff, das Ammoniak transportiert. Die Sicherheitsstandards sind sehr hoch, da Ammoniak bei Leckagen zu ernst zu nehmenden Umweltschäden im Flussökosystem führen kann. Da Ammoniaktransport in der Seeschifffahrt Standard ist, ist davon auszugehen, dass Regulierungen zukünftig auch für die Binnenschifffahrt angepasst werden.

Ammoniak Binnentanker „Odin“



Bild: weltexpress.info

Technologie

Kosten

- NH₃-Transportkosten: k.A. – Transportkosten werden jedoch unterhalb der Transportkosten für Wasserstoff liegen

Typische Hersteller

- HGK Shipping, SPETRANS

Typische Leistungsdaten

- Volumetrische Energiedichte Ammoniak: 3,2 kWh/l (vgl. Flüssiger Wasserstoff: 1,4 kWh/l)
- Kapazität: 260 m³ bzw. 150 t Binnentanker Odin

Typische Komponenten

- Ladetanks für flüssigen Ammoniak
- Druckregelung und Druckentlastungssystem
- Kühlsystem
- Be- und Entladesystem, Pumpen
- Sicherheitsmaßnahmen zur Verhinderung von Lecks → Ammoniak hat Gefahrenstoffkennzeichnung
- Kontrollsystem für Druck und Temperatur

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- Campfire z.B. Weiterverwendung von Ammoniak-Binnentanker „Odin“
- Ammoniak Importterminal Antwerpen-Brügge

Chancen

- Verwendung der vorhandenen Binnentanker und entsprechender Infrastruktur
- Direkte Verwendung von grünem Ammoniak
- Kurzfristige Lösung im Vergleich zu Pipelines

Herausforderungen

- Giftig, Gefahr von Feinstaub, Versauerung
- Korrosion von Speicherbehältern

[1] HGK Shipping [Leistungen](#) - HGK Shipping GmbH
 [2] Binnenschifffahrt Online [Grünes Ammoniak-Importterminal in Antwerpen-Brügge geplant](#) - Binnenschifffahrt Online (binnenschifffahrt-online.de)

[3] Campfire [Sicheres Handling von Ammoniak auf Schiffen](#) - Campfire (wir-campfire.de)
 [4] Weltexpress [TMS „Odin“ auf grünem Kurs an den Sund](#) - Besonderer Erstanlauf zum Campfire-Symposium 2021 im Ozeaneum - WELTEXPRESS

Binnenschiff (LOHC)

Beschreibung

Der Transport von LOHC ist bekanntermaßen ein einfaches Unterfangen. Für den Transport über den Wasserstraßen eignen sich konventionelle Binnenschiffe, welche für gewöhnlich fossile Flüssigkraftstoffe laden. Auch die Hafeninfrastruktur müsste wenig verändert werden. Jedoch darf nicht außer Acht gelassen werden, dass es spezielle Standorte zur Rückführung zu Wasserstoff braucht und das entladene LOHC zur Hydrierungsstation zurück transportiert werden muss. Es ist also auch bei der Binnenschifffahrt darauf zu achten, dass die verwendeten Kraftstoffe schrittweise grün werden, sodass durch den Transportweg keine CO₂-Emissionen mehr anfallen. Der Transport von gefährlichen Gütern über Binnengewässer ist in der Richtlinie ADN geregelt.

Projekt Blue Danube



Bild: hydrogenious.com

Technologie

Kosten

- Noch unbekannt

Typische Hersteller

- Damen, Piriou, RensenDriessen und weitere Werften, die Binnenschiffe für den Transport von Flüssigkraftstoffen bauen

Typische Leistungsdaten

- Transport bei Umgebungsdruck und -temperatur
- Kapazität: je nach Größe des Schiffs ca. 3.000 – 5.000 m³
in etwa 8 – 14 Tanks; ein Tank darf höchstens 380 m³ fassen

Typische Komponenten

- Mehrere Tanks aus Schiffbaustahl oder gleichwertigen Materialien, teilweise Beschichtung der Tanks zum Verhindern von langen Reinigungsarbeiten
- Gemeinsame Lade- und Löschleitung und Gaspendelleitung mit Anschluss an alle Tanks
- Pumpen, Heizschlangen
- Überlaufsicherung, Füllstandmessung, Temperatur- und Druckmessung,
- Doppelhüllenschiffe und Einhüllenschiffe sind möglich

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- Green Hydrogen Blue Danube Projekt entlang der H₂-Wertschöpfungskette mit H₂-Transport entlang der Donau

Chancen

- Große Ladungen möglich im Vgl. zur Straße und Schiene
- Verflechtung europäischer Länder
- Keine Veränderung der Infrastruktur und Tanks nötig

Herausforderungen

- Hohe Kosten für Rückwandlung zu Wasserstoff

[1] Hydrogenious [Trans-European hydrogen infrastructure project "Green Hydrogen @ Blue Danube"](#)
 [2] Damen Shipyards Group [Damen Shipyards Group - Oceans of Possibilities - shipbuilding - Damen](#)

[3] Piriou [Start - Piriou - Piriou](#)
 [4] RensenDriessen [RensenDriessen - Shipbuilding & Ship Brokers](#)

[5] Anlage zum Europäischen Übereinkommen über die internationale Beförderung von gefährlichen Gütern auf Binnenwasserstraßen (ADN); Zentralkommission für die Rheinschifffahrt [Anlage zum Europäischen Übereinkommen vom 26. Mai 2000 über die internationale Beförderung von gefährlichen Gütern auf Binnenwasserstraßen \(ADN\) \(ccr-zkr.org\)](#)

Züge (Gasförmiger Wasserstoff)

Beschreibung

Gasförmiger Wasserstoff wird in sogenannten Multi Element Gas Containern (MEGC), transportiert. Die Container sind standardisiert (40 Fuß), sodass ein Umschlag auf Trailer ermöglicht wird, wodurch Intermodalität und Flexibilität gewährleistet wird. Die zu transportierende Menge ist lediglich eingeschränkt durch die maximale Radsatzlast von 22,5 t und der maximalen Gesamtlänge des Zugs von 740 m. Der H₂-Transport mit Zügen kann eine Option werden, um H₂-Tankstellen – auch Schientankstellen – zu beliefern. Dazu eignet sich insbesondere der Transport als Gas, da Wasserstoffzüge meist gasförmigen Wasserstoff nutzen.

MEGC-Container

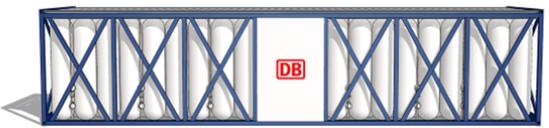


Bild: dbcargo.com

Technologie

Kosten

- H₂-Transportkosten: ca. 1,50 – 1,80 €/kg_{H₂} je nach Speicherdruck; für konkrete Strecke von Höchst nach Friedberg

Typische Hersteller

- DB Cargo, NPROXX

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: bis 1.000 kg_{H₂} pro Container bei einem Druck von etwa 500 bar, ein standardmäßiger Güterzug hat damit eine H₂-Kapazität von bis zu 25 t_{H₂}
Bei angenommenen 25 40ft Containern; entspricht einem etwa 400m langen Güterzug

Typische Komponenten

- MEGC mit Flaschenbündeln (stehend oder liegend) oder integrierten Typ IV-Behältern
- Flachwagen (Kurztyp kann einen MEGC und Langtyp zwei MEGC beladen werden)
- Ventile, Druckregelung, Temperatur- und Druckmessung
- Sicherheitseinrichtungen

Trends und Reife - Markt

Marktreife

Typische Projekte

- DB Cargo Wasserstoff trifft auf Schiene

Chancen

- Kurzfristige Lösung im Vergleich zum Pipelineausbau
- Einfacher Umschlag

Herausforderungen

- Kosten steigen mit zunehmendem Speicherdruck
- Hoher Energieaufwand zur Komprimierung
- Geringe Transportmenge möglich

[1] Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz [3346_potenzialbeschreibung-wasserstofftransport-ber-das-schienennetz.pdf](#) (hessen-energie.de)

[2] DB Cargo [DB Cargo bringt grünen Wasserstoff auf der Schiene klimaneutral ans Ziel](#)
 [3] Die Beförderung gefährlicher Güter [Die Beförderung gefährlicher Güter](#) (bund.de)

[4] NPROXX [Wasserstofftransportlösungen - NPROXX](#)

Züge (Flüssiger Wasserstoff)

Beschreibung

Der Transport von Wasserstoff über die Schiene wird in der Literatur zumeist als ungewöhnlich und kostenintensiv beschrieben. Für den Transport über lange Strecken eignet sich eher die Schifffahrt und innerhalb eines Staates werden Pipelines und Trailer bevorzugt. Jedoch könnte sich der Transport des Grünen Gases über die Schiene eignen, wenn die Pipeline-Infrastruktur noch nicht genügend ausgebaut ist oder an solchen Wegen, bei denen der Ausbau einer Pipeline gar nicht möglich ist. Berücksichtigt man die CO₂-Bepreisung, kann der Transport über die Schiene wirtschaftlicher werden als der Trailertransport. Beim Transport in verflüssigter Form kann im Vergleich zum gasförmigen Wasserstoff eine größere Menge in einem Zug transportiert werden. Es bedarf hier besonderer Cryo-Container, um den tiefkalten Transport zu ermöglichen.



Cryo Container



Bild: dbcargo.com

Technologie



Kosten

- H₂-Transportkosten: ca. 1,50 - 1,70 €/kg_{H₂}
Transportkosten ab einer Transportstrecke von ca. 200 km geringer als straßengebundener Transport, jedoch abhängig vom regionalen Schienennetz

Typische Hersteller

- DB Cargo, NPROXX (Spezialisiert auf H₂-Druckspeicherung, liefert bereits H₂-Speicher für Züge mit H₂-Antrieb)

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: bis 4.000 kg_{H₂} pro Container bei tiefkalter Lagerung und einem Druck von 1 - 4 bar, ein standardmäßiger Güterzug hat damit eine H₂-Kapazität von bis zu 100 t_{H₂}
Bei angenommenen 25 40ft Containern: entspricht einem etwa 400m langen Güterzug

Typische Komponenten



- Cryo-Container mit Isolationsschicht
- Flachwagen
- Ventile, Druckregelung, Temperatur- und Druckmessung
- Sicherheitseinrichtungen

Trends und Reife - Markt



Marktreife



Typische Projekte

- DB Cargo Wasserstoff trifft auf Schiene
- H₂-betriebene Züge

Chancen

- Direkte Verwendung in Tankstellen (auch für Züge)
- Einfacher Umschlag

Herausforderungen

- Auf kurzen Distanzen (<200 km) nicht wettbewerbsfähig im Vergleich zu Trailern
- Hoher Aufwand zur Isolierung der Behälter

[1] Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz [3346 potenzialbeschreibung-wasserstofftransport-ber-das-schienennetz.pdf](#) (hessen-energie.de)

[2] DB Cargo [DB Cargo bringt grünen Wasserstoff auf der Schiene klimaneutral ans Ziel](#)
 [3] Die Beförderung gefährlicher Güter [Die Beförderung gefährlicher Güter](#) (bund.de)

Züge (Ammoniak)

Beschreibung

Der Transport von Ammoniak über die Schiene ist weit verbreitet. Es eignen sich dafür spezielle Kesselwagen, die von unterschiedlichen Herstellern am Markt angeboten werden. Regulatorische Rahmenbedingungen für den Gefahrguttransport über die Schiene stellt die RID (Ordnung über die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter). Außerdem müssen Tankwagons mit verflüssigten Gasen als Inhalt einen orangefarbenen Streifen sowie die Gefahrgutplakette in diesem Fall mit Nummer 1005 aufweisen. Die niedrigste Temperatur, die das Innere des Tanks annehmen kann, beträgt -40 °C.



Ammoniak Kesselwagen



Bild: invehio.eu

Technologie



Kosten

- NH₃-Transportkosten: ca. 0,1 – 0,2 €/kg_{NH3}
Bei einer angenommenen Transportstrecke von 200 km.
 Einfache Kesselwagen mit moderatem Druck sind ausreichend für den Flüssigtransport von Ammoniak.

Typische Hersteller

- Inveho, Greenbrier, Trinity Rail, VTG

Typische Leistungsdaten

- Kapazität pro Wagen: 103 – 106 m³ bzw. ca. 55 t
- Maximal zulässige Geschwindigkeit: 100 km / h
- Länge: 17,6 m

Typische Komponenten



- Tank aus speziellem feinkörnigem Stahl für den Transport gefährlicher Güter
- Bodenventile zur Entladung
- T-Rohre und seitliche Schrägsitzventile
- Mannloch zur Inspektion
- Verschiedene Be- und Entladevorrichtungen (je nach Bedarf)
- Verschiedene Typen von Radsätzen, Achsaggregaten, Bremsklötzen, Puffern, Zugvorrichtungen
- Sicherheitsmaßnahmen (Aufkletterschutz, Entgleisungsdetektor, Füllstandmesser)
- Gefahrenkennzeichnungsplakette

Trends und Reife - Markt



Marktreife



Typische Projekte

- Green Ammonia Consortium
- PICASO: allgemeines POWER-to-Ammonia-Projekt

Chancen

- Ausgereifte Technologie, vorhandene Infrastruktur und hohe Sicherheitsstandards
- Hohe Kapazität

Herausforderungen

- Gefahr bei Leckage
- Hoher Energieaufwand bei Umwandlung zu Wasserstoff

[1] DB Cargo [DB Cargo bringt grünen Wasserstoff auf der Schiene klimaneutral ans Ziel](#)

[2] Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz [3346 potenzialbeschreibung-wasserstofftransport-ber-das-schienennetz.pdf](#) (hessen-agentur.de)

[3] Die Beförderung gefährlicher Güter [Die Beförderung gefährlicher Güter \(bund.de\)](#)

[4] Guide for the application of the WAG TSI [Guide for the application of the WAG TSI \(EN Version 3.0 - 15_02_2021\).pdf](#) (europa.eu)

[5] Green Ammonia Consortium [Green Ammonia Consortium - Ammonia Energy Association](#)

[6] Greenbrier Europe [Caas 103 m³ 4-axle tank wagon for Ammonia - Greenbrier Europe \(greenbrier-europe.com\)](#)

[7] Inveho [Ammoniak - Kesselwagen - Inveho](#)

Züge (LOHC)

Beschreibung

Auch der Transport von LOHC über die Schiene ist gut leistbar aufgrund der dieselähnlichen Eigenschaften des organischen Wasserstoffträgers. Konkrete Projekte sind zwar momentan nicht bekannt, jedoch gibt es Initiativen zu Zügen mit LOHC-Antrieb. In diesem Fall wäre der direkte Antransport in dieser Form von Vorteil. Auch diese Waggons entsprechen der RID und tragen den Tankcode L4BH, welcher Tanktyp, Berechnungsdruck, Öffnungen und Sicherheitseinrichtungen beschreibt.

Dieseltankwaggon beispielhaft



Bild: greenbrier-europe.com

Technologie

Kosten

- Noch unbekannt

Typische Hersteller

- Inveho, Greenbrier, Trinity Rail, steelcar

Typische Leistungsdaten

- Kapazität pro Tankwaggon: ca. 55 – 100 m³
- Länge: 13 – 17 m
- Höchstgeschwindigkeit: 100 km / h

Typische Komponenten

- Tank aus Edelstahl, zylinderförmig für Stabilitätsgewährung
- Abflussrohr, Bodenventil
- Dome dient zum Auffangen von aufsteigenden Gasen und zum Befüllen des Tanks (Befüllung ist auch über Füllstutzen möglich)
- Fahrwerk
- Sicherheitseinrichtungen wie Überlaufschutz, Druckventile, Entlüftung

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- HI ERN zu Zügen mit LOHC als Kraftstoff

Chancen

- Keine Veränderung der Infrastruktur und Tanks nötig
- Direkte Verwendung in LOHC-angetriebenen Zügen

Herausforderungen

- Hohe Kosten für Rückwandlung zu Wasserstoff

[1] Roland Berger „Hydrogen Transportation“
 [2] Greenbrier Europe Tank wagons – Greenbrier Europe (greenbrier-europe.com)

[3] Inveho Kesselwagen – Inveho
 [5] Anlage 18 Erstellung der Tankcodes für spezielle Tanks Microsoft Word - BMVI-G33-20170428-SF-A018.docx (verwaltungsvorschriften-im-internet.de)

[6] gefahrtgut.de Das hierarchische Prinzip (gefahrtgut.de)

Trailer (Gasförmiger Wasserstoff)

Beschreibung

Gasförmiger Wasserstoff wird meist in mehreren einzelnen Druckbehältern auf einem 40-Fuß-Auflieger transportiert. Unterschieden wird im Allgemeinen zwischen Flaschen- und Röhrentrailer. Röhrentrailer verfügen über bis zu 9 Stahlbehälter (Typ I Speicher), welche insgesamt ca. 500 kg Wasserstoff bei 200 bis 250 bar speichern. Trailer mit einem Aufbau aus Hochdruckspeichern (Typ IV Speichern) können bis zu 1.100 kg Wasserstoff bei 500 - 700 bar Druck aufnehmen. Systeme für die Nutzung höherer Drücke und bis zu 1.500 kg Kapazität sind in der Entwicklung.

Tube Trailer (beispielhaft)



Bild: istockphoto.com

Technologie

Kosten

- Spezifische Systemkosten: 580.000 – 650.000 € (Trailer)
- Wartungskosten pro Jahr: ca. 2 % des CAPEX
- H₂-Transportkosten*: 0,62 – 0,79 €/kg_{H₂} bei 100 km
*kombiniert aus CAPEX & OPEX. Kosten variieren stark mit der Transportdistanz

Typische Hersteller

- Wystrach, NPROXX, Linde, Air Products, Air Liquide, Praxair

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: 500 – 1.100 kg_{H₂}/Trailer
- Betriebsdruck: 200 – 1.000 bar

Typische Komponenten

- Trailer Mounting (Befestigung), ggf. Container
- Druckbehälter Behälterventil (Handventil), Entlüftungsventil, Hauptventil (Kugelhahn), Wasserstoffleitung Füll- und Entleeranschlüsse mit Fittings
- sonstige Komponenten Befüllung über Kompressor, Druckventile und -sensoren, Durchflussmengenmesser, Temperatursensor

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- 300 bar Wechseltrailersystem mit 7 Rotations-speichern für 2 Tankstellen („H2Nord Schleswig-Holstein“)

Chancen

- Ausgereifte Technologie, Optimierung über Speicherdruck und Gewicht der Behälter möglich
- Speicherdrücke bis zu 1000 bar sind in Entwicklung

Herausforderungen

- Niedrige Transportmengen pro Fahrt
- Hohes Eigengewicht

[1] umlaut (2022) Experten-Netzwerk
[2] IEA (2021) "Global Hydrogen Review 2021"

[3] Reuß et al. (2019) „Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur“
[4] Hydrogen Council (2020) "Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective"

[5] Krieg (2012) „Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff“
[6] IEA (2019) "The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities"

Trailer (Flüssiger Wasserstoff)

Beschreibung

Flüssiger Wasserstoff hat eine bis zu 8-fach höhere Energiedichte im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff, zudem wird bei der Verflüssigung eine hohe Reinheit erreicht. Für den Transport über lange Strecken und für Anwendungen mit hohem Reinheitsanspruch bietet sich deshalb der flüssige Zustand an. Für die Verflüssigung wird Wasserstoff auf ca. -253 °C abgekühlt. Um den Energieeintrag zu minimieren, wird ein möglichst großer, vakuum-isolierter, Tank mit einem optimierten Verhältnis aus Volumen zu Oberfläche eingesetzt.

LH₂-Trailer (beispielhaft)



Bild: istockphoto.com

Technologie

Kosten

- Spezifische Systemkosten: 860.000 – 945.000 € (Trailer)
- Wartungskosten pro Jahr: ~ 2 % CAPEX/a
- Transportkosten*: 0,71 - 2,1 €/kg_{H2} bei 500 km
*kombiniert aus CAPEX & OPEX, Kosten variieren stark mit der Transportdistanz

Typische Hersteller

- Linde, Air Products, Air Liquide, Praxair, Chart

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: 4.000 – 4.400 kg_{H2}/Trailer
- Temperatur Wasserstoff: ca. - 253 °C
- Energiebedarf Verflüssigung: ca. 12 kWh/kg
- Effizienz Verflüssigung: 70-75%
bezogen auf den Energieinhalt des H2

Typische Komponenten

- Verflüssigung
Mehrstufige Wärmetauscher, Expansionsturbinen, dynamische Gaslager, vakuum-isolierte Kühlkammer, Joule-Thomson Ventil
- Trailer bzw. Speicher
Doppelwandiger, vakuum-isolierter Cryotank (1-12 bar)
- Anwendung flüssiger H₂
Cryo-Pumpe, Dispenser, ggf. Rückvergasung, Wärmetauscher

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- Verflüssiger in Leuna für max. 10 t H₂ pro Tag (Linde)

Chancen

- Größe Transportvolumen
- Nutzung von flüssig-H₂ für LKW und Flugzeuge
- Effizienzsteigerung durch neue Verfahren

Herausforderungen

- Kosten der Verflüssigung
- „Boil-Off“ (0,3 – 1 %/d, Verluste durch Evaporation)
- Bisher nur große zentrale Anlagen (3*in DE)

[1] Linde [06.05.2022] <https://www.lindehydrogen.com/technology/liquefaction>
 [2] IEA (2021) "Global Hydrogen Review 2021"
 [3] IEA (2019) "The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities"

[4] Reuß et al. (2019) „Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur“
 [5] Hydrogen Council (2020) "Path to hydrogen competitiveness A cost perspective"
 [6] Chart Inc. (2021) Data Sheet; Decker (2019) "Linde Hydrogen Distribution Technology"

[7] Krieg (2012) „Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff“
 [8] Weichenhain et al. (2021) "Hydrogen transportation. The key to unlocking the clean hydrogen economy"
 [9] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy [06.05.2022] <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-delivery>

Trailer (Ammoniak)

Beschreibung

Ammoniak in flüssiger Form wird schon lange per LKW transportiert. Der LKW-Transport ist eher für kürzere Strecken geeignet, um beispielsweise den Wasserstoff von den Häfen zur Anwendung im Landesinneren zu transportieren. In einem, wie auf der Abbildung zu sehenden Behälter, wird Ammoniak bei erhöhtem Druck aufbewahrt. Solche Transporter müssen die Plakette mit der Gefahrengutklassifizierung 1005 tragen. Sicherheitsmaßnahmen sind unerlässlich, da es sich bei Ammoniak um einen giftigen und entzündlichen Stoff handelt.

Ammoniak-Trailer



Bild: lgttransport.com

Technologie

Kosten

- NH₃-Transportkosten: 2,2 €/kg_{H₂}
*kombiniert aus CAPEX & OPEX, bezogen auf eine Strecke von 200 km

Typische Hersteller

- LBT Inc., Feldbinder Spezialfahrzeugwerke GmbH, Robine

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: 5.000 kg_{H₂} / Trailer bzw. ca. 30 m³
- Temperatur: -33 °C bei Umgebungsdruck oder Speicherung bei Umgebungstemperatur und 8 bar

Typische Komponenten

- Tank in zylindrischer Form aus Stahl
- Sicherheitseinrichtungen
 Sicherheitsventile zur Druckregelung, Notabschaltventil, Gerät zur Beseitigung elektrostatischer Aufladung
- Rohre zum Be- und Entladen
- Chassis
- Nachgelagerter Ammoniak-Cracker zur Entnahme des Wasserstoffs

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- PICASO: allgemeines POWER-to-Ammonia-Projekt
- Campfire Partnerbündnis für grünen Ammoniak

Chancen

- Hohe Technologiereife in gesamter Wertschöpfungskette
- Hohe Speicherkapazität

Herausforderungen

- Hoher Energieaufwand zur Entnahme des Wasserstoffs
- Zusätzliche Reinigung vonnöten

[1] Roland Berger „Hydrogen Transportation“
 [2] IEA „The Future of Hydrogen“

[3] LGT „Safety Tips for Drivers Approaching a Rolled Over Anhydrous Ammonia Trailer | LGT Transport“
 [4] Tank Trailer Guide Book „Tank-trailer-guide-book.pdf | tenstertrailer.com“

Trailer (LOHC)

Beschreibung

Der Transport von Wasserstoff in Form von LOHC wird in der Praxis noch nicht durchgeführt, jedoch gibt es Projekte und Prototypen, die den Transport erproben. Die LOHC-Technologie ist im Verkehr einfach handhabbar und kann in Standard Diesel-Tanks gelagert werden. Die Trägermaterialien sind nicht toxisch oder explosiv, weswegen Sicherheitsmaßnahmen im Vergleich zu Diesel reduziert werden können. Außerdem wird LOHC nicht als Gefahrgut eingestuft, wodurch es Trailern erlaubt ist, durch Städte und Tunnel zu fahren.

Hydrogenious Trailer



Bild: Hydrogenious

Technologie

Kosten

- CAPEX Trailer: -50.000 €
- H₂-Transportkosten: 2,2 €/kg_{H₂}
*kombiniert aus CAPEX & OPEX, bezogen auf eine Strecke von 200 km

Typische Hersteller

- Allgemein: Hydrogenious
- Hersteller von Dieseltanks: Schütz Packaging Systems, Heil Trai u.v.m.

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: bis zu 1.800 kg_{H₂} / Trailer
- Transport bei Umgebungsbedingungen

Typische Komponenten

- Vorgelagerte Hydrierung
- Zylindrischer Tank mit mehreren Fächern (aus Stabilitätsgründen) meist aus Kohlenstoffstahl, Edelstahl oder Aluminium
Abprallplatten innerhalb der Tankfächer zur Verhinderung von Schwankungen im Träger
- Mannlochdeckel mit Ablassventil und weiteren Sicherheitseinrichtungen
- Ventile und Rohrsystem
- Chassis
- Nachgelagerte Dehydrierung

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- HySTOC-Projekt: Wasserstoffspeicherung und -transport in LOHC

Chancen

- Einfach zu transportieren, Nutzung der vorhandenen Infrastruktur
- Keine Boil-off-Verluste
- Geringe Wartungsintensität

Herausforderungen

- Doppelte Fahrt, um LOHC zur Hydrierung zurückzubringen

[1] Roland Berger „Hydrogen Transportation“
[2] IEA „The Future of Hydrogen“

[3] Hydrogenious Folie 1 (energy.gov)
[4] Tank Trailer Guide Book [Tank-trailer-guide-book.pdf](#) (anstrailer.com)

Pipeline (neu)

Beschreibung

Pipelines dienen sowohl als Speicher als auch als Transportmöglichkeit. Zurzeit existieren weltweit etwa 5.000 km Wasserstoffpipelines, die meist zu Chemiebetrieben und Raffinerien führen. Wasserstoff könnte in purer gasförmiger Form, aber auch gespeichert in gasförmigem Ammoniak in Pipelines transportiert werden. Da Wasserstoffversprödung eine Herausforderung für die verwendeten Rohre darstellt, müssen die richtigen Materialien ausgewählt und regelmäßige Wartungen durchgeführt werden. Neben niedriglegierten Stählen bis X52, zeigen erste Untersuchungen, dass auch übliche hochlegierte Stähle bis X70 für den H₂-Transport geeignet sind. Damit ist eine größere Freiheit im Leitungsdesign und bessere Wirtschaftlichkeit zu erreichen.



H₂-Transportrohr Thyssenkrupp



Bild: Thyssenkrupp

Technologie



Kosten

- Spezifische Systemkosten: 1,97 – 4,03 Mio. €/km
- Wartungskosten pro Jahr: ca. 5.000 €/km
- H₂-Transportkosten: 0,21 – 1,65 €/kg
bezogen auf eine Strecke von 1000 km, kombiniert aus CAPEX & OPEX, Kosten variieren stark mit der Transportdistanz
- NH₃-Transportkosten: 0,4 USD/kg_{NH3} (0,36 €/kg_{H2})
bezogen auf eine Strecke von 1000 km

Typische Hersteller

- Generalunternehmer: Bohlen & Doyen, Bilfinger
- Pipeline: Thyssenkrupp, Mannesmann

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: variabel ab ca. 10 t_{H2}/d
- Betriebsdruck: 10 – 100 bar

Typische Komponenten



- Stahlrohre
Insbesondere niedrig legierte Stähle bis X52 werden nach EIGA-Richtlinie empfohlen. Neuen Erkenntnissen nach sind auch höherfeste Stähle bis X70 für Wasserstoff geeignet.
- Polymerrohre
Für kleinere Durchmesser (z.B. im Verteilnetz) eignen sich hochdichte Kunststoffrohre (HDPE) oder moderne Metall-Kunststoff-Verbundrohre (MKV).
- Anlagenperipherie
wasserstofffeste Regel- und Steuerinstrumente, Kompressor(station), Dichtungen
- Verlegung und Betrieb
Rohrmoche, Detektionsgeräte, Materialprüfinstrumente, Pipeline-Integrity-Management-System (PIMS)

Trends und Reife - Markt



Marktreife



Typische Projekte

- Testpipeline auf dem Gelände des RWE Gaskraftwerkes Emden („GET H2 Nukleus“)
- 240 km Wasserstoffnetz von Air Liquide im Rhein-Ruhr-Gebiet

Chancen

- Entwicklung wasserstofffester Materialien wie bspw. faserverstärkte Polymere (FRP)
- Niedrige Betriebskosten, lange Lebensdauer

Herausforderungen

- Wasserstoffversprödung von Metallen
- Hohe Investition, Gasleckagen, Verunreinigungen

[1] Hydrogen Council (2021) "Hydrogen Insights"

[2] IEA (2021) "Global Hydrogen Review 2021"

[3] U.S. Department of Energy (27.04.2022) <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>

[4] Reuß et al. (2019) „Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur“

[5] Brändle et al. (2020) „Estimating Long-Term Global Supply Cost for Low-Carbon Hydrogen“

[6] Siemens Energy et al. (2020) „Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende“

[7] Weichenhain et al. (2021) "Hydrogen transportation. The key to unlocking the clean hydrogen economy"

[8] Mannesmann (27.04.2022) <https://www.mannesmann-innovations.com/de/innovationen/mannesmann-h2ready/>

[9] EIGA-Richtlinie IGC Doc 12/14

[10] IEA „The Future of Hydrogen“

Pipeline (Umstellung von Erdgasleitungen)

Beschreibung

Neben der Neuerrichtung von Wasserstoffpipelines gibt es ebenso die Möglichkeit, bestehende Erdgasleitungen für den H₂-Transport umzuwidmen. Die Beimischung von Wasserstoff in bestehende Gasnetze wird derzeit mit Mischungen von bis zu 20 %-Vol. H₂ getestet. Ob die Beimischungsrate toleriert werden kann, bestimmt jedoch vorrangig die Endanwendung, jedoch auch die Art des verwendeten Stahls in der Pipeline, die Reinheit des Wasserstoffs sowie Ventile, Dichtungen etc. Da sich die Gase gerade in ihrer Dichte unterscheiden, sind Umrüstarbeiten an der Pipeline(peripherie) unabdingbar. Neben der erhöhten Beimischung ist in den nächsten Jahren vor allem damit zu rechnen, dass einzelne Pipelinestränge vollständig auf Wasserstoff umgerüstet werden, während andere parallel noch längere Zeit als Erdgaspipelines erhalten bleiben.



Pipeline (beispielhaft)



Bild: KNF

Technologie



Kosten

- Spezifische Systemkosten: 0,54 – 1,08 Mio. €/km
- Wartungskosten pro Jahr: ca. 5.000 €/km
- H₂-Transportkosten: 0,12 – 0,36 €/kg bei 1.000 km bezogen auf eine Strecke von 1000 km, kombiniert aus CAPEX & OPEX. Kosten variieren stark mit der Transportdistanz

Typische Hersteller

- Generalunternehmer: Bohlen & Doyen, Bilfinger
- Sachverständiger: Veenker Ingenieure

Typische Leistungsdaten

- Kapazität: variabel ab ca. 10 t_{H2}/d
- Betriebsdruck: 10 – 100 bar

Typische Komponenten



- Bestehende Gaspipeline**
Für Erdgaspipelines typischer Stahl (X70) ist in der Regel auch für den Transport von Wasserstoff geeignet. Eine Anpassung der Betriebsparameter und des Wartungskonzeptes ist zu prüfen.
 - Anlagenperipherie**
Wasserstoffeste Regel- und Steuerinstrumente, Kompressor(station)
 - Auszutauschende / zu prüfende Komponenten**
Messeinrichtungen, Kompressoren, Armaturen, Regelventile, Dichtungen, Rohrmolche, Detektionsgeräte, Pipeline-Integrity-Management-System (PIMS)
- Bisher ist keine großskalige Umstellungen von Erdgasleitungen bekannt, Erfahrungen zur Ertüchtigung von „alten“ Komponenten sind ausstehend.

Trends und Reife - Markt



Marktreife



Typische Projekte

- Roadmap zur Umnutzung bestehender Erdgasinfrastrukturen („H₂-PIMS“)
- ModuH2Pipe@BAM: Sicherheit von H₂-Pipelines

Chancen

- Einsparung von 60 – 90 % der Kosten im Vergleich zum Neubau von Pipelines
- Umrüstung frei werdender Erdgasleitungen

Herausforderungen

- Wasserstoffversprödung des Stahls
- Gasleckagen, Verunreinigungen

[1] Hydrogen Council (2021) "Hydrogen Insights"
 [2] IEA (2021) "Global Hydrogen Review 2021"
 [3] U.S. Department of Energy [27.04.2022]
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>

[4] Reuß et al. (2019) „Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur“
 [5] Brändle et al. (2020) "Estimating Long-Term Global Supply Cost for Low-Carbon Hydrogen"
 [6] Siemens Energy et al. (2020) „Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende“

[7] Weichenhain et al. (2021) "Hydrogen transportation. The key to unlocking the clean hydrogen economy"
 [8] Gillissen et al. (2020) Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff: eine wirtschaftliche Alternative für Deutschland?
 [9] IEA „The Future of Hydrogen“
 [10] BAM BAM - Projekte - ModuH2Pipe@BAM - Modulare Testplattform zur Sicherheit von Wasserstoffpipelines

Ammoniak – Cracking-Prozess

Beschreibung

Die Aufspaltung von NH_3 in H_2 und N_2 erfolgt durch den Ammoniak Cracker Prozess. Der Prozess beginnt mit der Zufuhr von Ammoniak in einem Reaktor, dem Cracker. Zunächst wird das Ammoniak erhitzt, bis es vollständig verdampft. Anschließend findet die katalytische Spaltung des gasförmigen Ammoniaks statt. Überlicherweise erfolgt dieser Prozess bei Temperaturen von 500-1050 °C abhängig von der Katalysatorwahl und einem Druck von 50-100 bar. Nach der Reaktion wird das entstandene Produkt abgekühlt und geringe Restmengen an Nebenprodukten werden abgetrennt, um einen reinen Wasserstoffstrom zu erhalten. Das Endprodukt, der hochreine Wasserstoff, wird schließlich in einem mehrstufigen Verdichter auf den gewünschten Druck gebracht. Neben der Produktion von Wasserstoff erzeugt der Cracker überschüssige Wärme, die durch einen Rankine-Kreislauf zur Generierung von Strom für den Anlagenbetrieb genutzt werden kann.

Wasserstoffverflüssigungsanlage in Leuna

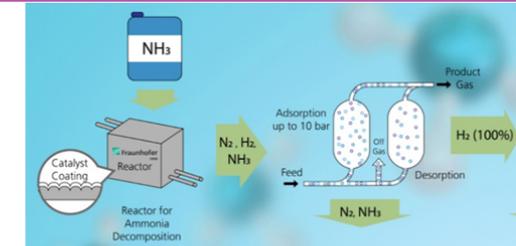


Bild: Fraunhofer IMM

Technologie

Kosten

- Ammoniak-Cracking-Prozess: 1,5 USD/kg H_2 (ca. 1,4 €/kg H_2)

Typische Hersteller

- Mitsubishi Heavy Industries, KBR, Thyssenkrup Uhde

Typische Leistungsdaten

- Temperaturen von 500-1.050 °C
- Druck von 50-100 bar
- Prozesswirkungsgrad ca. 68 %
- Energieaufwand ca. 8 kWh/t- H_2

Typische Komponenten

- Speichertank
- Verdichter
- Reaktor mit Heizer und Katalysator-Bett
- Kondensator
- H_2 Reinigungseinheit
- Optional: Rankine Kreislauf zur Stromproduktion aus überschüssiger Abwärme aus Reaktor

Trends und Reife - Markt

Marktreife

Typische Projekte

- BP plant Betrieb in Wilhelmshafen ab 2028 mit Kapazität von 130 t- H_2 /Tag
- AFC entwickelt einen modularen skalierbaren Cracker

Chancen

- Sicherer Transport und Speicherung
- Etablierter Ammoniak Markt mit stabiler Nachfrage
- Potential, durch direkte Wärmeeinbringung in den Katalysator Effizienzverbesserung um über 20 %

Herausforderungen

- Kostensenkung

[1] Ammonia's Role in a Net-zero Hydrogen Economy – Kleinman Center for Energy Policy
 [2] BP - Ausbau der deutschen Drehscheibe
 [3] Wasserstoffstudie mit Roadmap – Rheinland Pfalz

[4] Paper: „Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants“
 [5] Paper: „Large-scale decomposition of green ammonia for pure hydrogen production“

[6] Report von Fraunhofer ISI - Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations
 [7] Roland Berger Report - Hydrogen transportation | The key to unlocking the clean hydrogen economy

Verflüssigung

Beschreibung

Zurzeit existieren nur vier Verflüssigungsanlagen in Europa, die Wasserstoff auf die erforderlichen -253 °C herunterkühlen können. An Lindes Standort in Leuna werden pro Tag 10 t flüssiger Wasserstoff erzeugt. Doch mit zukünftiger Zunahme des Wasserstoffbedarfs wird ein weiterer Ausbau der Verflüssigungskapazitäten vonnöten sein. Die Coldbox ist das Zentrum einer Wasserstoffverflüssigungsanlage. Darin wird der gasförmige Wasserstoff von 20 auf -253 °C abgekühlt. Je nach Anlagenleistung variiert der Prozess der Kältezufuhr. Bei größeren Anlagen (ab $1.000\text{ I}_{\text{H}_2}/\text{h}$) erfolgt sie durch den sogenannten Claude Prozess, der sich aus Verdichtung, Abkühlung und Entspannung des Gases zusammensetzt. Bei kleineren Anlagen (bis $1.000\text{ I}_{\text{H}_2}/\text{h}$) wird das Gas bei 20 bar durch einen geschlossenen Heliumkrieslauf abgekühlt und anschließend über ein Joule-Thomson-Ventil in den Speichertank entspannt.

Wasserstoffverflüssigungsanlage in Leuna



Bild: Linde

Technologie

Kosten

- Verflüssigung: 1 USD/kg_{H₂} (ca. 0,9 €/kg_{H₂})

Typische Hersteller

- Linde

Typische Leistungsdaten

- Abkühlung von 20 °C auf -253 °C
- Kapazität: Variation von $150\text{ I}_{\text{H}_2}/\text{h}$ bis $20.000\text{ I}_{\text{H}_2}/\text{h}$

Typische Komponenten

Für Anlagen ab $1.000\text{ I}_{\text{H}_2}/\text{h}$:

- Coldbox
- Kolbenverdichter
- TED-Expansionsturbinen mit dynamischer Gaslagerung
- Flüssigstickstoff-Vorkühlung

Für Anlagen bis $1.000\text{ I}_{\text{H}_2}/\text{h}$:

- Coldbox mit Wärmetauschern und Heliumexpansionsturbinen
- Heliumkompressor mit Ölreinigung
- Drosselventile zur Expansion

Weitere Systemkomponenten:

- Wasserstoffaufbereitung
- Rohgaskompressoren

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- Hydrogen in Leuna

Chancen

- Platzeinsparung gegenüber gasförmigem Wasserstoff

Herausforderungen

- Reduzierung des Energieeinsatzes und Wirkungsgradverbesserung
- Kostensenkung

[1] Linde
[Frontpage](#) | [Linde Kryotechnik](#). The partner you can count on – no matter how cold it gets. ([linde-kryotechnik.ch](#))
[Hydrogen Liquefiers](#) | [Linde Engineering](#) ([linde-engineering.com](#))

[2] EnArgus [EnArgus](#)
 [3] IEA "The Future of Hydrogen"

Flüssigkraftstoffe (Fischer-Tropsch)

Beschreibung

Bei der Fischer-Tropsch-Umwandlung wird Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff zu längeren Kohlenwasserstoffketten umgewandelt, um flüssige Brennstoffe herzustellen. Das bei der FT-Synthese entstandene Produkt heißt FT-Syncrude und lässt sich zu Kraftstoffen wie Diesel oder Kerosin weiter verarbeiten. Der Prozess findet derzeit auf Basis von Kohle oder Erdgas statt und ist sehr treibhausgasintensiv. Um die CO₂-Emissionen des Prozesses zu reduzieren, muss grüner Wasserstoff sowie eine nachhaltige Kohlenstoffquelle aus direkter Luftabscheidung oder biogenen Quellen als Edukt verwendet werden. Je nachdem, welche Art von Katalysator eingesetzt wird, ist es möglich, das Ergebnis der Synthese zu beeinflussen.

Secunda CtL von Sasol



Bild: rechargingnews.de

Technologie

Kosten

- Bereitstellungskosten: 201 – 509 €/MWh
Annahmen: Wind/PV und Synthese in der MENA Region; inkl. Energiekosten, Rohstoffkosten, Anlagenkosten, Betriebskosten, Upgrading, Transport und Verteilung

Typische Hersteller

- Sasol, Qatar Petroleum, Shell

Typische Leistungsdaten

- Prozesstemperaturen: 200 – 350 °C
- Prozessdruck: ca. 24 bar
- Prozesswirkungsgrad: ca. 67 %
- Brennwert FT-Syncrude: 11,94 kWh / kg

Typische Komponenten

- Synthesegaserzeugung
- Gasaufbereitung (Entfernung von Partikeln, Nasswäsche, Schwefelwäsche etc.)
- Rohrbündelreaktoren, Slurry-Reaktoren oder Wirbelschichtreaktoren
- Katalysatoren auf Eisen- und Kobaltbasis
- Nachgelagerte Upgradingprozesse wie Hydrocracking, Isomerisierung, Oligomerisierung, Hydrierung (je nach Endprodukt)

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- HyShiFT: Projekt zur Dekarbonisierung der Luftfahrtkraftstoffe

Chancen

- Viele mögliche Konfigurationen der Output-Produkte je nach Katalysator
- Verwendung in bestehenden Kfz und geringere Auspuffemissionen vgl. Mit konventionellem Diesel

Herausforderungen

- Optimierung der Katalysatoren
- Dekarbonisierung des Prozesses
- Geringe Wirtschaftlichkeit

[1] Max-Planck-Gesellschaft: [Neue Möglichkeiten der Treibstoffproduktion aus unkonventionellen Ausgangsstoffen durch 3D-Bildgebung auf Nanoskala](#) | Max-Planck-Gesellschaft (mpg.de)

[2] Spektrum der Wissenschaft: [Fischer-Tropsch-Synthese](#) - Lexikon der Chemie (spektrum.de)

[3] Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

[4] hydrogen council: [Meet the Members: Sasol](#) | Hydrogen Council

[5] HyShiFT: [HyShiFT - Decarbonizing Aviation](#)

[6] Preliminary Screening – Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals with Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas; P.L. Spath and D.C. Dayton

Methanisierung (Sabatier)

Beschreibung

Bei der Sabatier-Reaktion wird Kohlendioxid mit Wasserstoff hydriert, wobei Methan und Wasser erzeugt wird. Die Reaktion ist exotherm und benötigt einen Katalysator. Der Prozess ist schon lange bekannt und wurde hauptsächlich genutzt, um katalysatorvergiftende Spuren durch CO zu entfernen. Die Anwendungen sind mittlerweile vielfältiger, bspw. in der Raumfahrt oder als potentieller Langzeit-Stromspeicher. Der grün erzeugte Wasserstoff könnte in Methan gewandelt werden, um Speicherung und Transport zu erleichtern. Die bestehende Erdgas-Infrastruktur kann genutzt werden und auch die Anwendungen mit Methan sind weit entwickelt. Es besteht außerdem die Möglichkeit, CO₂ aus Abgasen zu nutzen, um CO₂-Emissionen zu reduzieren. Nicht zu vernachlässigen ist jedoch, dass Methan selber ein starkes Treibhausgas ist, weswegen Leckagen unbedingt vermieden werden müssen.

PtM-Anlage (e-gas plant) in Werlte



Bild: e-fzn

Technologie

Kosten

- Stromgestehungskosten: 339 – 632 € / MWh
einschl. Speicherung für wasserstoff- und methanbasierte Stromspeicher
- Bereitstellungskosten: 168 – 421 € / MWh
Wind/PV und Synthese in der MENA; inkl. Energie-, Rohstoff-, Anlagen-, Betriebskosten, Upgrading, Transport und Verteilung

Typische Hersteller

- KIWI AG, MAN Energy, Siemens Energy, McPhy, ITM

Typische Leistungsdaten

- Herstellung von 6 t synthetischem Erdgas pro Tag
dafür sind 6 MW Anlagenleistung von Erneuerbaren Energien nötig sowie 3 Alkalische Elektrolyseanlagen (Daten gelten für e-gas plant)
- Anlaufzeit: 5 min,
- Bindung von CO₂: 2.800 t pro Jahr
- Prozesstemperaturen: 250 – 700 °C
- Wirkungsgrad: ca. 76 %
- Brennwert Methan: 15,42 kWh / kg

Typische Komponenten

- Erneuerbare Energie, Elektrolyseur
- Filteranlage zum Reinigen des erzeugten Wasserstoffs
- Pufferspeicher zur Ermöglichung der Nutzung von reinem Wasserstoff
- Methanisierungsreaktor aus langem Bündel von Rohrreaktoren, beladen mit Katalysatoren auf Nickelbasis
- Leitungen für Wasser und Sauerstoff
- Kühlung des Methanisierungsreaktors durch geschmolzene Salze
- Quelle und Zuführung von CO₂
- Trocknung und Einspeisung in das Erdgasnetz

Trends und Reife - Markt

Marktreife



Typische Projekte

- E-gas plant in Werlte
- PtG 250 (ZSW, Fraunhofer u.a.)

Chancen

- Speicherung und Transport werden erleichtert
- CO₂-Reduktion
- Nutzung der bestehenden LNG-Infrastruktur

Herausforderungen

- Starkes Treibhausgas
- In Anwendung wird erneut CO₂ freigesetzt

[1] The renaissance of the Sabatier reaction and its applications on Earth and in space. nature catalysis
 [2] Power-to-Gas: Die Rolle der chemischen Speicherung in einem Energiesystem mit hohen Anteilen an erneuerbarer Energie. Lehner, Biegger, Medved

[3] Nutzung von CO₂ in fossilen Energieumwandlungskreisläufen. ThyssenKrupp
 [4] movingpower [movingpower - POWER TO GAS WERLTE](https://movingpower.com)
 [5] KIWI AG [Start - kiwi AG \(kiwi2.com\)](https://www.kiwi-ag.com)

[6] ZSW [ZSW - PtG 250 \(PtG\)](https://www.zsw.de) [\(zsw-bw.de\)](https://www.zsw.de)
 [7] Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Tabelle 20: Techno-ökonomische Parameter Speicherung [86]

Parameter	Einheit	LH ₂	NH ₃	LOHC	CGH ₂ (45 bar)
CAPEX	€ ₂₀₂₀ /kg Derivat	33	2,2	20	100
OPEX	% _{CAPEX} /a	2	2	2	4
Abschreibungszeitraum	a	30	30	30	30
Benötigte Speicherkapazität H ₂ (Drei Tage Puffer)	t	300	300	300	100

Tabelle 21: Techno-ökonomische Parameter Rückumwandlungsprozesse [86]

Parameter	Einheit	LH ₂ (Regasifizierung)	NH ₃ (Cracking)	LOHC (Dehydrierung)
Referenzgröße	t H ₂ /d	100	100	100
CAPEX	Mio. € ₂₀₂₀	41	69	16
OPEX	% _{CAPEX} /a	3	4	4
Abschreibungszeitraum	a	10	20	20
Strombedarf	kWh _{el} /kg H ₂	0,5	3,4	1,1
Wärmebedarf	kWh _{th} /kg H ₂	0,0	2,1	12,5
Auslassdruck H ₂	bar	100	1	1

Tabelle 22: Technoökonomische Parameter Transport- Wasserstoffpipeline [39], [86]

Parameter	Einheit	Literatur
Referenzgröße (Durchmesser)	mm	200
CAPEX	Mio. € /km	1,496
OPEX	% _{CAPEX} /a	3
Energiebedarf Zwischenverdichtung	kWh _{el} /(kg H ₂)*km	0,0006
Abschreibungszeitraum	a	50
Kapazität (Auslastung: 100%)	t/d	226
Auslastung	%	70
Referenz Druckstufe	bar	80
Fließgeschwindigkeit	m/s	15

Tabelle 23: Technoökonomische Parameter Distributionswasserstoffpipeline [38], [87]

Parameter	Einheit	Literatur
Referenzgröße (Durchmesser)	mm	100 & 150
CAPEX	Mio. € /km	0,382 & 0,424
OPEX	% _{CAPEX/a}	3
Abschreibungszeitraum	a	50
Kapazität (Auslastung: 100%)	t/d	17 & 39
Auslastung	%	70
Referenz Druckstufe	bar	30
Fließgeschwindigkeit	m/s	10

Tabelle 24: Technoökonomische Parameter Wasserstoffverdichtung [38], [39], [86]

Parameter	Einheit	Niederdruck	Hochdruck
Referenzgröße (Durchmesser)	t H ₂ /d	100	100
Eingangsdruck	bar	1	30
Ausgangsdruck	bar	45	500
CAPEX	Mio. € ₂₀₂₀	34,9	16,5
OPEX	% _{CAPEX/a}	4	4
Abschreibungszeitraum	a	15	15
Verdichterwirkungsgrad	%	0,76	0,76
Energiebedarf Aufbereitung H ₂	kWh/kg H ₂	2,09	1,7

Tabelle 25: Ökonomische Parameter Energiebereitstellung [86]

Parameter	Einheit	Importland: Deutschland
Konst. Strombereitstellung Kosten	€/MWh _{el}	80
Konst. Wärmebereitstellung Kosten	€/MWh _{th}	40

Tabelle 26: Technoökonomische Parameter Binnenschiff [88]

Parameter	Einheit	Literatur
Geschwindigkeit-Vorwärts (Süden)	km/h	9
Geschwindigkeit-Rückfahrt (Norden)	km/h	18
Entladedauer Containerbrücke	N (Container)/h	25
Tägliche Betriebszeit	h	14
Dauer Hin und Rückfahrt-Speyer/Trier	d	7
Dauer Hin und Rückfahrt-Bendorf	d	5
Miete pro 40 Fuß Container Platz	€/km	0,8

Tabelle 27: Techno- ökonomische Parameter Trailer [45], [46]

Parameter	Einheit	LH ₂	NH ₃	LOHC	CGH ₂
CAPEX	Mio. €/Einheit	0,860	0,200	0,150	1,188
OPEX	% _{CAPEX} /a	8	8	8	8
Abschreibungszeitraum	a	12	12	12	12
Nutzbare Kapazität	t H ₂	4,3	5,5	1,6	1,1
Lade/Entlade-Dauer	h	3	1,5	1,5	1,5

Tabelle 28: Techno- ökonomische Parameter Truck [46], [89]

Parameter	Einheit	Literatur
CAPEX	Mio. €/Einheit	0,120
OPEX	% _{CAPEX} /a	8
Abschreibungszeitraum	km	1.000.000
Treibstoffkosten	€/l	1,5
Treibstoffverbrauch	l/km	0,345
Mittlere Geschwindigkeit Langstrecke	km/h	60
Mittlere Geschwindigkeit Kurzstrecke	km/h	40
Betriebsstunden	h/a	2.920
Maut	€/km	0,355
Fahrerkosten	€/h	40
Nutzlast	t	28,5

Tabelle 29: Techno-ökonomische Parameter eines Binnentanker für Massengut-Transport [56]

Parameter	Einheit	Literatur
CAPEX	Mio. €/Schiff	6
OPEX (Personal & Wartung)	%CAPEX/a	14,6
Lebensdauer	a	50
Treibstoffkosten	€/l	0,64
Treibstoffverbrauch_Bergfahrt	l/h	140
Treibstoffverbrauch_Talfahrt	l/h	60
Tankvolumen	m ³	2.949

Tabelle 30: Lernraten zur Analyse der Investitionskostendegression durch Skalierungseffekte

CAPEX - Parameter	Einheit	Lernrate
Truck	%	5
Container - CGH ₂	%	10
Container - LH ₂	%	10
Container - Ammoniak	%	5
Container - LOHC	%	5
Chassis	%	5
Kompression (45 bar)	%	5
Kompression (500 bar)	%	5
Dehydrierung	%	10
Cracker	%	12
Regasifizierung	%	10

Tabelle 31: Techno-ökonomische Parameter Importkosten für 2040 und 2050 [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55]

Parameter	Einheit	LH ₂	NH ₃	LOHC	CGH ₂ (45 bar)
Kosten 2040	€/kg Derivat	5,03	5,65	4,78	4,01
Kosten 2050	€/kg Derivat	4,33	5,36	4,40	3,83

Tabelle 32: Gegenüberstellung der Gesamtkosten für den Transport mit Trucks und dem Binnenschifftransport ohne der geschätzten Importkosten für das Jahr 2030, 2040 und 2050

Kosten in €/kg H ₂	CGH ₂	LOHC	NH ₃	LH ₂
Speyer-Truck 2030	3,99	3,99	2,55	2,87
Speyer-Truck 2040	3,30	3,42	2,00	1,98
Speyer-Truck 2050	3,00	2,99	1,65	1,24
Speyer-Schiff 2030	4,56	3,56	2,42	3,01
Speyer-Schiff 2040	3,48	2,98	1,87	1,96
Speyer-Schiff 2050	3,09	2,54	1,51	1,17
Bendorf-Truck 2030	2,83	3,57	2,45	2,62
Bendorf-Truck 2040	2,33	3,01	1,87	1,74
Bendorf-Truck 2050	2,07	2,59	1,52	1,00
Bendorf-Schiff 2030	3,52	3,3	2,33	2,77
Bendorf-Schiff 2040	2,66	2,72	1,78	1,77
Bendorf-Schiff 2050	2,31	2,3	1,43	0,99
Trier-Truck 2030	2,86	3,60	2,45	2,63
Trier-Truck 2040	2,37	3,04	1,91	1,75
Trier-Truck 2050	2,11	2,61	1,56	1,00
Trier-Schiff 2030	4,55	3,55	2,42	3,01
Trier-Schiff 2040	3,47	2,97	1,86	1,96
Trier-Schiff 2050	3,07	2,54	1,51	1,17

Tabelle 33: Gegenüberstellung der Gesamtkosten für den Transport mit Trucks und dem Binnenschifftransport inklusive der geschätzten Importkosten für das Jahr 2030, 2040 und 2050

Kosten in €/kg H ₂	CGH ₂	LOHC	NH ₃	LH ₂
Speyer-Truck 2030	7,82	8,39	7,91	7,20
Speyer-Truck 2040	7,13	7,82	7,36	6,31
Speyer-Truck 2050	6,83	7,39	7,01	5,57
Speyer-Schiff 2030	8,39	7,96	7,78	7,34
Speyer-Schiff 2040	7,31	7,38	7,23	6,29
Speyer-Schiff 2050	6,92	6,94	6,87	5,50
Bendorf-Truck 2030	6,66	7,97	7,81	6,95
Bendorf-Truck 2040	6,16	7,41	7,23	6,07
Bendorf-Truck 2050	5,90	6,99	6,88	5,32
Bendorf-Schiff 2030	7,35	7,70	7,69	7,10
Bendorf-Schiff 2040	6,49	7,12	7,14	6,10
Bendorf-Schiff 2050	6,14	6,70	6,79	5,33
Trier-Truck 2030	6,69	8,00	7,81	6,96
Trier-Truck 2040	6,20	7,44	7,27	6,08
Trier-Truck 2050	5,94	7,01	6,92	5,33
Trier-Schiff 2030	8,38	7,95	7,78	7,34
Trier-Schiff 2040	7,30	7,37	7,22	6,29
Trier-Schiff 2050	6,90	6,94	6,87	5,50

Tabelle 34: Annahmen für die toolbasierte Dimensionierung

Parameter	Einheit	Wert	Bemerkung
H ₂ -Bedarf	t _{H₂} /a	Speyer: ~3.194 - 4.071 Bendorf: ~1.397 - 4.164 Trier: 177 - 529	Lineare Hochlaufkurve (Middle-Szenario bis Jahr 2038, Ermittlung ACN); Bedarfe täglich gleichmäßig verteilt, lediglich Betrachtung von grauen bzw. „emissionsarmen“ Wasserstoff (inkl. HKNs ¹)
Degradation	%	20	Degradation am Ende der Stack-Lebensdauer, lineare Verlauf über die Lebensdauer
Stack-Lebensdauer	h	80.000	Betriebsstunden
Spez. Wasserverbrauch	m ³ /t _{H₂}	13.7	-
Anlagenverfügbarkeit	%	97	-
Unteres Lastlimit	%	10	-
Oberstes Lastlimit	%	100	-
Spez. Energiebedarf (Elektrolyse inkl. Peripherie) @ 100 % und BoL ²	kWh/kg _{H₂}	55,5	Effizienz ~60 %
Veränderung des spez. Energiebedarf über die Last	kWh/(%*kg _{H₂})	Vertrauliche Daten	Informationen von namenhaften PEM-Hersteller
Fläche für H ₂ -Speicher	-	-	max. 30 % der zur Verfügung stehenden Fläche kann für den H ₂ -Speicher genutzt werden
Onshore-Wind-PPA-Kapazität	MW	- ¹	Stündliche Erzeugungsscharakteristik WEA in einer zentralen Region in DE (7 MW Anlage, Vestas, 164m Flügeldurchmesser); Erzeugungsprofil wird für den kompletten Projekthorizont genutzt, Preisabsicherung über PPA von min. 25 % der Anlagenleistung (80 % Wind)
Vermarktungswert Onshore-Wind-PPA	€/MWh	84,95	-
PV-PPA-Kapazität	MW	- ¹	Stündliche Erzeugungsscharakteristik PV-Anlage WEA in einer zentralen Region in DE (2 MW Anlage); Erzeugungsprofil wird für den kompletten Projekthorizont genutzt, Preisabsicherung über PPA von min. 25 % der Anlagenleistung (20 % PV)
Vermarktungswert PV-PPA	€/MWh	80,76	-
Spotmarktpreise	€/MWh	-	Grundlage bilden die stündlichen Day-Ahead-Strompreise für das Jahr 2023, Preise werden für den gesamten Projekthorizont verwendet

Verkauf von Überschüssigen PPA-Kapazitäten	%/Spotmarktpreis	90	Richtet sich an den Spotmarktpreisen, 10 % der Einnahmen für Energiehandel und -management benötigt
Prognostizierte Projekthorizont (Anlagenlaufzeit)	a	10 (2028 – 2037)	-
Investitionskosten Elektrolyse inkl. Peripherie (CAPEX)	€/MW	1.800.000	inkl. 10 % EPC und 30% Baukosten
Investitionskosten H ₂ -Speicher (CAPEX)	€/kg	250	Inkl. EPC und Baukosten
Betriebskosten Elektrolyse inkl. Peripherie	€/(MW*a)	38.220	3 %/CAPEX/a (CAPEX ohne EPC und Baukosten), Wartung, Betrieb und Service
Kosten für einen Stackwechsel	€/(MW*a)	382.200	30 %/CAPEX/a (CAPEX ohne EPC und Baukosten)
Betriebskosten H ₂ -Speicher	€/(kg*a)	2,5	1 %/CAPEX/a
Realzinssatz/ WACC	%	5	Ermittlung der Investitionskosten erfolgt über die Annuitätentilgung, Finanzierung der Investitionskosten vollständig über Fremdkapital
Wasserkosten	€/m ³	1,75	-
Restwert der Anlage	€	-	Am Ende des Projekthorizonts ist die Anlage abgeschrieben, es verbleibt kein Restwert

¹Herkunftsnachweise

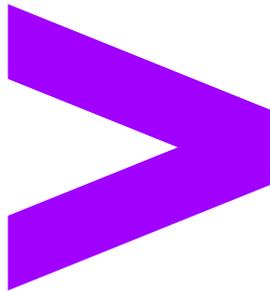
²Beginning of Life

■ H₂-Bedarfe

■ Tech. Parameter

■ Energieversorgung-Parameter

■ Wirtschaftliche Parameter



Copyright © 2024 Accenture
All rights reserved.
Accenture and its logo are trademarks of Accenture.