



Fokusheft im Projekt Pilot-SBG

WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG

Erzeugung und Logistik von grünem Wasserstoff

Technologien zur
Wasserstoffproduktion

Speicherung und Transport
von Wasserstoff

Vergleich der Wasserstofferzeugung
und -logistik

INHALTSVERZEICHNIS

Übersicht	4
Zielstellung: Warum Wasserstoff?	5
Die Farbenlehre des Wasserstoffs	7
Wasserstoffproduktion und -transport	8
Elektrolysetechnologien	9
Exkurs 1: Thermochemische und biotechnologische Verfahren	11
Wasserstofflogistik: Aufbereitung, Lagerung und Transport	12
Verdichtung und Verflüssigung	12
Wasserstoffspeicher	14
Transport	16
Exkurs 2: Wasserstoffträger	19
Vergleichende technisch-ökonomisch-ökologische Bewertung	22
Technologiepfade	22
Erzeugung	22
Logistik	24
Wasserstoffkosten	27
Erzeugung	27
Logistik	29
Ökologie	30
Erzeugung	30
Logistik	32
Fazit	35
Erzeugung	35
Logistik	36
Das Vorhaben Pilot-SBG	38
Tabellenverzeichnis	43
Literaturverzeichnis	44
Weitere Fokushefte im Projekt Pilot-SBG	50

IMPRESSUM

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
DE-04347 Leipzig
+49 (0)341 2434-112
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Autor:innen: Sebastian Dietrich, Hendrik Etzold, Katja Oehmichen, Karin Naumann

Datum der Veröffentlichung: 29.10.2025

Zitierempfehlung: Dietrich, S.; Etzold, H.; Oehmichen, K.; Naumann, N. (2025). Wasserstoffbereitstellung | Erzeugung und Logistik von grünem Wasserstoff. Fokusheft im Projekt Pilot-SBG. Leipzig: DBFZ. 51 S. ISBN: 978-3-949807-34-3. DOI: 10.48480/aqdq-gr59.

ISBN: 978-3-949807-34-3

DOI: <https://doi.org/10.48480/aqdq-gr59>

Layout: Rico Ehrentraut

Die dieser Veröffentlichung zugrunde liegenden Arbeiten wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr unter dem Aktenzeichen 3552.1 durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autor:innen.

ÜBERSICHT

Wasserstoff spielt eine Schlüsselrolle in der Energiewende, da er erneuerbare Energien speichern und vielseitig, etwa in der Stromerzeugung, im Verkehr, in der Chemieindustrie, der Stahlproduktion und der Wärmeerzeugung, einsetzen kann. Er kann damit erheblich zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen. Die deutsche Bundesregierung fördert im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie den Ausbau von Wasserstofftechnologien mit umfangreichen Finanzmitteln, um bis 2030 einen Bedarf von 95 bis 130 TWh zu decken [BMWK 2023].

Die Produktion erfolgt über verschiedene Verfahren, darunter Elektrolyse sowie thermochemische und biotechnologische Methoden. Letztere spielen jedoch aufgrund von Nachhaltigkeitsaspekten, begrenzten Rohstoffpotenzialen oder ihres frühen Entwicklungsstands derzeit noch eine untergeordnete Rolle.

Da die Wasserstoffproduktion einen hohen Energieeinsatz erfordert, wird Deutschland seinen Bedarf nicht allein decken können. Importe aus der EU und anderen Ländern werden daher notwendig sein. Dieses Fokusheft be-

trachtet deshalb auch die Logistik umfassend – vom Transport per Pipeline, Schiff, LKW oder Zug bis hin zur Verdichtung, Verflüssigung und Lagerung.

Zudem werden die Gesteungskosten von Wasserstoff sowohl für die kommenden Jahre als auch langfristig bis 2050 analysiert. Der Import aus Regionen mit hohem Potenzial für grünen Wasserstoff wird ebenfalls beleuchtet – sei es über umgerüstete oder neue Pipelines oder als Flüssigwasserstoff per Schiff. Abschließend werden auch die Treibhausgasemissionen der Erzeugung und Logistik untersucht.

Kernthemen der Broschüre

- ▶▶▶ Wasserstoffproduktion durch verschiedene Elektrolyseurtechnologien und alternative Verfahren
- ▶▶▶ Verdichtung, Verflüssigung, Speicherung und Transportoptionen von Wasserstoff
- ▶▶▶ Technischer, ökonomischer und ökologischer Vergleich der Produktion und des Transports von Wasserstoff

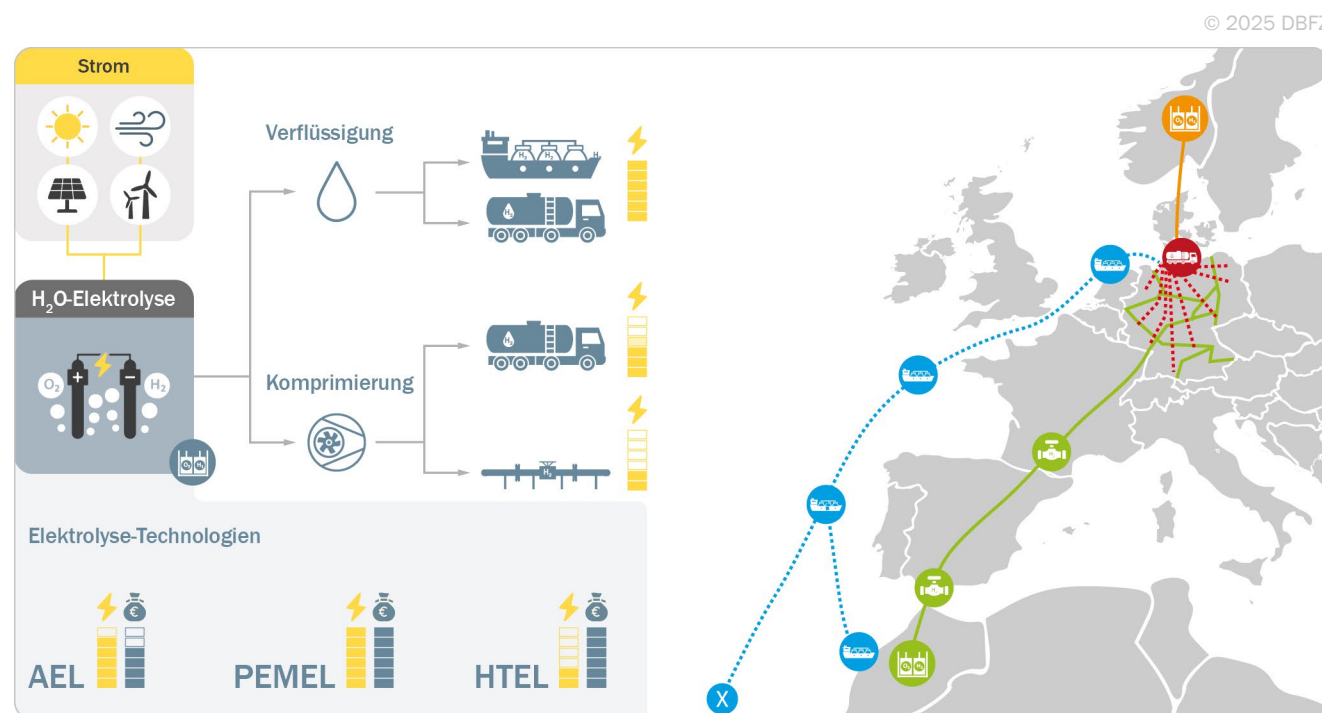


Abbildung 1: Übersicht der elektrolytischen Wasserstoffproduktion sowie des Wasserstofftransports- und -imports nach Deutschland

ZIELSTELLUNG: WARUM WASSERSTOFF?

Wasserstoff kann in verschiedenen Funktionen für die Energiewende eine wichtige Rolle spielen. In den nächsten Jahrzehnten wird ein starker Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs erwartet [IEA 2021b]. Dies erfordert signifikante Veränderungen bei der Produktion, Verteilung, Speicherung und Nutzung von Energie. Wasserstoff ist das am häufigsten vorkommende Element des Universums und damit ein nahezu unerschöpflicher chemischer Energieträger [Sdanghi et al. 2019]. Er ist ideal, um fluktuierende erneuerbare Energien wie Strom aus Wind- und Solarenergie zu speichern und bedarfsgerecht zu nutzen. Wasserstoff kann leicht in thermische, mechanische oder elektrische Energie umgewandelt werden und ist daher vielfältig in einer Reihe von Anwendungen einsetzbar.

Die wichtigsten Anwendungen sind:

- **Erzeugung von Strom:** Wasserstoff kann als Energiespeicher in Brennstoffzellen genutzt werden, um bedarfsgesteuert flexibel sauberen Strom zu erzeugen.
- **Verkehrswende:** Wasserstoff kann direkt als Treibstoff für v. a. Schiffe, Züge und LKW verwendet werden, um den Verkehr sauberer und emissionsfreier zu gestalten.
- **Chemieindustrie:** In der Chemieindustrie kann Wasserstoff als Grundstoff für Synthesen verwendet werden, um Chemikalien (bspw. Methan oder Ammoniak) herzustellen, die derzeit aus fossilen Ressourcen hergestellt werden.

• **Stahlproduktion:** Wasserstoff kann sowohl zur direkten Reduktion von Eisen, als auch zur Entfernung von Verunreinigungen und dem Härten des Stahls genutzt werden, um die CO₂-Emissionen der Stahlproduktion erheblich zu senken. Auch die Verwendung von Wasserstoff als Wärmequelle der Verhüttung ist möglich.

• **Wärmeerzeugung:** Als saubere Alternative zu fossilen Brennstoffen kann Wasserstoff zur Wärmeerzeugung verwendet werden.

• **Kreislaufnutzung von CO₂-Quellen:** Bestimmte kaum vermeidbare CO₂-Quellen, wie beispielsweise Emissionen der Zementindustrie, können per Synthese in gut verwertbare Chemikalien umgewandelt werden, wodurch die Emissionen des Grundprozess reduziert und neue Wertschöpfungsketten etabliert werden können. Langfristig sollte jedoch auch das CO₂ für diese Synthesen aus erneuerbaren Quellen resultieren. Gemäß EU Verordnung 2023/1185 können sogenannte Recycled Carbon Fuels noch bis 2036 auf (fossilem) CO₂ aus der Energieerzeugung sowie bis 2041 auf (fossilem) CO₂ sonstigen Industrieprozessen basieren.

Wasserstoff ist demnach ein wichtiger Energieträger, um die Ziele der Treibhausgasneutralität gemäß des Pariser Klimaabkommens zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf maximal 1,5 °C [UN 2015] und die deutsche Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen [KSG 2021]. Daher möchte die Bundesregierung einen schnellen Markthochlauf und

die Etablierung von entsprechenden Wertschöpfungsketten in den kommenden Jahren intensiv unterstützen und die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Chancen nutzen. Die Förderprogramme „Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie“, „Klima- und Transformationsfonds“, „Reallabore der Energiewende“ sowie die Förderung des Markthochlaufs von Wasserstofftechnologien in der Nationalen Wasserstoffstrategie und die Förderung für internationale Partnerschaften belaufen sich auf etwa 10 Mrd. EUR [BMW 2020]. Die Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie zielt zudem konkret auf den Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur durch die Schaffung eines Wasserstoffstartnetzes mit über 1800 km in Deutschland, die Etablierung von Wasserstoffanwendungen sowie die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen ab [BMWK 2023].

Im Jahr 2030 wird in Deutschland ein jährlicher Bedarf von 95 bis 130 TWh Wasserstoff und Wasserstoffderivaten prognostiziert. Dafür sollen Elektrolyseure mit mindestens 10 GW Gesamtleistung entstehen, deren Energiebedarf mit neu entstehenden On- und Offshore-Anlagen zur Gewinnung von erneuerbarem Strom gedeckt werden soll [BMWK 2023]. Der verbleibende Anteil (50 – 70 % bzw. circa 45 – 90 TWh) des Wasserstoffbedarfs wird laut Wasserstoffstrategie vor allem durch Importe aus EU-Staaten mit besonders großen Erzeugungskapazitäten von erneuerbarem Strom und somit auch grünem Wasserstoff abgedeckt werden [BMWK 2023].

DIE FARBENLEHRE DES WASSERSTOFFS

Je nach Herstellungsart werden dem eigentlich farblosen Wasserstoff umgangssprachlich verschiedene Farben zugeordnet, die jedoch nicht rechtsverbindlich und nicht immer einheitlich verwendet werden.

Gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie ist nur **grüner Wasserstoff** aus der Elektrolyse unter Verwendung erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Sonne CO₂-neutral [BMW 2020; BMWK 2023]. In Elektrolyseuren wird aufgereinigtes Wasser mittels elektrischen Stroms zu Sauerstoff und Wasserstoff gespalten. Dabei wird erneuerbarer Strom als chemischer Energieträger gespeichert und kann auch in Bereichen wie Industrie und Verkehr genutzt werden, die nicht direkt elektri-

fiziert werden können [BMW 2025].

Wasserstoff, bereitgestellt auf Basis von Biomasse bzw. biogenen Abfall- und Reststoffen, ist ebenfalls erneuerbar und wird als **orangener Wasserstoff** bezeichnet.

Alternative Verfahrenswege, die ebenso zu bilanziell klimaneutralem Wasserstoff führen können, werden in der Nationalen Wasserstoffstrategie als Übergangstechnologien diskutiert. Hierzu zählen beispielsweise **türkiser Wasserstoff** aus der Methanpyrolyse von Erdgas unter Verwendung erneuerbarer Energien und Abscheidung von festem Kohlenstoff oder **blauer Wasserstoff** aus der Dampfreformierung von Erdgas mit anschließender CO₂-Abscheidung

und Speicherung (engl.: carbon capture and storage, CCS).

Wird Wasserstoff aus fossilen Quellen produziert und verursacht dementsprechend klimarelevante CO₂ Emissionen, so spricht man auch von **grauem Wasserstoff**. Maßgeblich bezieht sich die Definition auf den Einsatz fossiler Kohlenwasserstoffe, wie bspw. die Dampfreformierung von Erdgas. Aktuell kommt Wasserstoff weltweit maßgeblich aus fossilen Quellen und soll nach dem EU-Klimaschutzpaket „Fit-for-55“ auf dem Weg zur Klimaneutralität sukzessive durch Elektrolysewasserstoff aus Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) ersetzt werden [Dögnitz et al. 2022; Rat der EU 2022].



Abbildung 2: Farbdefinition des Wasserstoffs inkl. Produktionsroute gereiht nach Klimaschädlichkeit (Darstellung nach [Wien Energie Positionen 2025])

Die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie sind ambitioniert und gleichzeitig zwingende Voraussetzung für einen Markthochlauf, der es ermöglicht bis 2030 substantielle Mengen Wasserstoff im industriellen Maßstab bereitzustellen. Die benannten Anwendungsbereiche für Wasserstoff benötigen vor allem für Investitionen in industrielle Fertigungsanlagen, für die Verkehrsinfrastruktur (v.a. Schiffs- und Flugverkehr) und in der Energieversorgung einen sicheren Planungshorizont und Vertrauen in die Deckung des steigenden Wasserstoffbedarfs. Der prognostizierte Bedarf an Wasserstoff bis 2030 lässt sich durch Produktionskapazitäten in Deutschland und substantielle Importe aus EU und Nicht-EU-Ländern realisieren, wenn „gegenwärtig die richtigen infrastrukturellen, rechtlichen und unternehmerischen Weichen schnell gestellt werden“ [Staiß 2022b]. Der Anteil des deutschen Wasserstoffbedarfs, der durch Importe abgedeckt wird, wird nach 2030 weiter steigen und der Anteil von Syntheseprodukten langfristig voraussichtlich höher sein als der von reinem Wasserstoff [Wietschel et al. 2021].

Nach einer Metastudie vom Fraunhofer IEG, ISE und ISI [Wietschel et al. 2021] liegt der Wasserstoffbedarf in verschiedenen Studien bis 2050 im Bereich von 400–800 TWh. Im Verkehrsbereich wird mit einem etwas langsameren Markthochlauf gerechnet, jedoch langfristig ein hoher Bedarf im Flug- und Schiffsverkehr (140–200 TWh) sowie eine bedeutende Rolle im Schwerlastverkehr attestiert. Für industrielle Anwendungen (Chemie und Stahlproduktion) wird ein Bedarf an Wasserstoff, Folgeprodukten aus Synthesen und biogenen Brennstoffen im Jahr 2050 von bis zu 500 TWh beziffert, von denen 10% bereits 2030 benötigt werden. Zur Erzeugung von Gebäudewärme wird bis 2050 ein Bedarf von bis zu 200 TWh genannt (beinhaltet neben Wasserstoff ebenfalls Syntheseprodukte und biogene Brennstoffe), jedoch werden Energieeinsparungen und Wärmepumpen zumindest kurzfristig als vielversprechender bewertet.

Basierend auf den Langfristszenarien des BMWK steigt der jährliche Wasserstoffbedarf im Umwandlungs-

sektor (Strom und Wärmenetze) auf bis zu rund 80–100 TWh im Jahr 2045 [BMWK 2023]. Dabei ergibt sich in Szenarien mit einer hohen Direktelektrifizierung auch ein höherer Anteil Wasserstoff im Stromsektor, da die fluktuierenden Erneuerbaren in höherem Maße Flexibilitätsmaßnahmen benötigen. Großer Klärungsbedarf wird hingegen noch bei den Raffinerien sowie teilweise für den Chemiesektor gesehen, deren modellhafte Abbildung und Bewertung deutlich herausfordernder sind.

Während **grüner**, **türkiser**, **blauer** und **grauer** Wasserstoff in der nationalen Wasserstoffstrategie definiert sind, werden die folgenden Farben teilweise unterschiedlich verwendet.

Gelber Wasserstoff bezieht sich auf Elektrolysewasserstoff unter Nutzung des Strommixes. Da der genutzte Strom überwiegend oder zumindest zu Teilen unter Nutzung fossiler Kohlenwasserstoffe produziert wurde, kann auch argumentiert werden, dass dieser Wasserstoff ebenfalls grau ist. Auf nationaler Ebene fehlt hier eine eindeutige Zuordnung. Elektrolysewasserstoff aus der Nutzung von Strom aus Kernenergie ist klimaneutral und wird als **roter Wasserstoff** (teilweise auch **pinker Wasserstoff**) bezeichnet [BMWE 2025]. Ebenfalls elektrolytisch hergestellt wird

brauner Wasserstoff unter Nutzung von Strom aus Braunkohle sowie **schwarzer Wasserstoff** aus Steinkohle [Ausfelder et al. 2021].

Natürlich vorkommender Wasserstoff aus der Erdkruste wird als **weißer Wasserstoff** bezeichnet [BMWE 2025]. In den letzten Jahren wurden in Europa neue Funde vermeldet, die mittelfristig einen relevanten Anteil am Markthochlauf darstellen könnten aber weder kurzfristig erschließbar sind noch langfristig einen Ersatz für die klimaschonende Produktion von Wasserstoff darstellen [Raho 2025].

In der Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie [BMWK 2023] wird nur grüner Wasserstoff aus der Elektrolyse mit erneuerbarem Strom

als auf Dauer nachhaltig definiert. Daher wird eine direkte Förderung auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff begrenzt. Solange jedoch nicht ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht, ist auch die Nutzung von Wasserstoff anderer Farben vorgesehen, „insbesondere kohlenstoffarmer Wasserstoff aus Abfällen oder Erdgas in Verbindung mit CCS“. Die Nutzung von blauem, türkistem und orangefarbenem Wasserstoff soll in der Markthochlaufphase in begrenztem Umfang auch förderfähig sein, jedoch ambitionierten THG-(Treibhausgas-)Grenzwerten unterliegen bei denen sowohl die Vorkette als auch das gesetzliche Ziel der Klimaneutralität berücksichtigt werden. Hinsichtlich der Nachhaltigkeitsanforderungen orientiert sich das BMWK an der Definition der EU [BMWK 2023].

kann [Dögnitz et al. 2022; Wolf et al. 2022]. Laut der Kurzstudie BIO2HY sind die dafür mobilisierbaren Biomassepotentiale in Deutschland jedoch bereits größtenteils erschlossen und unterscheiden sich regional stark. Zudem wird darauf verwiesen, dass Biomasse eine wertvolle erneuerbare Kohlenstoffquelle darstellt und als solche bevorzugt gemeinsam mit erneuerbarem Wasserstoff zur Erzeugung von Folgeprodukten genutzt werden sollte [Dögnitz et al. 2022].

ELEKTROLYSETECHNOLOGIEN

Eines der etabliertesten Verfahren im Bereich der Wasserelektrolyse stellt die **Alkalische Elektrolyse (AEL)** dar. Hierbei sind zwei Metallelektroden in einer Elektrolysezelle räumlich durch ein Diaphragma getrennt. Als Elektrolyt dient verdünnte Kalilauge. Ausgelöst durch eine elektrische Spannung werden Wassermoleküle an der Kathode zu Protonen (H^+) und Hydroxidionen (OH^-) gespalten. Die Protonen finden sich zu Wasserstoffmolekülen (H_2) zusammen und verlassen die Elektrolysezelle auf der Kathodenseite. Die Hydroxidionen wandern durch das Diaphragma zur Anode, wo sie wiederum zu Sauerstoff (O_2) und Wasser (H_2O) reagieren. Der Sauerstoff verlässt die Elektrolysezelle auf der Anodenseite. Die alkalische Elektrolyse ist eine etablierte, marktverfügbare Technologie [Hauschild et al. 2022] mit hoher Langzeitstabilität und geringen Investitionskosten [Pichlmaier et al. 2021]. Dennoch ist mit der Weiterentwicklung anderer Elektrolyseure ein Rückgang der Neuinstallationen zu verzeichnen [International Energy Agency (IEA) 2021].



Abbildung 3: PEM-Elektrolyseur ME450 der Firma Quest One GmbH (Quest One 2025)

WASSERSTOFFPRODUKTION UND -TRANSPORT

Bei der Produktion von Wasserstoff wird technologisch zwischen elektrochemischen, thermochemischen und biotechnologischen Verfahren unterschieden. Nach den Kriterien „Vermeidung fossiler Emissionen“ und „Erzeugungspotential“ ist die Wasserelektrolyse, sofern erneuerbarer Strom genutzt wird, die wichtigste Technologie, um zukünftig nachhaltigen Wasserstoff in großen Mengen bereitzustellen und wird sowohl von der deutschen als auch europäischen Wasserstoffstrategie entsprechend hervorgehoben [Europäische Kommission 2020; BMWi 2020]. Entscheidend dafür ist der erfolgreiche schnelle Ausbau der für die Elektrolyse benötigten erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten. Die Elektrolysetechnologien Alkalische Elektrolyse, Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse und Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse sind etabliert und werden in vgl. Abschnitt Elektrolysetechnologien beschrieben.

Sowohl thermochemische als auch biotechnologische Verfahren zur Wasserstofferzeugung bieten eine Vielzahl an technischen Möglichkeiten zur Wasserstofferzeugung (siehe Exkurs 2: Wasserstoffträger), weisen jedoch jeweils entweder ein Nachhaltigkeitsdefizit, wenn fossile Quellen wie Graustrom oder Erdgas genutzt werden, oder nur geringe Potentiale auf, wenn biogene Ausgangsstoffe wie Rest- und Abfallstoffe oder Anbaubiomasse zur Produktion genutzt werden.

Aktuell ist die Methanreformierung das am weitest verbreitete Verfahren zur Wasserstofferzeugung. Diese wird

hauptsächlich in der Erdgas- und Erdölraffinerieindustrie eingesetzt und aktuell zur Erzeugung von 76 % des jährlich weltweit produzierten Wasserstoffs angewandt [IEA 2019]. Zusammen mit der Kohlevergasung (23 % des jährlich weltweit produzierten Wasserstoffs) wird somit aktuell nahezu der gesamte weltweit jährlich erzeugte Wasserstoff aus fossilen Quellen mit hohen CO_2 -Emissionen produziert [IEA 2019].

Zum Markthochlauf von nachhaltigem Wasserstoff kann Wasserstoff aus Biomasse bereits kurzfristig in begrenztem Umfang einen Beitrag leisten, da er gegenüber Wasserstoff fossilen Ursprungs ein deutliches Treibhausgasminderungspotential aufweist und ergänzende Wertschöpfungsmöglichkeiten im dezentralen Kontext bieten

Die **Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)** wurde in den 1960er Jahren von General Electric eingeführt, um Nachteile wie die Nutzung von Natronlauge oder langsames Lastwechselverhalten der AEL zu überwinden [IEA 2019]. PEMEL arbeitet ausschließlich mit entionisiertem Wasser als Elektrolytlösung und besitzt eine protonenleitende Feststoffmembran zwischen den Elektroden. Im Gegensatz zur AEL, bei der ein Hydroxidionentransport stattfindet, ermöglicht nach der elektrisch induzierten Spaltung von Wasser an der Anode die Kunststoffmembran den

Transport der Protonen (H^+) zur Kathode. Dort reagieren die Protonen zu molekularem Wasserstoff sehr hoher Reinheit, während an der Anode wiederum Sauerstoff entsteht. Die Produktion dieser Elektrolyseure bedarf noch den Einsatz seltener Erden (Platin, Iridium) und die Investitionskosten sind im Vergleich zur AEL höher [IEA 2019]. Entsprechend [IEA 2019] wurde in den Jahren 2015 – 2019 ein starker Zuwachs von PEMEL-Kapazitäten im Vergleich zu den Vorjahren verzeichnet, mit dem Trend zu größeren, teilweise kommerziellen Anlagen (bis 1 MWe).



Abbildung 4: Zwei Quest One Elektrolyseure im Einsatz (Quest One 2025)

In der **Hochtemperatur Festoxid-Elektrolyse (HTEL bzw. Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC)** oder auch Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse sind die Elektroden durch einen keramischen Festkörper (bspw. Yttrium-stabilisiertes Zirkoniumoxid) als Ionenleiter voneinander getrennt. Anstelle von flüssigem Wasser wird Wasserdampf bei sehr hohen Temperaturen von 650 – 850 °C [Fraunhofer ISI 2025] an der Kathode gespalten. Während die Protonen (H⁺) zu molekularem Wasserstoff reagieren, passieren die Sauerstoffionen (O²⁻) den Ionenleiter und rekombinieren an der Anode zu elementarem Sauerstoff. Ein Teil der notwendigen Energie zur Wasserstofferzeugung wird durch Wärme bereitgestellt. Der Vorteil des geringen elektrischen Energiebedarfs durch die erhöhte Betriebstemperatur kann jedoch nur voll ausgespielt werden, wenn eine entsprechend günstige Wärmequelle, z. B. als Abwärme aus anderen Prozessen, zur Dampfproduktion

vorhanden ist. Zudem stellen die hohen Betriebstemperaturen für die verbauten Materialien eine Herausforderung bzgl. Stabilität und Lebensdauer dar. Die Hochtemperatur Festoxid-Elektrolyse bietet in Kombination mit nachgeschalteten exothermen Syntheseprozessen die Option der Wärmerückführung und Einbindung in den Elektrolyseprozess sowie die Option der Co-Elektrolyse, bei der aus Wasser(-dampf) und Kohlenstoffdioxid kathodenseitig direkt ein Synthesegas bestehend aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid sowie anodenseitig Sauerstoff erzeugt wird. Das Synthesegas kann anschließend zur Synthese von Kraftstoffen oder (Basis-) Chemikalien verwendet werden [Buttler und Spliethoff 2018].

Eine junge Technologie ist die **Anionenaustauschmembran-Elektrolyse (AEM)**, die keine seltenen Erden benötigt und mit verdünnter Kalilauge als Elektrolyt arbeitet [IEA 2021a]. 2022 veröffentlichte zu-

dem eine australische Forschungsgruppe Ergebnisse ihrer Arbeit zur **Kapillarelektrolyse**, bei der das Wasser durch Kapillaren zu den Elektroden steigt, die sich selbst nicht im Wasser befinden [Hodges et al. 2022]. Durch die stark verringerte Bläschenbildung sind nur sehr geringe Zellspannungen nötig und der Strombedarf konnte gesenkt werden.

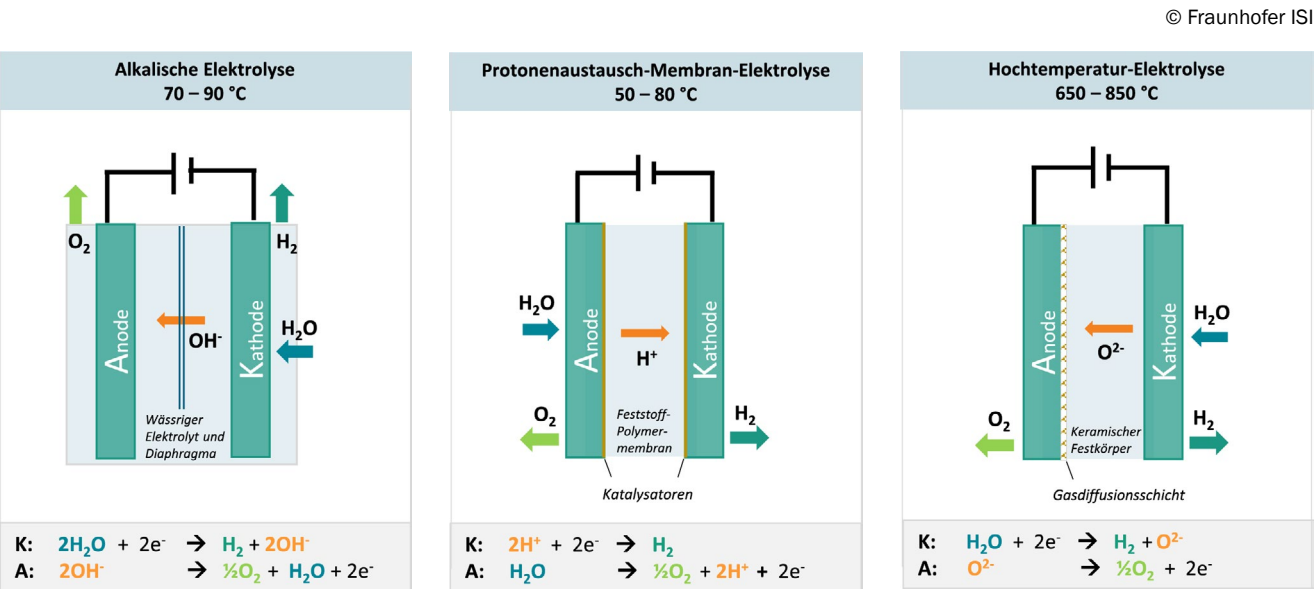


Abbildung 5: Schematische Darstellung der alkalischen Elektrolyse (AEL), der Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und der Hochtemperatur Festoxid-Elektrolyse (HTEL) [Fraunhofer ISI 2025]

Exkurs 1: Thermochemische und biotechnologische Verfahren

Thermochemische Verfahren zur Wasserstofferzeugung beziehen sich auf Technologien, bei denen Wärmeenergie verwendet wird, um Wasserstoff aus verschiedenen Ausgangsstoffen zu gewinnen. Die wichtigsten Verfahren sind:

Dampfreformierung: Hierbei wird Methan (CH₄) (aus Erdgas, Biogas, seltener auch Flüssiggas oder Naphtha) in Gegenwart von Wasserdampf und einem Katalysator in Wasserstoff (H₂) und Kohlenstoffmonoxid (CO) unter ständiger Energiezufuhr gespalten [IEA 2019]. Je nach Methanquelle weist die Methanreformierung einen TRL von 11 (Erdgas) bis 6 (Biogas) auf [Dögnitz et al. 2022]. Durch die partielle Oxidation, d.h. die Umsetzung von Methan mit Sauerstoff als Oxidationsmedium zu H₂ und CO, kann die für die Dampfreformierung erforderliche Reaktionswärme ohne externe Wärmezufuhr bereitgestellt werden. Die Kombination von partieller Oxidation und Dampfreformierung wird auch als autotherme Reformierung bezeichnet [IEA 2019; Stolten und Emonts 2016]

Bei der **Thermochemischen Vergasung** werden feste Brennstoffe wie Kohle oder holzartige Biomassen in Gegenwart eines Vergasungsmittels (Wasserdampf, Sauerstoff oder Kohlenstoffdioxid) in ein Synthesegas (H₂ + CO) umgewandelt. Der TRL bewegt sich für Kohle bzw. Holz bei 8 – 10 und anderen Biomassen bei 5 – 8 [Dögnitz et al. 2022]. Die **Hydrothermale Vergasung** ist eine spezielle Art der Vergasung, bei der wässrige Rest- und Abfallstoffe mit überkritischem Wasser unter Druck und hohen Temperatu-

ren umgewandelt werden [Dögnitz et al. 2022; Boukis und Stoll 2021]. Mit dem Fokus auf hohe Wasserstoffausbeuten befindet sich diese Technologie noch auf einem TRL von etwa 4 – 5 [Dögnitz et al. 2022].

Die **Methanplasmalyse** und **-pyrolyse** nutzen elektrische Entladung bzw. thermische Energie zur Spaltung von (Bio-)Methan bei bis zu 2.000 °C zu Wasserstoff und festem Kohlenstoff [Wolf et al. 2022]. Aktuell stehen diese Verfahren noch bei TRL 3 – 4 (Pyrolyse) bzw. 6 – 8 (Plasmalyse).

Eine **Wasserspaltung durch (solare) Hochtemperaturwärme** ist durch Metalloxidredox- und Schwefel-Kreisprozesse möglich. Metalloxide senken die zur thermischen Wasserspaltung erforderliche Temperatur auf ca. 1.500 °C (TRL 5 – 6), Schwefel-Kreisprozesse sind bei 900 – 1.000 °C möglich [Roeb et al. 2020].

Diese Verfahren erzeugen in der Regel CO₂ als Abfallprodukt und sind daher, sofern kein Rohstoff biogenen Ursprungs genutzt wurde, keine nachhaltigen Lösungen für die Wasserstofferzeugung. Auch Wasserstoffproduktionsverfahren mit Abscheidung und Speicherung von fossilem CO₂ entsprechen nicht der Definition von nachhaltigem Wasserstoff nach der nationalen Wasserstoffstrategie [BMW 2020; BMWK 2023].

Biotechnologische Verfahren zur Wasserstoffherstellung beziehen sich auf Technologien, bei denen mikrobielle Prozesse eingesetzt werden, um Wasserstoff aus verschiedenen Ausgangsstoffen zu gewinnen.

Nach [Dögnitz et al. 2022] sind die wichtigsten Verfahren:

Dunkelfermentation: Durch mikrobielle Organismen, wie Bakterien und Pilze, wird Biomasse (z. B. Pflanzenabfälle oder Gülle) unter Ausschluss von Sauerstoff in H₂ und CO₂ zersetzt. Es ist das am weitest erforschte biotechnologische Verfahren zur Wasserstoffproduktion (TRL 4 – 5).

Dunkel-Photosynthese: Mikroorganismen produzieren Wasserstoff aus Wasser und Biomasse (Fructose) unter Dunkelbedingungen, indem sie zunächst Lichtenergie speichern und diese später im Fermentationsprozess nutzen (TRL 2 – 3).

Bei der **Biophotolyse** produzieren Mikroorganismen wie Cyanobakterien oder Algen Wasserstoff durch die Nutzung von Lichtenergie (ähnlich der Photosynthese) und Wasser (TRL 3 – 4).

Die **Mikrobielle Elektrolyse** verwendet elektroaktive Bakterien und (erneuerbaren) Strom, um in einer Art Brennstoffzelle Wasserstoff aus vielfältigen organischen Substanzen (z. B. Abwasser oder Carbonsäuren) zu erzeugen (TRL 3 – 4). Das Verfahren hat ein hohes Potenzial in Bezug auf Nachhaltigkeit und Umweltfreundlichkeit.

Bei der **photo-elektrochemischen Wasserspaltung** und der **Photokatalyse** werden in photo-elektrochemischen Zellen spezielle Materialien für eine direkte lichtinduzierte Wasserspaltung genutzt [Roeb et al. 2020]. Beide Verfahren unterscheiden sich im Aufbau des Halbleiters (TRL je 2 – 4).

WASSERSTOFFLOGISTIK: AUFBEREITUNG, LAGERUNG UND TRANSPORT

Verdichtung und Verflüssigung

Die Verdichtung oder Verflüssigung dienen dazu, Wasserstoff in einen leichter transportierbaren Zustand zu bringen. Wasserstoff hat die höchste gravimetrische Energiedichte aller nichtnuklearen Energiespeicher. Großer Nachteil ist jedoch, dass die volumetrische Energiedichte von unkomprimiertem Wasserstoff deutlich geringer ist als die von flüssigen Kraftstoffen oder auch Methan (siehe Tabelle 1). Für den ökonomischen Transport von Wasserstoff oder dessen direkte Nutzung als Kraftstoff ist somit unabhängig von der Art des Transportes bzw. Verkehrsmittels eine Verdichtung oder Verflüssigung unerlässlich, um begrenztes Transportvolumen effektiv zu nutzen.

Die **Verdichtung von Wasserstoff** auf den jeweils erforderlichen Druck

erfolgt über Kompressoren, wobei der Energiebedarf verglichen mit der Verflüssigung gering ist. Für eine Verdichtung von einem Ausgangsdruck des Elektrolyseurs von 30 bar auf 100 bar (Pipelinedruck) sind etwa 1,8 % des Wasserstoffheizwertes nötig. Bei einer Verdichtung auf die für Tank- und Verteilinfrastuktur relevanten Druckstufen 350 bar und 700 bar erhöht sich der Energiebedarf auf 4,9 % bzw. 7,7 % [Schröder und Naumann 2022]. Im Gegensatz dazu sind für die Verflüssigung von Wasserstoff etwa 0,24 kWh_{el}/kWh_{H₂} notwendig [Staiß 2022a]. Eine Verdreifachung der volumetrischen Energiedichte (von 0,8 kWh/l bei 350 bar auf 2,4 kWh/l) erfordert demnach einen fünffach höheren Energieeinsatz. Die Verdichtung von Wasserstoff erfolgt zumeist durch

mechanische Kompressoren wie Kolben-, Membran oder Linear-kompressoren. Zudem gibt es einige innovative nichtmechanische Technologien, die speziell für Wasserstoffanwendungen konzipiert wurden. Diese sind beispielsweise kryogene, Metallhydrid-, elektrochemische und Adsorptionskompressoren [Sdanghi et al. 2019]. Die am weitesten verbreitete Verdichtungstechnologie sind Kolbenkompressoren. Sie sind technologisch ausgereift und können für verschiedenste Volumenströme und Austrittsdrücke ausgelegt werden. Durch sich bewegende Komponenten (Kolben, Ein- und Auslassventile), kommt es jedoch ggf. zu einer Verunreinigung des Wasserstoffs durch Schmiermittel. Zudem kommt es durch den Wasserstoff zu einer Versprödung der metallischen

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Energiedichten von drucklosem, verdichtetem und verflüssigtem (liquid H₂, LH₂) Wasserstoff mit verdichtetem (compressed natural gas, CNG) sowie verflüssigtem (liquefied natural gas, LNG) Erdgas und Diesel sowie der jeweilige Energiebedarf der Verdichtung und Verflüssigung [Schröder und Naumann 2022; Yang und Ogden 2008; Staiß 2022a; EMCEL 2019]

	Wasserstoff				Methan		Diesel
Zustand	drucklos	verdichtet	verdichtet	LH ₂	CNG	LNG	Flüssig
Druck [bar]	1	100	700	-	250	-	-
Gravimetrische Energiedichte [kWh/kg]	33,3	33,3	33,3	33,3	13,9	13,9	11,9
Volumetrische Energiedichte [kWh/l]	0,003	0,27	1,3	2,4	2,2	6,4	9,7
Energiebedarf Verdichtung bzw. Verflüssigung [kWh _{el} /kWhH ₂ bzw. CH ₄]	-	1,8 %	7,7 % ¹	24 % ¹	2,8 %	4,7 %	

¹ Ab Ausgangsdruck Elektrolyseur = 30 bar, heizwertbezogen

Teile im Kompressor, weshalb die verwendeten Materialien genau ausgewählt und ggf. mit einem schützenden Liner beschichtet werden müssen [Sdanghi et al. 2019]. Soll hochreiner Wasserstoff verdichtet werden, bieten sich daher Membrankompressoren an, bei denen kein direkter Kontakt zwischen Kolben und Wasserstoff besteht und zudem Leckagen minimiert werden. Sie sind für hohe Durchsätze geeignet, effizient und haben einen geringeren Kühlungsbedarf. Die Membran wird durch die mechanischen Beanspruchungen im Betrieb jedoch geschwächt, was zu einem Versagen der Membran führen kann [Sdanghi et al. 2019]. Eine vergleichsweise junge Technologie sind Linearkompressoren. Durch die verringerte Zahl an sich bewegenden Teilen (Kolben und Linenarmotor sind direkt verbunden) ist deren Aufbau einfacher und kompakter als der von herkömmlichen Kolbenkompressoren.

Die benötigte Energie für die Verdichtungsarbeit W_v von Eingangs- auf Ausgangsdruck (p_{min} zu p_{max}) lässt sich entsprechend folgender Formel berechnen [Staiß 2022a].

$$W_v = \frac{zR_sT}{\eta_p} \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left[\left(\frac{p_{max}}{p_{min}} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right]$$

In der Formel werden die spezifische Gaskonstante des zu verdichteten Mediums R_s , der Kompressionsfaktor z sowie die Verdichtungstemperatur T und der Isentropenexponent κ zur Berechnung der Verdichtungsarbeit genutzt. Für die Angaben in Tabelle 1 wurde eine Verdichtereffizienz η_p von 80 % angesetzt.

Die **Verflüssigung von Wasserstoff** ist ökonomisch sinnvoll, wenn große Mengen Wasserstoff über große Distanzen transportiert werden sollen [Cardella 2018]. Wasserstoff verflüssigt, wenn dieser auf etwa 20,4 K (-253 °C) gekühlt wird. Der Stand der Technik umfasst verschiedene Verfahren, die sich grundsätzlich den gleichen thermodynamischen Prinzipien bedienen und Kühlkreisläufe anwenden, die den Joule-Thomson-Effekt nutzen. Dabei verändert sich die Temperatur von Gasen während der isenthalpen Druckminderung (Entspannung). Damit die Temperatur dabei sinkt, muss sie jedoch unterhalb der (druckabhängigen) Inversionstemperatur liegen, die für Wasserstoff bei -73 °C (bei 1 bar) liegt [Aziz 2021].

Im Linde-, Claude- und Collins-Prozess wird der gasförmige Wasserstoff daher zunächst verdichtet, dann in einem bzw. einer Reihe von Wärmetauschern gekühlt und abschließend durch den Temperaturabfall bei der Entspannung verflüssigt. Alle Prozesse nutzen entweder den recycelten flüssigen Wasserstoff selbst oder flüssigen Stickstoff zur Kühlung [Aziz 2021]. Im Helium-Brayton Prozess wird der Wasserstoff selbst lediglich gekühlt (nicht verdichtet und entspannt) und die dafür nötige Kälteenergie durch einen zweiten geschlossenen Heliumkreislauf bereitgestellt, der den Joule-Thomson Effekt in einem Brayton-Kreisprozess nutzt [Aziz 2021]. Für kleine Verflüssigungsanlagen wird dem Prozess oft eine Vorkühlung mit extern zugeführtem flüssigem Stickstoff in den Prozess integriert, da dieser günstig ist und eine hohe Verdampfungsenthalpie besitzt. In

großen Anlagen ist eine Vorkühlung mit flüssigem Stickstoff jedoch nicht ökonomisch und sollte durch einen internen Kühlkreislauf geschehen [Cardella 2018]. Nach der Vorkühlung wird der Gasstrom durch einen kryogenen Adsorber geleitet, um alle Verunreinigungen aus dem Gasstrom zu entfernen, die bei der Kühlung auf Temperaturen < 80 K gefrieren könnten. Die Adsorber ermöglichen Wasserstoffreinheit > 99,99999 Vol.-% [Cardella 2018].

Bestehende Anlagen zur Wasserstoffverflüssigung basieren zumeist entweder auf einem Helium-Brayton-Kreislauf oder auf einem Wasserstoff-Claude-Prozess. Für kleinere Anlagen mit Helium-Brayton-Prozess, Flüssigstickstoff-Vorkühlung und Verflüssigungskapazitäten von $\leq 3 t_{H_2}/d$ wird ein Strombedarf im Bereich 12 – 13,5 kWh/kg_{H₂} und für größere Anlagen basierend auf einem Wasserstoff-Claude-Prozess mit bis zu 15 t_{H₂}/d ein Strombedarf von 8 – 13,5 kWh/kg_{H₂} berichtet [Cardella 2018]. Andere Quellen bestätigen diesen Schwankungsbereich [Merten et al. 2020; Yang und Ogden 2008; Staiß 2022b; IEA 2019] während [Brändle et al. 2020] lediglich 6,1 kWh/kg_{H₂} nennt.

Aufgrund des hohen Energiebedarfs für die Wasserstoffverflüssigung besteht hier ein großes Optimierungspotential und es werden auch Technologien erforscht, die nicht auf dem Carnot-Prozess beruhen. Dies ist beispielsweise Kühlung bzw. Verflüssigung per magnetokalorischem Effekt durch eine Abfolge von adiabater und isothermer Magnetisierung eines magnetischen Arbeitsmediums gefolgt von adiabater gefolgt von isothermer Entmagnetisierung [Aziz 2021]. Im letztgenannten Schritt hat das Arbeits-

medium Kontakt zum Wasserstoff und kühlt bzw. verflüssigt diesen. Auch die gezielte katalytisch unterstützte Konversion von ortho- zu para-Wasserstoff, den beiden Kernspinkonfigurationen des Diwasserstoff-Moleküls, kann in Verflüssigungsprozesse integriert werden, um deren Energieaufwand zu senken [Aziz 2021; Cardella 2018]. Die Effizienz der Flüssigwasserstoffspeicherung erhöht sich mit steigendem Anteil an para-Wasserstoff beim Eintritt in den Speicher deutlich [Essler 2013].

Wasserstoffspeicher

Für die Energiewende und die Transformation des deutschen Energiesystems spielen Wasserstoffspeicher eine zentrale Rolle, um fluktuierende erneuerbare Energien zu integrieren und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Die Speicherung von Wasserstoff stellt daher eine essentielle Flexibilitätsoption dar. Das BMWK geht bis 2030 von einem kurzfristigen Speicherbedarf in Deutschland von 2 bis 7 TWh aus, der sich bis 2045 auf 76 bis 80 TWh erhöhen kann [BMWK 2025]. Zwischen 2030 und 2045 werden dabei saisonale Schwankungen des Energiesektors, vor allem bei der Stromproduktion durch Photovoltaik und Windkraft, zum bedeutendsten Faktor dieser Speicherbedarfschätzung. Deutschland hat beste geologische Voraussetzungen, um den eigenen Wasserstoffspeicherbedarf sowie den seiner europäischen Nachbarländer zu decken.

Für die kurz- und mittelfristige Speicherung und den flexiblen Zugriff werden oft Druckwasserstoffspeicher bzw. Röhrenspeicher oder Flüssigwasserstoffspeicher vorgesehen, während für die saisonale

Speicherung oder zur Überbrückung längerer Perioden geringer erneuerbarer Stromerzeugung größere Speichervolumina von Untergrundspeichern unerlässlich sind [Dietrich et al. 2017].

Druckwasserstoffspeicher, insbesondere Röhrenspeicher, stellen, analog zu konventionellen Erdgas speichern, eine etablierte Lösung zur dezentralen und kurzfristigen Speicherung von Wasserstoff über Zeiträume von mehreren Stunden bis wenigen Tagen dar. Sie kommen bspw. zum Einsatz, wenn lediglich kürzere Stillstandszeiten überbrückt werden müssen. Röhrenspeicher können ober- oder unterirdisch installiert werden und arbeiten mit Betriebsdrücken von bis zu 1.000 bar [BMWK 2025]. Die Technologie zeichnet sich durch hohe Flexibilität, geringe spezifische Kosten sowie eine gute Eignung für industrielle Anwendungen und Wasserstofftankstellen aus. Aktuelle Forschungsschwerpunkte liegen auf der Optimierung der Speicherkapazitäten und der Weiterentwicklung sicherheitstechnischer Aspekte.

Flüssigwasserstoffspeicher sind durch die hohe Energiedichte von Flüssigwasserstoff besonders für den Transport und die Speicherung großer Wasserstoffmengen auf kleinem Raum geeignet. Es müssen spezielle vakuumisolierte Behälter genutzt werden, um den Wasserstoff bei niedriger Temperatur und die Verdampfung (boil-off) so gering wie möglich zu halten. Da sich dieser jedoch nicht vollständig vermeiden lässt und die Behälter nicht für hohe Drücke ausgelegt sind (durchschnittlich etwa 5 bar), sind Ventile zur gezielten Entspannung notwendig. Für Speichervolumen bis 400 m³ werden zylindrische Speicherbehälter verwendet, für größere Volumen kugelförmige Behälter. Durch günstigere Verhältnisse von Volumen zu Oberfläche, sind die Verluste in großen Speichern geringer. Die Verdampfungsrate bewegt sich im Bereich 0,06 – 2 % pro Tag und wird für große Kugelspeicher mit <0,1 – 0,2 % angegeben [Cardella 2018; Aziz 2021]. Rohre, Ventile und Lüftungen sollten eisfrei gehalten werden, um Risse im Material, vor allem bei hohem Druck, zu vermeiden. Ein wesentlicher Nach-

teil von Flüssigwasserstoffspeichern sind die hohen Energiekosten, die für die Verflüssigung des Wasserstoffs anfallen. Forschung und Entwicklung im Bereich der Flüssigwasserstoffspeicherung konzentrieren sich daher darauf, die Kosten für die Verflüssigung zu senken und energieeffizientere Verfahren zu entwickeln. Die Hauptanwendungsgebiete für Flüssigwasserstoffspeicher liegen insbesondere in der Logistik und im Transport [BMWK 2025].

Untergrundspeicher, insbesondere Salzkavernen, stellen eine vielversprechende Option für die großvolumige Speicherung von Wasserstoff dar. Vor allem die geringe Wasserdurchlässigkeit von Steinsalz (Halit) und dessen inerte Beschaffenheit sollen eine Kontamination des gespeicherten Wasserstoffs weitestgehend verhindern [Roeb et al. 2020]. Salzkavernen ermöglichen eine flexible und effiziente Ein- und Ausspeicherung des Wasserstoffs [Roeb et al. 2020]. Im Gegensatz dazu ist die Nutzung poröser Speicherstätten für die reine Wasserstoffspeicherung unsicher, da bei der Speicherung von Stadtgas mit Wasserstoffanteilen von bis zu 50 – 60 Vol. % Wasserstoffverluste durch mikrobielle Methanisierung und Sulfatreduktion festgestellt wurden [IEA 2024]. Die Auswirkungen auf reinen Wasserstoff müssen noch untersucht werden.

Die geologische Eignung eines Standorts ist entscheidend für die Machbarkeit der Untergrundspeicherung. Für Salzkavernen geeignete Salzlagertstätten sind vor allem in Nordeuropa und in Deutschland hauptsächlich in Nord- bis Mitteldeutschland zu finden. Das Salinar muss eine aus-

reichende Mächtigkeit besitzen. Die Kaverne sollte eine Mindesthöhe von 100 Metern und Deckschichten von mindestens 80 Metern Stärke aufweisen [Dietrich et al. 2017]. Die Kavernen weisen typischerweise Durchmesser von 50 – 100 m auf und sind 100 – 500 m hoch [BMWK 2025]. Während das Gesamtvolumen einer Kaverne bis zu 100 Mio. m³ bei maximalen Speicherdrücken von 150 – 200 bar betragen kann, muss im Betrieb etwa ein Drittel des Wasserstoffs als Kissengas zur Aufrechterhaltung des Innendrucks verbleiben. Obwohl Salzkavernen seit Jahrzehnten zur Speicherung von Erdgas eingesetzt werden, existieren in Deutschland derzeit noch keine kommerziell mit Wasserstoff betriebenen Anlagen. Ihre grundsätzliche Eignung ist jedoch belegt, da seit den 1970er Jahren in Großbritannien und den USA Salzkavernen mit einer Gesamtkapazität von etwa 500 GWh zur Wasserstoffspeicherung für industrielle Prozesse genutzt werden [IEA 2024]. Forschungs- und Demonstrationsprojekte wie HYPOS und das vom DLR unterstützte HyCavMobil-Projekt zielen darauf ab, die technische Umsetzung der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen in Deutschland weiter zu entwickeln und wissenschaftlich zu validieren [Roeb et al. 2020].

Neue Salzkavernenspeicherprojekte sind weltweit in Planung. In Etzel, Deutschland, wurden bspw. Ende 2023 zwei bestehende Salzkavernen zur Erdgasspeicherung umgenutzt und befinden sich im Testbetrieb zur Wasserstoffspeicherung [STORAG ETZEL 2025]. Weitere Kavernen befinden sich in Planung und je Kaverne wird eine Wasserstoffkapazität von 800.000 m³ bzw. 200 – 250 GWh_{H₂}

angegeben. Im Rahmen des EU-Projekts „IPCEI Hy2Infra“ sind unter anderem Speicherkapazitäten von mindestens 370 GWh geplant [IEA 2024]. Zu bedenken ist, dass bei der Solung von Salzkavernen erhebliche Mengen an Sole anfallen, die meist durch Einleitung in Flussmündungen oder das Meer umweltverträglich entsorgt werden müssen [Dietrich et al. 2017]. Bei Vorhandensein entsprechender Infrastruktur ist die Realisierung einer neuen Kaverne sowie die Umwidmung einer bestehenden Kaverne in etwa 6 Jahren möglich. Fehlt eine entsprechende Infrastruktur auf unerschlossener Fläche, ist eine Realisierungszeit von 12 Jahren realistisch [BMWK 2025].

Neben Salzkavernen werden auch erschöpfte Öl- und Gasfelder, Grundwasserleiter, natürliche Hohlräume (Höhlenspeicher) und ausgekleidete Felskavernen als alternative Untergrundspeicheroptionen untersucht, bei denen jeweils spezifische Herausforderungen hinsichtlich Dichtigkeit und Reinheit bestehen [Roeb et al. 2020; Dietrich et al. 2017; IEA 2024]. Potentiell könnten bis zu 37 TWh Wasserstoffspeicher durch Umwidmung bestehender Erdgas- und Erdölkavernenspeicher entstehen [BMWK 2025].

Transport

Ist eine zentrale Nutzung des Wasserstoffs am Erzeugungsort nicht möglich, so muss dieser zum Verbraucher transportiert werden. Dafür bieten sich verschiedene Optionen, die sich zukünftig gegenseitig ergänzen werden. Diese sind der Transport per Pipeline sowie der fahrzeuggebundene Transport per LKW, Zug und Schiff. Für den Wasserstoffimport bieten sich vor allem Pipelines und Schiffe an, während Kurzstreckentransporte, z. B. innerhalb Deutschlands, eher durch LKW, Züge und, je nach Anschlussmöglichkeit des Verbrauchers, ebenfalls Pipelines abgedeckt werden [Dögnitz et al. 2022]. Die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur wird sich an der Entwicklung der Nachfrage und der jeweiligen Herkunft des zur Deckung der Nachfrage angebotenen Wasserstoffs richten. Hierbei spielt vor allem die Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle.

Der **Wasserstofftransport per Pipeline** kann in Form von Beimischung ins Erdgasnetz oder in Leitungen für reinen Wasserstoff erfolgen. Für den Pipelinetransport müssen Verdichter den Wasserstoff zunächst auf Transportdruck verdichten und dieser beim Transport, je nach Entfernung und reibungsbedingten Druckverlusten, ggf. zwischenverdichtet werden. Grundsätzlich ist der Energiebedarf für den Transport in Pipelines gering, jedoch müssen dafür zunächst hohe Investitionskosten getätigt werden.

Die **Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz** wird eher als kurzfristige Übergangslösung oder als Maßnahme zur Risikominimierung für große Wasserstoffproduktionsprojekte

gesehen und lässt sich am schnellsten umsetzen, da die bestehende Infrastruktur voll genutzt werden kann [IEA 2024]. In vielen Ortsnetzen wurde die Obergrenze für Wasserstoff bereits von 2 auf 10 Vol.-% angehoben (entsprechend (DVGW G 260 (A))). Auch Wasserstoffanteile von 20 Vol.-% können vom Wasserstoffnetz sowie den meisten Endgeräten problemlos vertragen werden [H2-DVGW 2021b]. Hierfür sind netzseitig lediglich geringe Anpassungen erforderlich. Verbraucherseitig kann entweder das Gasgemisch aus Erdgas und Wasserstoff verbraucht werden oder bei Bedarf der Wasserstoff per Membrantechnologie abgetrennt werden, um diesen in reiner Form zu nutzen [H2-DVGW 2021a]. Nachteil ist jedoch, dass selbst bei einer Beimischung von 20 Vol.-%, durch die geringe volumetrischen Energiedichte, nur 7,2% der Energie durch Wasserstoff bereitgestellt und dementsprechend mehr Gas benötigt wird [dena 2021]. Bei einigen Industrieprozessen, bspw. in der Keramik- oder Glasindustrie, kann zudem eine schwankende Gaszusammensetzung Probleme hervorrufen. Es wird davon ausgegangen, dass eine Wasserstoffbeimischung nur bis etwa 20 Vol.-% sinnvoll und für größere zu transportierende Wasserstoffmengen der Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes kostengünstiger ist [dena 2021]. Obwohl Beimischungs-Projekte wegen der geringen Effizienz kritisch betrachtet werden, gibt es in den letzten Jahren weltweit immer wieder Projekte, die eine Beimischung untersuchen und regulatorisch ermöglichen [IEA 2024]. Nur wenige dieser Projekte wurden jedoch bisher auch in der Praxis umgesetzt.

Deutlich effizienter ist der Transport in **Leitungen für reinen Wasserstoff**. Auf regionaler Ebene bestehen in Deutschland bereits heute Wasserstoffverteilnetze im Ruhrgebiet, im Mitteldeutschen Chemiedreieck sowie in Schleswig-Holstein mit einer Gesamtlänge von fast 400 km. International haben die USA (2400 km) und Belgien (600 km) die größten H₂-Netze [IEA 2019].

Mit der Implementierung in das Energiewirtschaftsgesetz § 28q ist das **Wasserstoff-Kernnetz** als eine Grundlage für den zügigen Hochlauf des Wasserstoffmarktes in Deutschland verankert. Ende 2024 wurden die Planungen des Kernnetzes genehmigt und sehen vor, dass bis 2032 Wasserstoffpipelines mit einer Gesamtlänge von 9.040 km geschaffen werden sollen. Diese sollen alle „großen Erzeugungs-, Import- und Speicherzentren mit den relevanten Abnehmerinnen und Abnehmern in Deutschland“ [BMW 2025] verbinden. Das Kernnetz stellt dabei nicht die finale Ausbaustufe dar, sondern schafft eine Grundlage auf der Transportebene auf der das Netz später bedarfsorientiert ausgebaut werden kann. 2025 sollen die ersten neuen Wasserstoffpipelines in Betrieb gehen und im Rahmen des EU-Förderprogramms IPCEI (Important Project of Common European Interest) soll bis 2027/28 als Startpunkt des European Hydrogen Backbone ein erstes Wasserstoffnetz mit einer Leitungslänge von 1.800 km in Deutschland und weiteren 4.500 km im europäischen Ausland fertiggestellt sein [BMW 2023].

Da vor allem die Transportnetze in der Regel aus mehreren Strängen bestehen, gibt es hier die Möglichkeit zunächst einzelne Stränge umzuwidmen und entsprechend für den Transport von reinem Wasserstoff anzupassen (bspw. Austausch der Verdichter für größeren Volumenstrom). Für etwa 60% des Wasserstoff-Kernnetzes werden bestehende Erdgaspipelines umgerüstet. Eine Umstellung ist schneller umzusetzen, bis zu 80% kostengünstiger und ressourcenschonender als neu zu bauende Pipelines [BMW 2025; EHB 2024].

Die Investitionskosten für das deutsche Wasserstoff-Kernnetz in Höhe von 18,9 Mrd. EUR sollen, bis auf die IPCEI Leitungsprojekte, vollständig privatwirtschaftlich erfolgen [BMW 2025]. Die Bundesregierung hat dafür Anreize geschaffen und eine Finanzierung über Netzentgelte ermöglicht. Das geplante Netz ist für eine Einspeisekapazität von 100 GW und eine Ausspeisekapazität von 87 GW ausgelegt [BMW 2025].

Die EU setzt das Ziel bis 2030 10 Mio. t erneuerbaren Wasserstoff selbst zu erzeugen und weitere 10 Mio. t zu importieren [European Commission 2022]. Dafür werden für die Kerninfrastruktur notwendige Investitionsvolumen von 28 – 38 Mrd. EUR für europäische Pipelines und weitere 6 – 11 Mrd. EUR für Wasserstoffspeicher genannt. Der Import soll im Wesentlichen über fünf Pipeline-Korridore erfolgen: Nordafrika-Südeuropa (grüner Wasserstoff), Nordafrika-Südwesteuropa (grün), Nordsee (blau und grün), nordische und baltische Regionen



Abbildung 6: Genehmigtes Wasserstoff-Kernnetz, Stand 22.10.2024 [FNB Gas 2025]

(grün) und Ost- und Südosteuropa (grün) [Graf et al. 2024]. Für die Verteilung in Europa wird der European Hydrogen Backbone entstehen. Das geplante Pipeline-Netzwerk umfasst etwa 33.000 km bis 2030 und 58.000 km im Jahr 2040 von denen ca. 60% aus umgerüsteten Erdgasleitungen bestehen werden [EHB 2024]. Die Gesamtkosten des **European Hydrogen Backbone** werden auf 80 – 143 Mrd. EUR geschätzt von denen 63 – 91 Mrd. EUR auf Pipelines und 17 – 52 Mrd. EUR auf Verdichteranlagen entfallen.

Das deutsche Wasserstoff-Kernnetz wird in den European Hydrogen Back-

bone eingebunden sein und Deutschland dabei sowohl Hauptabnehmer als auch zentrale Drehscheibe für den Wasserstofftransport in Europa darstellen [Graf et al. 2024]. Ziel der Bundesregierung ist mittelfristig eine starke und enge Kooperation, um den koordinierten Markthochlauf der interessierten EU-Mitgliedsstaaten zu ermöglichen [BMW 2023]. Dabei schätzt die Bundesregierung, dass bereits 2030 etwa 50 – 70% des deutschen Wasserstoffbedarfs durch Importe gedeckt werden. Neben „H2-ready“ Flüssiggas-Terminals (LNG), bilden Pipelines die wesentliche Transportinfrastruktur für die Wasserstoffimporte [BMW 2025].

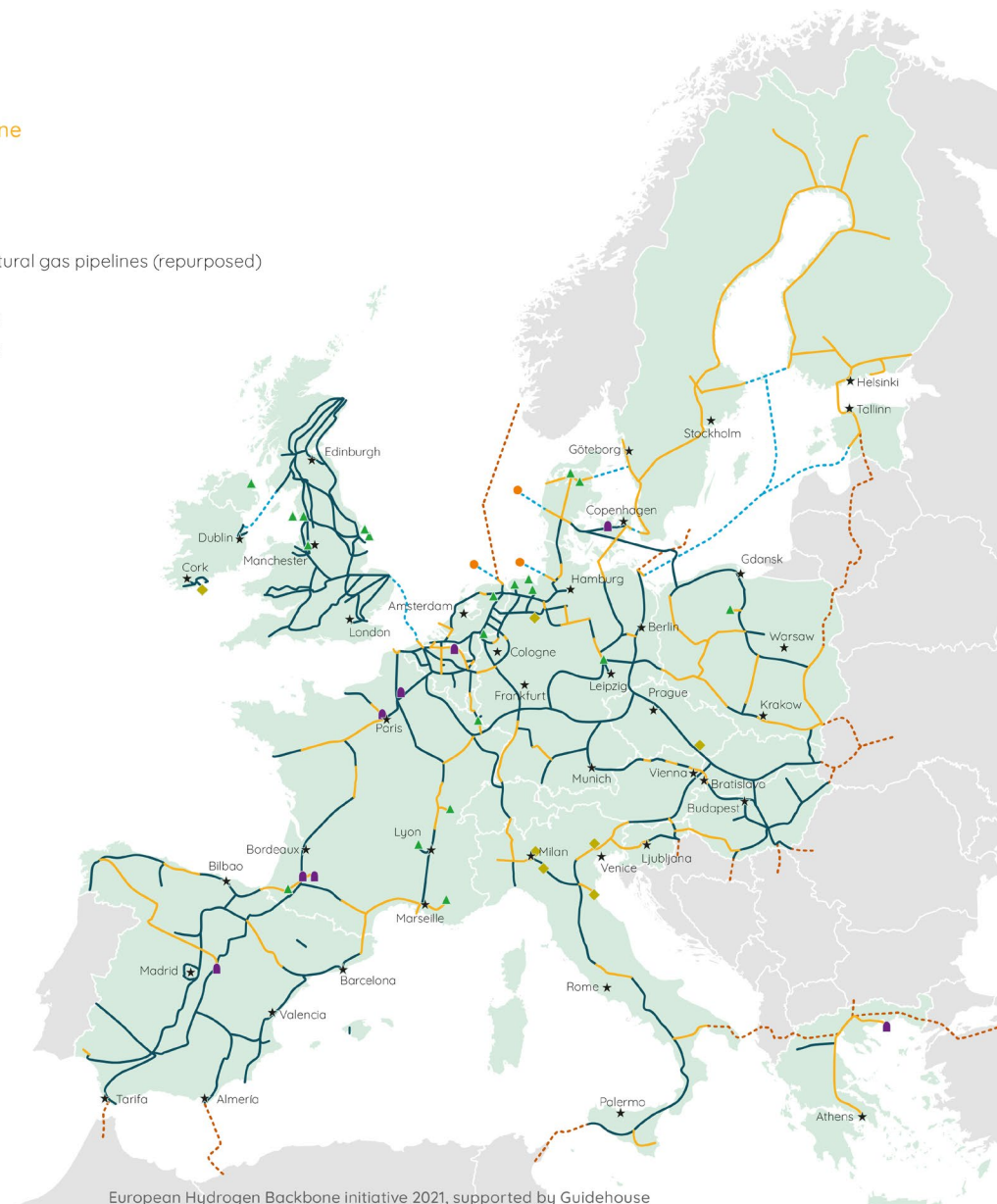
FIGURE 1

Mature European Hydrogen Backbone can be created by 2040

- H₂ pipelines by conversion of existing natural gas pipelines (repurposed)
- Newly constructed H₂ pipelines
- Export/Import H₂ pipelines (repurposed)
- Subsea H₂ pipelines (repurposed or new)

- Countries within scope of study
- Countries beyond scope of study

- ▲ Potential H₂ storage: Salt cavern
- Potential H₂ storage: Aquifer
- ◆ Potential H₂ storage: Depleted field
- Energy island for offshore H₂ production
- ★ City, for orientation purposes



© Guidehouse / EHB Initiative, 2021 – ehb.eu

Abbildung 7: Geplante Infrastruktur des European Hydrogen Backbone im Jahr 2040 [Guidehouse 2021]

Der **Wasserstofftransport** in flüssigem Zustand **per Schiff** ist die beste Möglichkeit, um Wasserstoff bspw. aus weit entfernten EE Vorzugsregionen wie Australien, Südamerika oder Saudi-Arabien zu importieren. Der hohe Verflüssigungsaufwand fällt durch die sehr gute Transporteffizienz mit steigender Entfernung immer weniger ins Gewicht und ist, sofern beide Optionen möglich sind, ab etwa 3.000 – 5.000 km ökonomischer als der Transport per Pipeline

[Dögnitz et al. 2022; Merten et al. 2020; Staiß 2022b] Herausforderungen sind die Materialauswahl für die Tanks sowie die Verringerung der Verdampfung (boil-off) während des Transportes. Da es bisher weder eine Importinfrastruktur für Flüssigwasserstoff in Deutschland noch eine entsprechende Schiffsflotte gibt, ist mit einem Umsetzungshorizont für den Import größerer Mengen Wasserstoffs von voraussichtlich etwa 10 Jahren zu rechnen

[Staiß 2022b]. Neben der Verflüssigung ist auch das Importterminal, an dem der Wasserstoff anlandet und zunächst gespeichert wird, einer der Kostentreiber der Investitionskosten für den Transport per Schiff [Brändle et al. 2020]. Positiv ist zu bewerten, dass LH₂-Schiffe, ähnlich wie Flüssig-Erdgasschiffe, voraussichtlich durch den boil-off angetrieben werden können und somit keine zusätzlichen Emissionen beim Transport entstehen [IEA 2019].

Zur **Weiterverteilung** von Wasserstoff kann dieser in Trailern **per LKW oder über das Schienennetz** zum Endverbraucher transportiert werden insofern dieser keinen direkten Anschluss an eine Pipeline hat. Der Transport auf Straße bzw. Schiene kann sowohl in verdichtetem als auch flüssigem Zustand erfolgen. Für Druckflaschentrailer sind die Druckstufen 200 bar, 350 bar und 700 bar relevant. Mit steigendem Druck erhöht sich der

Energiebedarf der Verdichtung aber der Energiebedarf für den Transport verringert sich wegen der höheren Transportkapazität pro Trailer. Zudem steigt der sicherheitstechnische Aufwand beim Transport. Während der Wasserstofftransport per Pipeline den geringsten Energiebedarf verursacht, können per Trailer Verbraucher erreicht werden, die nicht an ein Netz angeschlossen sind und für die sich ein Netzanschluss aufgrund

des geringen Bedarfs auch langfristig nicht lohnt. Entscheidend für die Wahl der Transportform ist die zu transportierende Wasserstoffmenge und die zurückzulegende Transportentfernung. Im Gegensatz zur bedarfsgerechten Entnahme aus einem Pipelinenetz, entstehen beim fahrzeuggebundenen Transport jedoch immer erhöhte Kosten aufgrund sowohl erzeuger- als auch verbraucherseitig erforderlicher Speicher.

Exkurs 2: Wasserstoffträger

Bei der Lagerung und dem Transport von Wasserstoff zum Verbraucher stellt vor allem die geringe volumetrische Energiedichte eine große Herausforderung dar. Neben den physikalischen Optionen Verdichtung und Verflüssigung wurden daher auch chemische Speichermöglichkeiten entwickelt, um die Energiedichte für den Transport zu erhöhen. Die bekanntesten sind die Speicherung in Form von Ammoniak, Methanol, Methan sowie die Bindung des Wasserstoffs an flüssige organische Energieträger (liquid organic hydrogen carrier, LOHC) oder metallische Hydride. Diese Verfahren weisen hohe Speicherdichten auf und sind technisch weit entwickelt [Aziz 2021].

Die größte volumetrische Wasserstoffdichte dieser Optionen bietet **Ammoniak** (111 kg_{H₂}/m³, LH₂ = 70,9 kg_{H₂}/m³). Für die exotherme Synthese von Ammoniak werden etwa 4,5 % des Wasserstoffheizwertes (kWh_{el}/kWh_{H₂}) in Form von elektrischer Energie benötigt. Deutlich energieintensiver ist hingegen das endotherme Cra-

cken bei hoher Temperatur (bis 900 °C) zur Rückgewinnung des Wasserstoffs, das 20 kWh_{th}/kWh_{H₂} Wärme und etwa 3 kWh_{el}/kWh_{H₂} Strom verbraucht [Staiß 2022a]. Da die Verflüssigung bereits bei -33 °C erfolgt, hat diese einen deutlich geringeren Energieaufwand als Wasserstoff und auch Transport und Speicherung sind deutlich günstiger als der von LH₂ [Bartels und Pate 2008]. Ein Vorteil von Ammoniak ist die bereits bestehende, großskalige Umsetzung und internationale Infrastruktur, ein Nachteil ist seine hohe Toxizität für Umwelt und Menschen, die eine sehr sorgfältige Handhabung erfordert [Staiß 2022b]. Wird Ammoniak als Endprodukt benötigt (2020: 65 % des industriellen H₂-Bedarfs durch Ammoniakproduktion [IEA 2021a]), kann bestehende Infrastruktur und die etablierte Erzeugungstechnologie von Ammoniak genutzt werden, wodurch der H₂-Transport in Form von Ammoniak günstiger als eine vor-Ort Konvertierung sein kann [Roeb et al. 2020; Staiß 2022b]. Die Rückumwandlung zu Wasser-

stoff weist jedoch einen geringen technologischen Entwicklungsstand auf und erhöht durch die zusätzlich benötigte Energie die H₂-Kosten deutlich [Roeb et al. 2020]. Auch aufgrund des nötigen Entwicklungs- und Skalierungsbedarfs erscheint eine zeitnahe Umsetzung des Ammoniakcracking unwahrscheinlich und aus Kostensicht gegenüber dem Transport von Flüssigwasserstoff nachteilig [Staiß 2022b].

Durch eine Synthese von CO₂ bzw. CO mit H₂ zu **Methanol** oder **Methan** kann Wasserstoff ebenfalls in einer leichter transportierbaren Form gebunden werden. Sowohl die Methanolsynthese (CO₂ + 3H₂ → CH₃OH + H₂O) als auch die Methansynthese (CO₂ + 4H₂ → CH₄ + 2H₂O) bieten in erster Linie vielversprechende Ansätze zur Substitution fossiler Energieträger. In Deutschland sollte erneuerbares Methanol und erneuerbares Methan zunächst vorrangig stofflich eingesetzt werden, da sie das jeweilige fossile Pendant direkt ersetzen können und dabei bereits

bestehende Infrastruktur sowie regulatorische Rahmenbedingungen genutzt werden können. Technologisch ist die Bereitstellung beider Stoffe in begrenzten Mengen schon kurzfristig möglich. Laut [Staiß 2022b] könnte erneuerbares Methanol bei einem CO₂-Preis von etwa 200EUR pro Tonne bereits vor 2030 wirtschaftlich mit fossilem Methanol konkurrieren. Allerdings ist die Effizienz der Synthese von Kohlenwasserstoffen grundsätzlich begrenzt, da ein Teil des Wasserstoffs zu Wasser reagiert und zudem durch die exothermen Reaktionen Reaktionswärme anfällt. Im entstehenden Wasser finden sich bei der Synthese mit CO₂ 33 % (Methanolsynthese) bzw. 50 % (Methanisierung) des eingesetzten Wasserstoffs. Dennoch ist langfristig die Substitution fossiler Kohlenwasserstoffe durch synthetische Gegenstücke notwendig, um Klimaneutralität zu erreichen. Kurzfristig kann dafür CO₂ aus industriellen Punktquellen, wie bspw. der Zementproduktion, genutzt werden, wobei die so produzierten Kohlenwasserstoffe nicht klimaneutral sind und dabei die Gefahr besteht fossile Abhängigkeiten zu verfestigen. Langfristig ist daher der Umstieg auf nachhaltige CO₂-Quellen, etwa durch Abtrennung aus der Luft, dem sogenannten Direct Air Capture (DAC), erforderlich. Die Umsetzung dieser Technologien erfordert jedoch einen Zeitraum von rund 10 Jahren und vor 2030 wird CO₂ aus DAC aufgrund des hohen Entwicklungsbedarfs voraussichtlich nicht zu wettbewerbsfähigen Kosten verfügbar sein [Staiß 2022b]. Eine direkte stoffliche Nutzung der Kohlenwasserstoffe ist analog zu Ammoniak, aufgrund des bestehenden Bedarfs sowie Effizienz- und Kostengründen, einer Rückumwandlung

zu Wasserstoff vorzuziehen. Beim Umgang mit Methanol ist zudem seine Giftigkeit zu beachten und ein Schiffstransport von Methan ist aufgrund der notwendigen energieintensiven Verflüssigung energetisch und wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig [Staiß 2022b]. Ein Methantransport per Pipeline ist hier vorzuziehen.

Die Bindung von Wasserstoff an **flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)** ermöglicht ebenfalls einen vereinfachten Transport und die Rückgewinnung von reinem Wasserstoff am Zielort. Sie bestehen aus Paaren wasserstoffarmer und wasserstoffreicher organischer Verbindungen, die Wasserstoff durch wiederholte katalytische Hydrierungs- und Dehydrierungszyklen speichern und wieder abgeben können [Roeb et al. 2020]. LOHCs haben ähnliche Eigenschaften wie Rohöl, befinden sich auch ungekühlt in flüssigem Zustand und können daher einfach über lange Zeit gespeichert werden. Für die Bindung von Wasserstoff an den LOHC werden lediglich <2 % des Heizwertes in Form von Strom benötigt, jedoch ist die Dehydrierung mit 34 kWh_{th}/kWh_{H₂} Wärme und 3 kWh_{el}/kWh_{H₂} Strom deutlich energieintensiver [Staiß 2022a]. Die teuren Trägermoleküle sind wiederverwendbar, müssen dementsprechend aber auch wieder zur Wasserstoffquelle zurücktransportiert werden [IEA 2019]. Als Träger selbst kommen verschiedene Verbindungen infrage. Methylcyclohexan ist beispielsweise recht verbreitet und nutzt gut verfügbares aber toxisches Toluol als Trägermolekül. Nicht-toxische Alternativen wären Benzyltoluol und Dibenzyltoluol, welche aktuell deutlich teurer sind, aber perspektivisch durch upscaling der

Produktion als Träger in LOHCs interessant werden könnten [IEA 2019]. Die Effizienz kann erhöht werden, wenn zur Dehydrierung Prozessabwärme (ca. 300 °C) genutzt werden kann [Staiß 2022b]. Verglichen mit Ammoniak hat bspw. Benzyltoluol eine fast um Faktor 3 geringere gravimetrische Wasserstoffdichte (siehe Tabelle 2). Ein LKW kann bspw. bis zu 1700 kg_{H₂} gebunden an LOHCs oder 5.000 kg_{H₂} in Form von Ammoniak transportieren. [IEA 2019]

Auch **Metallhydride** gelten als effiziente Methode für die Wasserstoffspeicherung in kleinem bis mittlerem Maßstab [Tarasov et al. 2021]. Hydride, wie MgH₂, AlH₃, LaNi₅ und Mn₂Zn, sind intermetallische Verbindungen mit der Fähigkeit der Absorption und Desorption bei konstantem Druck, des Betriebs bei moderaten Temperaturen sowie Stabilität und Sicherheit während der (Langzeit-) Lagerung [Shafiee und McCay 2016; Aziz 2021]. Probleme liegen in der begrenzten Wasserstoffbeladung (7,1 Ma.-% für MgH₂-10wt%Ni), der begrenzten Reversibilität, Packungsbegrenzung, Wärmemanagement und Wärmebedarf bei der Desorption zur Freisetzung von Wasserstoff [Di Profio et al. 2009]. Als Alternative zu Metallhydriden nennt [Aziz 2021] zudem chemische Hydride, die eine höhere gravimetrische Wasserstoffdichte als metallische Hydride erreichen (bis 25,2 Ma. % für LiH), jedoch eine geringere Reversibilität sowie thermodynamische Beschränkungen und langsame Kinetik bei der Hydrierung bzw. Dehydrierung aufweisen.

Tabelle 2: Gravimetrische und volumetrische Wasserstoffkapazität sowie Energiebedarf zur Erzeugung und ggf. Rückgewinnung verschiedener Wasserstoffträger [Aziz 2021; IEA 2019; Staiß 2022a, 2022b] und eigene Berechnung

	Verdichteter Wasserstoff (Pipeline, 100 bar)	Verdichteter Wasserstoff (Trailer, 700 bar)	Flüssigwasserstoff	Ammoniak (flüssig) (NH ₃)	Methan (flüssig) (CH ₄)	Methanol (flüssig) (CH ₃ OH)	LOHC Benzyltoluol (C ₁₄ H ₁₄ , beladen)
Gravimetrische H ₂ -Kapazität [kgH ₂ /kg _{Träger}]	100 %	100 %	100 %	17,8 %	25,1 %	12,6 %	6,2 %
Volumetrische H ₂ -Kapazität [kgH ₂ /m ³]	8,1	42,2	70,9	111	106	101	62
Volumetrische Energiedichte [kWh/l]	0,27	1,3	2,36	3,23	5,87	4,67	2,05
Gravimetrische Energiedichte [kWh/kg]		33,3		5,2	13,9	5,8	2,06
Energiebedarf Konversion und ggf. Rückgewinnung [kWh/t _{H₂}]	Verdichtung: 596 (el.)	Verdichtung: 2.582 (el.)	Verflüssigung: 8.000 (el.)	Synthese: 1.500 (el.) Stickstoffwäsche: 1.500 (el.) Cracking: 950 (el.) + 6.650 (therm.)	Synthese: 400 (el.) H ₂ -Verlust bei Synthese mit: CO ₂ : 50 % CO: 33 % Verflüssigung: 650 (el.) Direct-Air-Capture: 300 (el.) + 1.500 (therm.)	Synthese: 1.200 (el.) H ₂ -Verlust bei Synthese mit: CO ₂ : 33 % CO: 0 % Direct-Air-Capture: 300 (el.) + 1.500 (therm.)	Hydrierung: 430 (el.) Dehydrierung: 950 (el.) + 11.220 (therm.)

VERGLEICHENDE TECHNISCH-ÖKONOMISCH-ÖKOLOGISCHE BEWERTUNG

Im Folgenden werden sowohl die Wasserstoffherzeugung als auch die Wasserstofflogistik technologisch bewertet, die damit verbundenen Kosten betrachtet und abschließend auch die Emissionen der Erzeugung und verschiedener Logistikpfade ausgewertet.

TECHNOLOGIEPFADE

Erzeugung

Die Prozessbedingungen und spezifischen Vor- und Nachteile der Elektrolysetechnologien AEL, PEMEL und HTEL sind in Tabelle 3 zusammenfassend dargestellt. Besonders zwischen AEL und PEMEL sind die technologischen Unterschiede nicht sehr groß. Aktuell liegen die Vorteile der AEL vor allem in den größeren Anlagenkapazitäten, den längeren Lebensdauern, höheren Wirkungsgraden und geringeren Kosten (siehe Tabelle 5) [Merten et al. 2020]. Gegenüber Verunreinigungen des Wassers ist die AEL relativ robust und es ist kein entionisiertes Wasser erforderlich. Aufgrund der aktuell noch hohen minimalen Teillast (gem. [Smolinka et al. 2018] durchschnittlich ca. 17 %) und einer durchschnittlichen Kaltstartzeit von fast 60 min ist die alkalische Elektrolyse jedoch nicht die beste Wahl für den Einsatz bei variablen Lasten [Smolinka et al. 2018]. Zudem sinkt die Wasserstoffreinheit im Teillastbetrieb [Pichlmaier et al. 2021]. Für alkalische Elektrolysezellen wird ein aktueller heizwertbezogener Wirkungsgradbe-

reich von 63 – 70 % angegeben und nur eine geringe Effizienzsteigerung bis 2030 erwartet [IEA 2019]. Dem höheren TRL der AEL kann die PEMEL (TRL 9 – 10) mit hoher Wasserstoffreinheit (99,99 % [Pichlmaier et al. 2021]) und einem sehr guten Lastwechsel- und Teillastverhalten begegnen [Hauschild et al. 2022]. Der aktuelle elektrische Wirkungsgrad liegt in einem Bereich von 56 – 61 % und damit unter dem der AEL. Da vorausgesagt wird, dass sich Wirkungsgrade und Investitionskosten beider Technologien in den kommenden Jahren immer weiter angleichen, könnte sich bereits in kurzer Zeit die günstige Kombination des Kaltstart- und Lastwechselverhaltens bei variablen Lasten mit dem fluktuierenden Angebot aus Windstrom und Photovoltaik als ausschlaggebend für die Nutzung von PEMEL erweisen. Die maximalen Überlasten von 160 % [IEA 2019] bis zu 200 % [Merten et al. 2020] sind diesbezüglich vorteilhaft und ermöglichen es in EE-Spitzenlastzeiten sogar gewis-

se netzstabilisierende Funktionen zu übernehmen [Pichlmaier et al. 2021]. Je nach Folgenutzung des Wasserstoffs kann auch der aktuell höhere Betriebsdruck der PEMEL von bis zu 80 bar vorteilhaft gegenüber der AEL sein. Es wird jedoch bei allen Technologien nach höheren Betriebsdrücken gestrebt, um die Module kompakter zu gestalten. Die HTEL bzw. Hochtemperatur elektrolyse grenzt sich vor allem durch den Bedarf an externer Wärmeenergie von AEL und PEMEL ab. Steht diese als bisher ungenutzte Abwärme oder zumindest kostengünstig zu Verfügung, bietet der hohe elektrische Wirkungsgrad (aktuell 74 – 82 % [Pichlmaier et al. 2021]) große Vorteile gegenüber anderen Elektrolyseurtechnologien. Der niedrige TRL von 6 – 7 bietet große Potentiale, erfordert jedoch auch noch entsprechende Entwicklungsarbeit, um in direkte Konkurrenz zu AEL und PEMEL zu treten [Hauschild et al. 2022]. Durch die Möglichkeit die HTEL auch in „umgekehrter Rich-

tung“ als Brennstoffzelle zu nutzen, bietet sich perspektivisch auch die Möglichkeit diese zur Netzstabilisierung zu verwenden [IEA 2019]. Ein flexibler Betrieb durch die Kopplung der HTEL mit fluktuierendem EE-Strom ist wegen der thermisch hohen Materialbeanspruchung jedoch nur sehr eingeschränkt möglich [Merten et al. 2020]. Sowohl die durchschnittliche Kaltstartzeit von 600 min als auch die aktuell noch recht hohe minimale Teillast von 20 % [Smolinka et al. 2018] eignen sich nicht für große Lastsprünge sondern eher für den konstanten Betrieb mit hoher Vollaststundenzahl [Roeb et al. 2020].

Tabelle 3: Vergleich der Wasserelektrolysetechnologien [Pichlmaier et al. 2021; Prognos 2020; IEA 2019; Jörg Nitzsche 2019; Merten et al. 2020]

Parameter	AEL	PEMEL	HTEL
Betriebstemperatur	70 – 90 °C	50 – 80 °C	650 – 850 °C
Betriebsdruck	1 – 30 bar	30 – 80 bar	1 – 15 bar
TRL	+ 11	0 9 – 10	- 6 – 7
Stacklebensdauer	+ 2030: 90.000 h 0 2050: 100.000 h	0 2030: 75.000 h + 2050: 130.000 h	- 2030: 50.000 h - 2050: 85.000 h
Strombedarf	0 2030: 48,0 kWh _{el} /kg _{H2} 2050: 44,4 kWh _{el} /kg _{H2}	- 2030: 51,3 kWh _{el} /kg _{H2} 2050: 46,9 kWh _{el} /kg _{H2}	+ 2030: 38,8 kWh _{el} /kg _{H2} 2050: 38,4 kWh _{el} /kg _{H2}
El. Wirkungsgrad (heizwertbezogen)	0 2030: 69 % 2050: 75 %	- 2030: 65 % 2050: 71 %	+ 2030: 86 % (exkl. Dampf) 2050: 87 % (exkl. Dampf)
Wärmebedarf			- 8,7 kWh _{th} /kg _{H2}
Inst. Anlagengrößen	+ Bis 200 MW	0 Bis 10 MW	- < 1 MW
Teillastbereich (min. – max.)	- 10 – 110 %	+ 5 – 200 %	- 5 – 100 %
Reinheit	- 99,8 – 99,9 % (in Teillast geringer)	0 99,99 % (auch in Teillast sehr hoch)	+ 99,999 %
Weiteres/ Sonstiges	- Träge Laständerungen - Lange Kaltstartdauer - Kalilauge erforderlich	+ Gutes Lastwechselverhalten + Geringe Kaltstartzeit (20 min) + Kompakte Bauweise 0 Höhere Investkosten als AEL (u.a. durch teure Elektrodenmaterialien)	- Träge Laständerungen - Lange Kaltstartdauer + Hohe Effizienz durch hohe Temperaturen + Großes Entwicklungspotential

Während der Wasserbedarf der Elektrolyse mit $8,9 \text{ kg}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ stöchiometrisch definiert ist, kann durch technische Weiterentwicklungen die erforderliche Zellspannung der Elektrolyseure voraussichtlich noch herabgesetzt und so der Wirkungsgrad erhöht werden. Die International Renewable Energy Agency (IRENA) gibt als Ziel für 2050 einen Strombedarf des Ge-

samtsystems von $< 4,05 \text{ kWh}/\text{m}^3_{\text{H}_2}$ bzw. $45,1 \text{ kWh}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ für AEL und PEMEL und $< 3,6 \text{ kWh}/\text{m}^3_{\text{H}_2}$ bzw. $40,1 \text{ kWh}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ für HTEL an [IRENA 2021]. Dies entspräche Wirkungsgraden von $> 74 \%$ bzw. $> 83 \%$.

Die Anionenaustauschmembran-Elektrolyse (AEM) befindet sich derzeit auf dem Technologiereifegrad TRL 4 – 5 [IEA 2021a]. Langfristig

werden hinsichtlich Effizienz und Investitionskosten ähnliche Entwicklungen wie für AEL und PEMEL erwartet [IRENA 2021]. Bei der Kapillarelektrolyse sind durch die stark verringerte Bläschenbildung nur sehr geringe Zellspannungen nötig und der Strombedarf konnte im Labormaßstab auf $40,4 \text{ kWh}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ gesenkt werden [Hodges et al. 2022].

Logistik

Beim Transport des Wasserstoffs zum Endverbraucher bieten sich mehrere Möglichkeiten und eine Entscheidung muss jeweils individuell je nach Standort und Bedarfsmengen getätigt werden. Bei neu zu errichtenden Anlagen muss die Frage der Wasserstofflogistik bei der Standortauswahl ebenfalls einbezogen werden.

Grundlegend kann hinsichtlich der Wasserstofflogistik zwischen zwei Szenarien unterschieden werden:

1. Wasserstoff wird außerhalb Deutschlands in einer EE-Vorzugsregion erzeugt und soll über weite Strecken nach Deutschland transportiert werden
2. Wasserstoff wird in Deutschland erzeugt bzw. an einem definierten Ort (bspw. Hafenterminal, Grenzübergang einer Pipeline) importiert und soll innerhalb Deutschlands verteilt werden

Für den **Transport über weite Strecken** bieten sich, insofern es sich um große Mengen Wasserstoff handelt, im Wesentlichen der Transport über Pipelines und der Schiffstransport von verflüssigtem Wasserstoff an.

Zukünftig wird nur ein Teil (30 – 50 %) des deutschen Wasserstoffbedarfs durch heimische Produktion gedeckt werden können, weshalb der Import großer H_2 -Mengen unerlässlich werden wird [BMWK 2023][Merten et al. 2020][Merten et al. 2020][Merten et al. 2020]. Da die Transportkosten mit steigender Entfernung zunehmen, bieten sich vor allem Erzeugungsstandorte an, an denen der Wasserstoff günstig produziert werden kann. Ist es möglich Wasserstoff aus Solar- oder Windstrom wegen entsprechend hoher Potentiale günstig zu produzieren, können die anfallenden Transportkosten dadurch teilweise kompensiert werden. Die Optionen Pipeline- oder Schiffstransport unterscheiden sich im Wesentlichen durch den Energieaufwand bei der Verdichtung bzw. Verflüssigung und den Verlusten über die Transportentfernung. Der Verflüssigungsaufwand für den Schiffstransport ist 17-mal größer als bei der Verdichtung auf Pipeline-Druck (siehe Tabelle 4). Die Wasserstoffverluste beim Transport in Pipelines werden mit etwa $0,8 \%/100 \text{ km}$ und der boil-off (Verdampfung durch Kälteverluste) beim Schiffstransport mit $0,2 - 0,3 \%/ \text{Tag}$ angegeben

[Merten et al. 2020; Brändle et al. 2020]. Der Transport per Pipeline zeichnet sich durch sehr hohe Kapazitäten und Effizienzen aus. Die bereits bestehende Infrastruktur des Erdgasnetzes kann teilweise umgenutzt und dadurch sowohl der Umsetzungshorizont mit 3 – 5 Jahren als auch die Kosten relativ klein gehalten werden [Staiß 2022b]. Für neu gebaute Wasserstoffpipelines auf bisher nicht bestehenden Trassen werden hingegen Umsetzungszeiträume von 6 – 7 bzw. 8 – 10 Jahren angegeben [TransHyDE 2025; Staiß 2022b]. Eine Herausforderung beim Wasserstofftransport ist, dass Pipelines eine möglichst hohe Auslastung erreichen müssen, um kostengünstig betrieben werden zu können. Dies bedingt sowohl hohe Erzeugerkapazitäten als auch einen hohen verbraucherseitigen Wasserstoffbedarf. Zudem hängt die Effektivität des Wasserstofftransports per Pipeline stark vom Rohrdurchmesser ab, der gut auf den Wasserstoffdurchsatz abgestimmt sein sollte, um bspw. Druckverluste durch ungünstige Strömungsbedingungen zu vermeiden. Gerade in der Phase des Markthochlaufs muss demnach entschieden werden, ob eine Leitung mit großem

Durchmesser zunächst ineffizient betrieben werden soll oder ob zunächst eine kleinere Leitung gebaut wird, die zu einem späteren Zeitpunkt um einen zweiten Leitungsstrang erweitert wird und dabei in Summe größere Investitionskosten auftreten. Bei einem Leitungsdurchmesser von 300 mm mit einem Transportvolumen von 500 t pro Tag sind bereits kurze Transportentfernungen teuer, während Pipelines mit 1.000 mm Durchmesser und einem Transportvolumen von 6.000 – 7.000 t pro Tag deutlich günstiger sind [Staiß 2022b] [Dögnitz et al. 2022].

Der Schiffstransport von Flüssigwasserstoff bietet die Option des Transports über sehr große Entfernungen und eine gute Skalierbarkeit. Die Prozesskette umfasst eine Verflüssigung bei -253 °C mit Speicher für den Flüssigwasserstoff, entsprechende Transportschiffe und ein Anlandeterminal am Zielhafen. Für die Weiterverteilung bieten sich Flüssiggastrailer an, aber auch eine Verdampfung in den gasförmigen Zustand ist möglich. Die größten energetischen Verluste entstehen bei der Verflüssigung, die etwa $8 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ bzw. $0,24 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$ benötigt. Das Verdampfen eines Teils des Wasserstoffs lässt sich beim Transport nicht verhindern, jedoch werden bereits Konzepte erarbeitet, die es ermöglichen diesen boil-off direkt für den Antrieb der Transportschiffe zu nutzen. Die Transportkette ist im Vergleich zu der von gasförmigem Wasserstoff weniger effizient und weist, aufgrund der geringen Kostenzunahme je Transportstrecke, erst bei hohen Transportentfernungen Vorteile gegenüber Pipelines auf (siehe Wasserstoffkosten Logistik) [Staiß 2022b; Dögnitz et al. 2022; Merten et al. 2020].

Aktuell ist jedoch weltweit ein Schiff im Einsatz und aufgrund der Klassifizierung als Spezialfracht, muss die Rückfahrt des Schiffs leer erfolgen [Merten et al. 2020]. Die erforderliche Infrastruktur aufzubauen wird mit 8 – 10 Jahren angegeben und aufgrund der in der Entwicklung befindlichen Flüssigwasserstofftanker für große Beladungen ($> 10.000 \text{ t}_{\text{H}_2}$) ist nicht absehbar, wann eine ausreichend große Schiffsflotte zur Verfügung stehen wird, um einen kommerziellen Flüssigwasserstofftransport zu ermöglichen [Staiß 2022b].

Der Import von Wasserstoff, gebunden in Ammoniak, Methanol, Methan oder LOHCs, wird in Exkurs 2 betrachtet. Aufgrund der Energieverluste und den damit verbundenen Kosten bei der Bindung des Wasserstoffs an den Wasserstoffträger und vor allem der Rückgewinnung, stellt keine der Optionen eine wirtschaftliche Option des Wasserstoffimports dar [Staiß 2022b]. Da jedoch der reine Transport von Ammoniak oder Kohlenwasserstoffen kostengünstiger ist als der von Wasserstoff, ist es durchaus wirtschaftlich, diese Stoffe über große Entfernungen zu importieren, um sie dann direkt stofflich zu nutzen. Die bestehende Infrastruktur kann dabei genutzt werden, um dies bereits kurzfristig umzusetzen.

Für die **lokale und regionale Verteilung von Wasserstoff** innerhalb Deutschlands gibt es mittelfristig drei mögliche Transportoptionen: den Transport von verdichtetem gasförmigem Wasserstoff, den Transport von verflüssigtem Wasserstoff sowie den Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff per Pipeline. Für den Trailertransport in verdichteter oder verflüssigter Form

können sowohl LKWs als auch das Schienennetz genutzt werden. Die Wahl des Transportmittels hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie der Entfernung zwischen Produktions- und Verbrauchsort, dem Wasserstoffbedarf, standortspezifischen Gegebenheiten, wie bestehender Infrastruktur und Platzverhältnissen.

In Druckflaschentrailern mit einem Druck von 200 bar können pro Trailer etwa 520 kg Wasserstoff transportiert werden. Bei 700 bar sind es 950 kg und in flüssigem Zustand ca. 3300 kg [Dögnitz et al. 2022]. Für den Transport per Zug können größere Speicherbehälter mit etwa 8.000 kg Fassungsvermögen genutzt werden [Aziz 2021]. Der erhöhte Energieaufwand zur Verflüssigung des Wasserstoffs hin zu seiner größtmöglichen Energiedichte sowie der technisch anspruchsvolle Transport bei extrem niedrigen Temperaturen machen den Transport von Flüssigwasserstoff jedoch erst bei größeren Entfernungen (300 – 400 km) und hohen Bedarfsmengen ökonomisch [IEA 2019; Roeb et al. 2020]. Der Transport in gasförmigen Zustand per LKW lohnt sich hingegen bei kürzeren Entfernungen und kleinen Transportmengen. Sollte bereits Flüssigwasserstoff vorliegen (z. B. am Importterminal), kann davon profitiert werden und der Weitertransport von LH_2 ist auch über kürzere Strecken wirtschaftlich.

[Alibas et al. 2024] vergleicht die Transportkosten verschiedener Wasserstoffmengen und Transportentfernungen miteinander. Bei großen Transportmengen erweist sich dabei der Pipelinetransport günstiger und bei einem geringen Wasserstoffbedarf ($< 30 \text{ t}$ pro Tag) ist der Trailer-

transport vorteilhaft. Mit steigen- der Entfernung erweist es sich als günstig auch den Transportdruck zu erhöhen, da die erhöhten Kosten für die Verdichtung durch geringere Transportkosten aufgrund der höhe- ren Kapazität pro Trailer aufgewo- gen werden. Beim Pipelinetransport sollte sich der Rohrdurchmesser an der zu transportierenden Wasser- stoffmenge und der Transportent- fernung orientieren, um Investkosten zu senken. Kleine Rohrdurchmesser reduzieren die Investitionskosten, verursachen jedoch bei entspre- chenden Transportmengen höhere Strömungsverluste, die mehr Zwi- schenverdichter entlang der Pipeline erfordern. [Alibas et al. 2024] nennt optimale Durchmesser von 100 mm bei kurzen Distanzen und 150 mm für 40 – 60 t_{H₂} pro Tag. Bei längeren Distanzen und Wasserstoffmengen über 60t pro Tag sollte der Pipeline- durchmesser 200 mm betragen.

Tabelle 4: Vergleich der Transporttechnologien des Wasserstoffs [Staiß 2022a; Merten et al. 2020; Alibas et al. 2024; Brändle et al. 2020; Cardella 2018; IEA 2024; Kawasaki 2022; IEA 2019]

Parameter	Druckflaschentrailer	LH ₂ -Trailer	Pipeline	LH ₂ -Schiff
Zustand	Verdichtet (200 – 700 bar)	Verflüssigt	Verdichtet (100 bar)	Verflüssigt
Energiebedarf	Verdichtung 0 1,1 – 2,6 kWh/kg	Verflüssigung - 8 kWh/kg	Verdichtung ¹ + 0,6 kWh/kg	Verflüssigung - 8 kWh/kg
H ₂ -Verluste		+ 0,2 vol.-%/Tag	- 0,8 vol.-%/100km	+ 0,2 vol.-%/Tag
Aktuelle Trans- portkapazität und Anlagengrößen	- 530 – 950 kg pro Trailer	0 3.300 kg pro Trailer	+ 500t/d (300 mm) – > 6.000t/d (1016 mm) ~ 5.000 km weltweit (~ 1 Mio. km Erdgaspipe- lines potentiell umnutzbar)	0 Erstes Schiff (Suiso Frontier): 1.250 m³ bzw. 89 t _{H₂}
Perspektivische Transportkapazität und Anlagengröße	> 1.100 kg pro Trailer	8.000 kg pro Container- Trailer per Schiene	~ 40.000 km weltweit in 2035 angekündigt	Entwicklung bis 2030: 160.000 m³ bzw. 11.300 t/Schiff
Sonstiges	+ Etablierte Technologie Flexibel durch Straßen- bzw. Schienentransport	+ Hohe Energiedichte und H ₂ -Reinheit Flexibel durch Straßen- bzw. Schienentransport	+ Hohe Effizienz, v.a. über geringe Distanzen Bestehende Erdgasinfra- struktur tw. weitemutzbar 0 kaum bestehende Infrastruktur, aber Erd- gaspipelines umnutzbar - Auch bei Um- nutzung bestehender Pipeline Umsetzungs- horizont von mehreren Jahren	+ Hohe Energiedichte und H ₂ -Reinheit Sehr große Entfernungen möglich - Kaum bestehende Infrastruktur Hoher Entwicklungsbe- darf für Schiffe nötig Leere Rückfahrten

¹ Ab Ausgangsdruck Elektrolyseur = 30 bar

WASSERSTOFFKOSTEN

Erzeugung

Bei der Berechnung der Wasserstoff- bereitstellungskosten müssen vie- le Faktoren berücksichtigt werden. Nachfolgend ist eine vereinfachte Formel zur Berechnung der Wasser- stoffkosten in EUR/kg_{H₂} abgebildet. Der spezifische Energiebedarf e_{Elektrolyseur} in kWh_{el}/kg_{H₂} kann aus dem ener- getischen Wirkungsgrad der Anlage ableitet werden. Invest_{Elektrolyseur} ist die Investitionshöhe der Wasserstoffan- lage in EUR/kW_{el}. Der Zinssatz für die Investition geht als i in % und die Be- triebsdauer der Anlage als n in Jahren in die Berechnung ein. Die Betriebs- kosten fallen jährlich während des Betriebs der Anlage an und gehen als Prozentsatz der Elektrolyseurkos- ten in die Formel ein. Stack sind die durchschnittlichen Kosten, die über die Betriebsdauer für die Austausch- stacks anfallen. Sie werden ebenfalls als Prozentsatz der Elektrolyseurkos- ten in die Formel eingebracht. P_E ist der Strompreis in EUR/kWh.

Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse befindet sich derzeit in ei- nem Markthochlauf. Dies wird in den nächsten Jahren zu einer raschen Weiterentwicklung und Skalierung der Fertigungskapazitäten der ver- schiedenen Technologien führen.

Für alle Technologien ist eine Verän- derung der folgenden Größen zu er- warten:

- e_{Elektrolyseur} wird sinken
- Invest_{Elektrolyseur} wird sinken
- Invest_{Stack} wird sinken
- Lebensdauer_{Stack} wird steigen

Diese Entwicklung wird in den nächs- ten Jahren zu erheblichen Kos- tensenkungen führen. Durch u. a. Skalierung der Anlagengrößen, Op- timierung der Zellkomponenten und des Stackdesigns sowie Massenpro- duktion von Elektrolyseuren und die Vermeidung benötigter seltener Me- talle (u. a. Platin, Yttrium), wird eine mögliche Reduktion der Gestehungs- kosten von grünem Wasserstoff um bis zu 85 % geschätzt [IRENA 2021]. Den größten Anteil tragen dabei Ver- ringerungen der Elektrolyseurpro- duktions- und Strombezugskosten. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Investitionskosten der Elekt- rolyseurtechnologien langfristig stark angleichen. Eine Verminderung auf 500 – 700 EUR/kW_{el} ist notwendig,

damit sich das volle Potential der Elektrolysetechnologien entfalten kann und wird bis 2030 bzw. 2050 als plausibel machbar eingeschätzt [Smolinka et al. 2018]. In anderen Quellen werden Preisentwicklungen bis zu 250 – 500 EUR/kW_{el} genannt [IRENA 2021].

Betriebsstunden und Strompreise P_E, die ebenfalls einen hohen Einfluss auf die Wasserstoffbereitstellungskosten haben, sind stärker vom Standort der Anlage und damit von regionalen Rah- menbedingungen abhängig.

Tabelle 5 fasst die für die Berechnung getroffenen Annahmen zusammen. Zu- sätzlich werden die technischen Pa- rameter aus Tabelle 3 herangezogen. Die Betriebsdauer wurde einheitlich mit 20 Jahren angenommen. Der Zinssatz beträgt 7 %. Die jährlichen Betriebskosten werden mit 2 % der Investitionskosten angenommen. Die Strom- und Wärmebedarfe sowie Stacklebensdauer werden entspre- chend den Werten aus Tabelle 3 an- genommen.

$$H_{2,Kosten} = e_{Elektrolyseur} \times \left(\frac{Invest_{Elektrolyseur}}{Betriebsstunden} \times \left(\frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} \right) + Betriebskosten + Stack \right) + P_E$$
$$Stack = \frac{Lebensdauer_{Stack}}{Betriebsstunden} \times \frac{Invest_{Stack}}{Invest_{Elektrolyseur}}$$

Tabelle 5: Annahmen zur Berechnung der Bereitstellungskosten von Wasserstoff [Lux et al. 2021; Holst et al. 2021; Brändle et al. 2020]

Parameter	Einheit	AEL		PEMEL		HTEL	
Bezugsjahr		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Invest _{Elektrolyseur}	EUR/kW _{el}	770	460	1.030	670	1.480	700
Invest _{Stack}	% Invest _{Elektrolyseur}	30 %		30 %		40 %	
Wärmekosten	EUR/kWh _{th}					0,03	0,03

Aus diesen Annahmen ergeben sich die Wasserstoffgestehungskosten in Abbildung 8, wobei entlang der x-Achse die Betriebsstunden und das Betrachtungsjahr unterschieden werden. Die jeweils angegebenen Kostenbereiche zeigen dann die Variation der Stromkosten im Bereich von 0,05 – 0,10 EUR/kWh. Generell ist zu erkennen, dass die alkalische Elektrolyse die günstigste Technologie ist, gefolgt von PEMEL und HTEL. Farblich hervorgehoben sind die Auswirkungen der erwarteten Techno-

logieentwicklung zwischen 2030 und 2050. Entsprechend dem heutigen Technologiestand hat die alkalische Elektrolyse das geringste Entwicklungspotenzial. Für die PEMEL wird, aufgrund der stärkeren Kostendegression eine stärkere Entwicklung prognostiziert, für die HTEL die stärkste Entwicklung.

Die Wasserstoffkosten sind je nach Technologie und Betriebsstunden stärker von den Strompreisen oder den Investitionskosten abhängig. Der Anteil

der Stromkosten an den Wasserstoffkosten variiert zwischen 1,92 EUR/kg_{H2} (HT Elektrolyse, 2050, 0,05 EUR/kWh) und 5,13 EUR/kg_{H2} (PEM-Elektrolyse, 2030, 0,10 EUR/kWh). Hohe Betriebsstunden führen zu sinkenden spezifischen Betriebs- und Investitionskosten, da die jährlich anfallenden Kosten auf eine größere Menge produzierten Wasserstoffs verteilt werden können. Daher sind bei geringen Betriebsstunden die Investitionskosten die größten Kostentreiber.

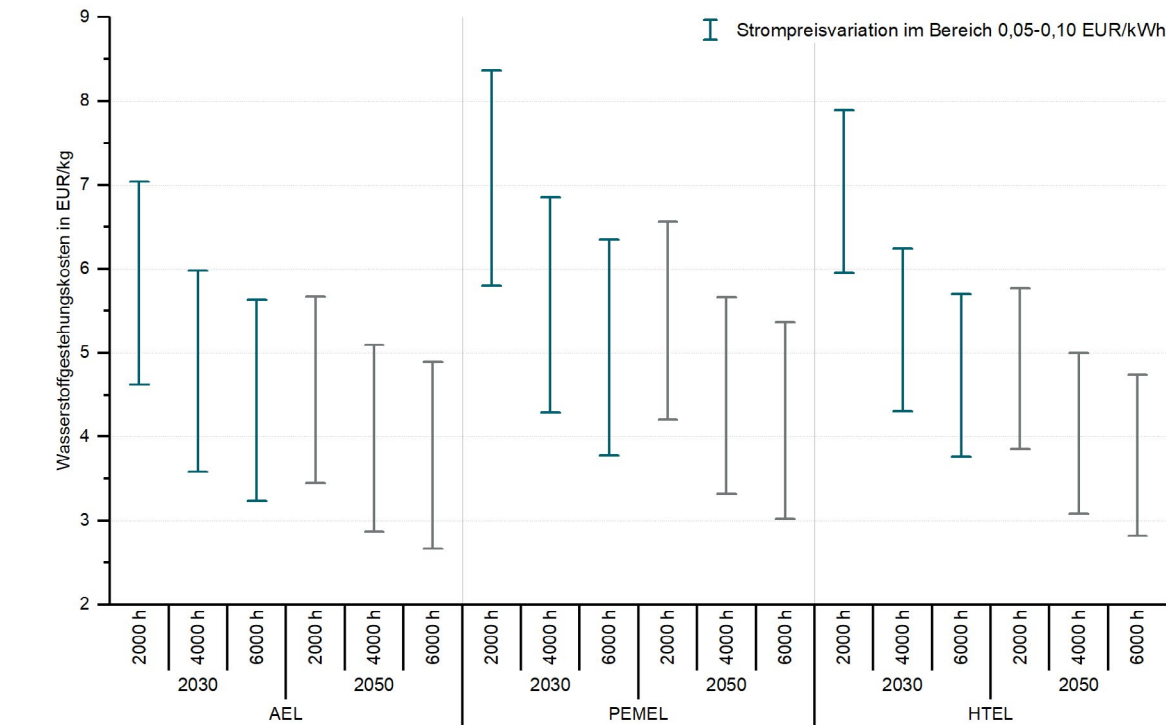


Abbildung 8: Wasserstoffgestehungskosten für AEL, PEMEL und HTEL für das Jahr 2030 und 2050 unter Variation der Betriebsstunden im Rahmen von 2.000 – 6.000 h und des Strompreises im Rahmen von 0,05 – 0,10 EUR/kWh

Logistik

Die Logistikkosten für den Import von Wasserstoff verteilen sich auf Investitionen in die Infrastruktur, Verbrauchsmittel und eventuelle Verluste entlang des Transportweges. Aufgrund des hohen energetischen Aufwandes, der für die Verflüssigung anfällt, ist davon auszugehen, dass der Transport per Schiff gegenüber der Nutzung von Pipelines erst bei hohen Transportentfernungen Vorteile zeigen kann. Bei Pipelines ist grundsätzlich noch zwischen der Umnutzung bestehender Erdgaspipelines und der Errichtung neuer Wasserstoffpipelines zu unterscheiden. Die Vor- und Nachteile wurden bereits in Tabelle 4 dargestellt.

In einer Metaanalyse von [Merten et al. 2020] werden die Transportkosten von in Deutschland produziertem Wasserstoff mit ca. 0,2 – 0,5 EUR/kg angegeben.

Für Wasserstoff, der außerhalb Deutschlands in einer EE-Vorzugsregion erzeugt und über weite Strecken nach Deutschland transportiert werden soll, wurden aufgrund der Potenziale und unterschiedlicher Logistikwege Norwegen, Marokko und Australien als Beispiele gewählt.

Es wird zwischen folgenden Szenarien unterschieden:

- als H₂ per Pipeline aus Norwegen
- als H₂ per Pipeline aus Marokko
- als LH₂ per Schiff aus Marokko
- und als LH₂ per Schiff aus Australien

Allgemein ist in der Recherche der Import- und Logistikkosten festzustellen, dass alle betrachteten Pfade eine große Unsicherheit in der Kostenbetrachtung aufweisen.

Norwegen bietet gute Standortbedingungen für die Erzeugung von erneuerbarem Strom, insbesondere aus Wind- und Wasserkraft. Die Wasserstoffgestehungskosten bewegen sich nach einer Metaanalyse von [Merten et al. 2020] je nach Studie und Bezugsjahr zwischen 1,3 – 6,5 EUR/kg in 2030 und 2,8 – 5,3 EUR/kg in 2050. Durch die vergleichsweise kurzen Transportwege per Pipeline nach Deutschland können relativ niedrige Transportkosten von 0,3 – 1,2 EUR/kg erreicht werden.

Marokko gilt als Gunstregion für Sonnen- und Windstrom mit einer vergleichsweise geringen Transportdistanz bis nach Deutschland. Die Wasserstoffgestehungskosten bewegen sich je nach Studie und Bezugsjahr zwischen ca. 1,9 – 5,3 EUR/kg in 2030 und ca. 1,6 – 4,2 EUR/kg in 2050 [Merten et al. 2020]. Für den Transport nach Deutschland werden Kosten in Höhe von ca. 0,6 – 3,2 EUR/kg genannt. Für den Transport nach Deutschland ist sowohl eine Pipeline als auch der Transport als LH₂ per Schiff denkbar. Im Global hydrogen Review der [IEA 2023] werden Kosten in Nordwest-Europa für Wasserstoff aus Nordafrika in 2030 aufgeteilt in Gesteungskosten von ca. 2,5 EUR/kg und Transportkosten von 0,3 EUR/kg per Pipeline und 2,6 EUR/kg per Schiff.

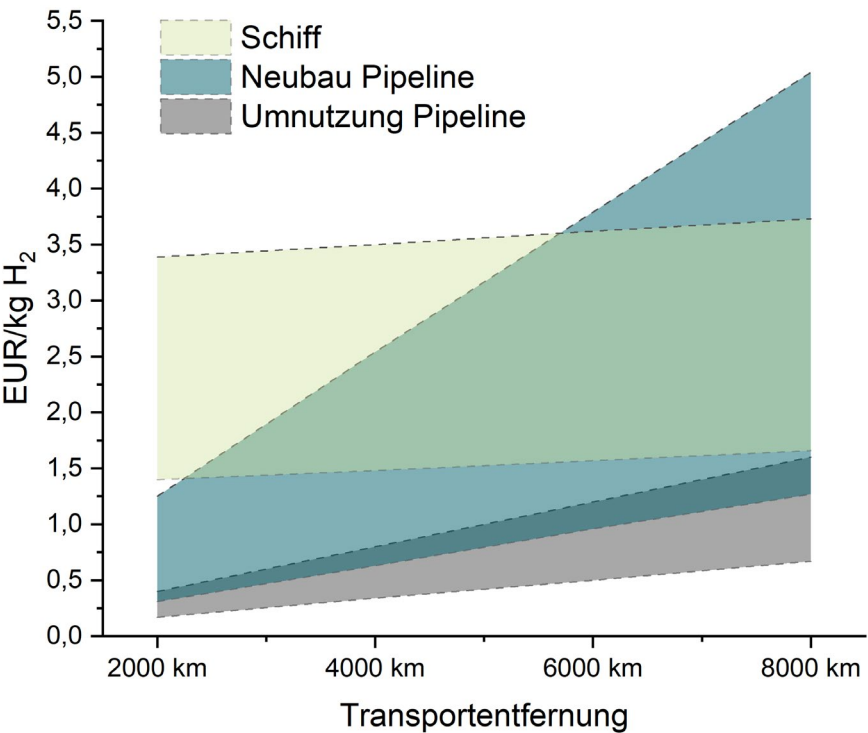


Abbildung 9: Transportkostenvergleich von Wasserstoff per Pipeline und verflüssigt per Schiff in Abhängigkeit der Transportentfernung auf Basis von [IEA 2024; Brändle et al. 2020; Staiß 2022a; Merten et al. 2020]

Aufgrund der sehr gut zu bewertenden Bedingungen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms bietet **Australien** einen äußerst kostengünstigen Standort für die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Zudem existieren dort sehr große verfügbare Flächenpotenziale. Aus diesem Grund wird Australien in verschiedenen Publikationen erwähnt. Allerdings kann ein Import aufgrund der sehr großen Distanz zwischen Australien und Deutschland nur per Schiff erfolgen. Die Wasserstoffgestehungskosten bewegen sich je nach Studie und Bezugsjahr zwischen 2,2 EUR/kg in 2030 und ca. 0,7 EUR/kg in 2050 [European Commission 2020]. Für den Transport nach Deutschland per Schiff werden Kosten in Höhe von ca. 2,5 EUR/kg für die Umwandlung und 2,2 EUR/kg für den Transport genannt.

Die Kostenannahmen für den Schiffstransport als LH₂ sowie dem Transport per Pipeline unterliegen großen Bandbreiten. Beim Transport per Pipeline wird oftmals zwischen der Umnutzung bestehender Erdgaspipelines und dem Neubau von Wasserstoffpipelines unterschieden. Auch wenn die Umnutzung bestehender Pipelines auch über weitere Distanzen die günstigste Option für den Transport darstellt, ist die Verfügbarkeit dieser Option begrenzt. Ab wann der Transport per Schiff günstiger ist gegenüber der Nutzung einer Pipeline, liegt je nach Annahmen in Bereichen ab 2.200 km. Der Transport per Schiff ist, außerhalb einer rein ökonomischen Betrachtung, aber kurzfristiger verfügbar und flexibler einsetzbar.

Auf Basis des Berechnungstools von [Staiß 2022a] wurden Transportkosten berechnet. Die Berechnungen der Logistikkosten für den Import erfolgten unter der Annahme, dass für die Logistikprozesse Zwischenverdichtung und Be- und Entladen der Schiffe der jeweils vor Ort verfügbare regionale Strom (Exportland 0,045 EUR/kWh, Deutschland 0,10 EUR/kWh) genutzt wird. Es ergeben sich für Norwegen wenigstens ca. 0,22 – 0,41 EUR/kg (Umnutzung - Neubau) für eine ca. 1.100 km lange Pipeline. Für Marokko ergeben sich 0,50 – 0,98 EUR/kg für einen ca. 2.800 km langen Pipelinetransport und ca. 1,46 EUR/kg für den Transport per Schiff. Die Logistikkosten für einen LH₂-Tanker aus Australien betragen ca. 2,20 EUR/kg für die ca. 20.000 km lange Reise.

ÖKOLOGIE

Die Bilanzierung der THG-Emissionen erfolgt in Anlehnung an die Vorgaben des Delegated Act (DA) 2023/1084 zu gasförmigen und flüssigen Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs gemäß Artikel 25 der Erneuerbaren Energien Richtlinie 2018/2001 (REDII).

Erzeugung

Für die Klimawirkung der elektrolytischen Wasserstoffherzeugung ist die Stromquelle der wichtigste Einflussfaktor, da infrastrukturelle Aufwendungen gemäß den Vorgaben der DA nicht bilanziert werden. Die THG-Intensität liegt, wie in Abbildung 10 dargestellt, zwischen 0,02 und 5,5 gCO₂-Äq./MJ Wasserstoff für die Nutzung von EE-Strom und zwischen 121,1 und 152,8 gCO₂-Äq./MJ Wasserstoff für den Fall, dass in

den betrachteten Elektrolysetechnologien der Produktionsmix aus dem deutschen Stromnetz eingesetzt wird. Hierbei ist der Emissionsfaktor für den deutschen Strommix von 2022 mit 357,48 gCO₂ Äq./kWh [Delegated Act 2023/1184 i.d.F.v. 10.02.2023] unterstellt, die Annahme für den EE-Strom liegt gemäß den Vorgaben des DA bei 0 gCO₂ Äq./kWh. Die für die HTEL benötigte Wärme geht mit einem Emissions-

faktor von 75,8 gCO₂-Äq./kWh in die Berechnung ein [Probas 2024]. Daraus wird deutlich, dass aufgrund des erheblichen Einflusses des Emissionsfaktors für Strom eine weitere Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien im öffentlichen Stromnetz zu einer Emissionsreduzierung für den elektrolytisch erzeugten Wasserstoff führen würde. Szenarien, die Strom aus erneu-

erbaren Energien nutzen, führen zu sehr geringen THG-Emissionen bei der Wasserstoffherzeugung.

Um Wasserstoff konform mit der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) für die Produktion von sogenannten RFNBO nutzen zu können, definiert die Delegierte Verordnung 2023/1184 (i.d.F.v. 14.03.2024) die für konkrete Erzeugungsanlagen maßgeblichen Rahmenbedingungen.

Die RED II unterscheidet ab dem Jahr 2018 nur zwischen zwei Möglichkeiten des Strombezugs für die Wasserstoffherzeugung. Beim Direktbezug war die uneingeschränkte Anrechnung des Stroms aus erneuerbaren Quellen möglich, eine Netzkopplung der Erzeugungsanlage jedoch ausgeschlossen. Demgegenüber war beim Netzbezug von Strom lediglich die Anrechnung des Strommixes und dessen durchschnittlichem Emis-

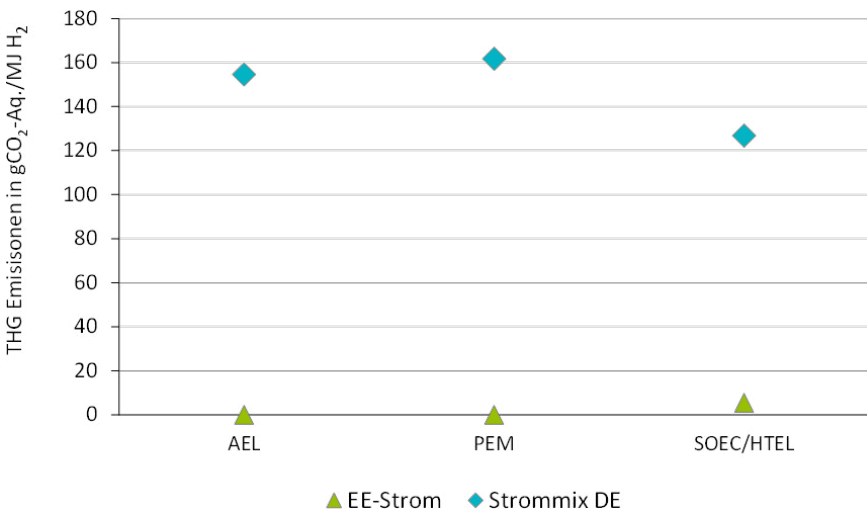


Abbildung 10: THG-Emissionen der Wasserstoffherzeugung in Deutschland für die Alkalische Elektrolyse (AEL), PEM-Elektrolyse (PEMEL) und HT Elektrolyse (SOEC/HTEL) unter Variation des Strombezugs EE-Strom und Strommix DE in gCO₂-Äq./MJ Wasserstoff

sionsfaktor möglich. Wie Abbildung 11 zeigt, haben sich die Möglichkeiten mit der Delegierte Verordnung ab dem Jahr 2023 deutlich erweitert. In Abhängigkeit von den Gegebenheiten werden an den Strombezug aus erneuerbaren Quellen über das

Stromnetz konkrete Anforderungen und Nachweispflichten definiert.

Die Optionen in Verbindung mit einem geringen Emissionsfaktor (durchschnittlich < 18 gCO₂-Äq./MJ) oder einem hohen Anteil erneuerbarer Energien im Strommix (> 90%) sind perspektivisch in Deutschland noch nicht relevant. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung lag im Jahr 2024 bei 59% [BNetzA 2025] und soll gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG 2023] bis 2030 auf 80% steigen.

Die Einschränkung der räumlichen Korrelation bezieht sich auf die Stromgebotzone. Deutschland hat derzeit eine eigene Gebotszone (gemeinsam mit Luxemburg), allerdings werden auch Varianten der Teilung diskutiert. Diese reichen von einer einfachen Nord-Süd-Teilung Deutschlands bis hin zu mehreren völlig neuen Gebotszonen mit jeweils Teilen der Nachbarnetze. Sofern im Zuge dieses „Bidding Zone Reviews“ eine oder mehrere neue Zonen entstehen, die eigenständig mindestens



Abbildung 11: Kriterien für die Anrechenbarkeit von erneuerbarem Strom und dessen Folgeprodukten im Verkehrssektor gemäß EU RED II (eigene Darstellung auf Basis [Europäische Kommission 10.02.2023; Europäisches Parlament und Rat 2018])

90 % erneuerbare Energien erreichen, würden in ihnen alle weiteren Bedingungen an die Bereitstellung des erneuerbaren Stroms aus dem Netz entfallen und er entsprechend anteilig zur Anrechnung kommen.

Auf Basis der in Abbildung 11 aufgeführten Rahmenbedingungen ergeben sich für die Bereitstellung von Wasserstoff für PTX Kraftstoffe unter den aktuellen Rahmenbedingungen

Logistik

Die nachfolgenden THG-Bilanzen der Wasserstoffbereitstellungsketten basieren auf den in Abschnitt Technologiepfade: Logistik und Abschnitt Wasserstoffkosten: Logistik angegebenen Logistikannahmen.

Die Berechnungen der THG-Emissionen erfolgten unter der Annahme, dass für die Logistikprozesse, also die Zwischenverdichtung sowie das Be- und Entladen der Schiffe, der jeweils vor Ort verfügbare regionale Strommix genutzt wird. Für die direkt an die Wasserstoffproduktion anschließenden Prozesse der anfänglichen Verdichtung bzw. Verflüssigung wurde zunächst der Einsatz von EE-Strom unterstellt. Dem wurde die Verwendung von Netzstrom und die damit assoziierten THG-Emissionen für diese Prozesse gegenüber-

in Deutschland nur drei Optionen:

- Direktbezug ohne (oder mit anteiligem) Netzbezug
- Dienstleistung Netzstabilität
- Allgemeiner Netzbezug mit allen Anforderungen: keine Förderung, Zusätzlichkeit, PPA, zeitlicher und geografischer Bezug

Die ersten beiden Optionen sind mit vergleichsweise niedrigen Volllaststunden und einer entsprechend flexiblen Fahrweise der Elektrolyseure oder ergänzendem allgemeinem Netzbezug verbunden.

Die Möglichkeit den Wasserstoff RED-konform im Ausland zu produzieren und zu importieren ist hierbei noch nicht berücksichtigt.

gestellt. Die Emissionsfaktoren des durchschnittlichen Produktionsmixes zur Stromerzeugung der innerhalb der Logistikkette liegenden Länder sind in Tabelle 6 aufgeführt.

Die THG-Emissionen des **Wasserstoffimports** per Pipeline ergeben sich wie in Abbildung 12 (A) dargestellt aus dem Stromeinsatz für die Zwischenverdichtung. Sowohl die Transportentfernung und die daraus resultierende Häufigkeit der Zwischenverdichtung, als auch die Stromquelle stellen die wesentlichen Einflussfaktoren für die Klimawirkung dar. Aufgrund der geringeren Transportdistanz und der geringeren THG-Intensität für den eingesetzten Strom (1xZwischenverdichtung mit Strommix NO, 1xZwischenverdichtung mit Strommix DE) ist der

Pipelinetransport aus Norwegen mit deutlich geringeren THG-Emissionen verbunden als der Pipelinetransport von Wasserstoff aus Marokko (2xZwischenverdichtung Spanien, 2xZwischenverdichtung Frankreich, 1xZwischenverdichtung Deutschland).

Der Transport des verflüssigten Wasserstoffs aus Australien und Marokko via Schiff ist aufgrund der THG-intensiven Strombereitstellung für Marokko und Australien (jeweils zu mehr als 65 % Strom aus Braun- und Steinkohle), der für einen Teil der Be- und Entladeprozesse genutzt wird, mit deutlich höheren Emissionen verbunden als der Pipelinetransport. Dieser Effekt verstärkt sich, wie Abbildung 12 (B) zeigt, wenn auch für die anfängliche Verdichtung bzw. die Verflüssigung regionaler Strommix verwendet

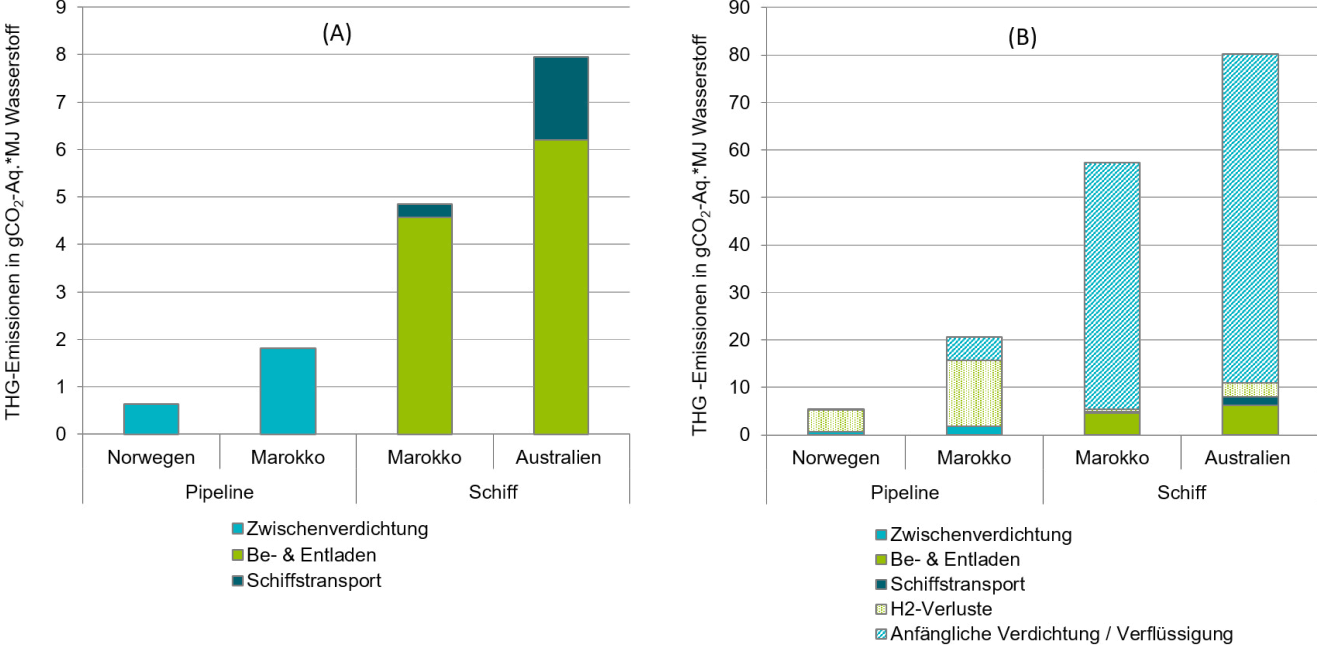


Abbildung 12: Spezifische THG-Emissionen für den Import von Wasserstoff in gCO₂-Äq./MJ Wasserstoff; (A) Verwendung von EE-Strom für anfängliche Verdichtung bzw. Verflüssigung; (B) Einsatz von Netzstrom für anfängliche Verdichtung und Verflüssigung, Berücksichtigung der Wasserstoffverluste und des assoziierten THG-Potentials

wird. Zusätzlich ist in dieser Abbildung 12 (B) Wasserstoff als indirektes Treibhausgas berücksichtigt, d.h. Wasserstoffemissionen über Verluste, Leckage etc. wird ein Treibhausgaspotential (GWP 100: 5,8 kgCO₂-Äq./kg H₂) unterstellt und in die Berechnung der THG-Emissionen einbezogen [Derwent et al. 2006]. Beim Schiffstransport ist zu berücksichtigen, dass Verluste durch Verdampfung (boil-off) zukünftig zum Antrieb des Schiffes genutzt werden sollen. Wird das Schiff per Wasserstoff angetrieben, entfallen auch die Emissionen durch fossilen Diesel. Aufgrund der langen Transportstrecke ist der Import von Wasserstoff per Pipeline aus Marokko mit den höchsten klimarelevanten Wasserstoffemissionen verbunden, insbesondere für Emissionen aus Verlusten und Leckagen ist die Transportlänge und damit verbunden die Anzahl der Zwischenverdichtungen relevant.

Die **Wasserstoffverteilung** innerhalb Deutschlands kann per Pipeline oder Trailer erfolgen. Letzteres sowohl verdichtet als auch verflüssigt. Die Bilanzierung der damit verbundenen THG-Emissionen erfolgte unter der Annahme, dass für die Prozesse innerhalb der Transportlogistik (Zwischenverdichtung, Be- und Entladen) Elektrizität aus dem deutschen Stromnetz genutzt wird. Analog zur Betrachtung der Importoptionen sind die THG-Emissionen aus dem Pipelinetransport geprägt von den Emissionen aus der Stromquelle, wobei sich der Transport über eine Pipeline mit 1016mm Durchmesser deutlich besser darstellt als der Transport über eine 300mm Pipeline (Abbildung 13 (A)). Im Vergleich zeigt der Pipelinetransport aber geringere Emissionen als der Transport verflüssigten Wasserstoffs per Trailer und deutlich geringere Emissionen als der Transport des verdichteten Wasserstoffs per Trailer.

Bei dieser Transportoption sind die direkten Transportemissionen aus der Nutzung fossilen Diesels ursächlich für die hohen THG-Emissionen. Abbildung 13 (B) zeigt analog zur Darstellung der Importoptionen die Möglichkeit der Nutzung des Strommix für die Verflüssigung und die anfänglichen Verdichtungsprozesse, was sich insbesondere stark auf die THG-Emissionen der Verteilung des verflüssigten Wasserstoffs per Trailer auswirkt.

Tabelle 6: Emissionsfaktoren der länderspezifischen Strommixe in gCO₂-Äq./kWh

	Deutschland (DE)	Spanien (ESP)	Frankreich (FR)	Norwegen (NO)	Australien (AU)	Marokko (MO)
EF Strommix in gCO ₂ -Äq./kWh	357,46	194,76	70,56	22,3	963	762
Quelle	DA RED II	DA RED II	DA RED II	ecoinvent	ecoinvent	ecoinvent

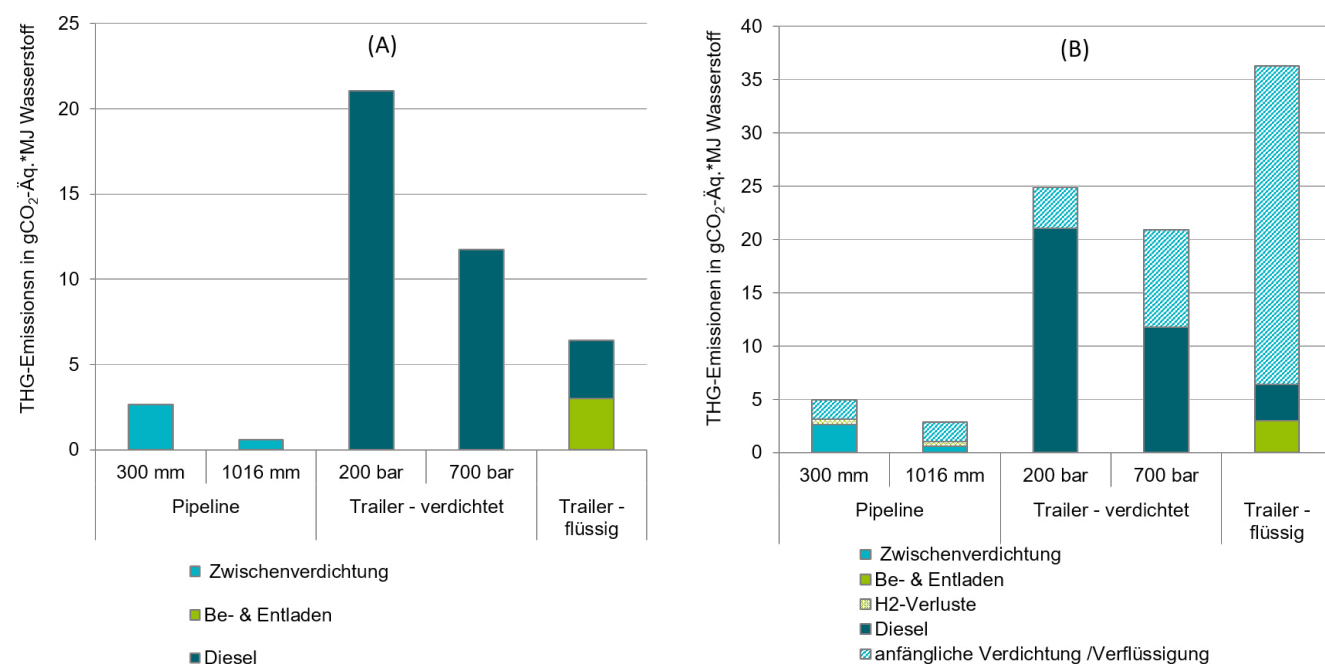


Abbildung 13: Spezifische THG-Emissionen für die Verteilung des Wasserstoffs über eine Entfernung von 1.000 km innerhalb Deutschlands in gCO₂-Äq./MJ Wasserstoff; (A) Verwendung von EE-Strom für die anfängliche Verdichtung bzw. für die Verflüssigung; (B) Einsatz von DE Netzstrom für die anfängliche Verdichtung bzw. für die Verflüssigung und Berücksichtigung der Wasserstoffverluste und des assoziierten THG-Potentials

FAZIT

Wasserstoff wird aufgrund seiner vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten eine wichtige Rolle bei der Energiewende hin zur Klimaneutralität übernehmen und dessen Markthochlauf von der deutschen Bundesregierung umfangreich ge-

fördert. Langfristig sind dafür große Mengen an CO₂-neutrale, grünem Wasserstoff, vor allem aus der Elektrolyse mit erneuerbaren Energien, nötig. Voraussetzung dafür ist der erfolgreiche und schnelle Ausbau der für die Elektrolyse benötigten

erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten, vor allem aus neu entstehenden On- und Offshore-Anlagen, sowie mindestens 10 GW installierter Elektrolyseleistung in Deutschland [BMWK 2023].

ERZEUGUNG

Aktuell stellt die alkalische Elektrolyse (AEL) die etablierteste Technologie mit der größten installierten Leistung, der längsten Stacklebensdauer sowie den geringsten Investitionskosten dar. Durch den ebenfalls geringen Strombedarf ergeben sich die aktuell niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten. Ebenfalls etabliert, aber in den genannten Kategorien noch nicht ganz auf dem Niveau der AEL, befindet sich die PEM-Elektrolyse (PEMEL). Diese sticht vor allem durch die große Lastflexibilität und hohe Wasserstoffreinheit hervor. Durch aktuell niedrigere

Wirkungsgrade sowie höhere Investitionskosten ergeben sich noch höhere Gestehungskosten. In den kommenden Jahren wird jedoch vorausgesagt, dass sich Wirkungsgrade und Investitionskosten beider Technologien immer weiter angleichen. Die sehr hohe Lastflexibilität, durch eine günstige Kombination aus Kaltstart- und Lastwechselverhalten für ein fluktuierendes Angebot erneuerbaren Stroms, sowie die langfristig besonders hohe Stacklebensdauer (siehe Tabelle 3), könnten sich zukünftig als ausschlaggebend für die Nutzung von PEMEL erweisen. Das

größte Entwicklungspotential weist die Hochtemperaturolektrolyse (HTEL) auf. Die vergleichsweise junge Technologie mit noch niedrigem TRL erfordert die aktuell höchsten Investitionskosten bei der niedrigsten Stacklebensdauer. Der große Vorteil der HTEL ist jedoch der im Vergleich niedrigste Strombedarf, der durch einen Bedarf an zugeführtem Dampf ermöglicht wird. Steht eine günstige externe Wärmequelle zur Verfügung, sind die Wasserstoffgestehungskosten im Bereich der von PEM-Elektrolyseuren und können diese bei hohen Strompreisen unterschreiten.

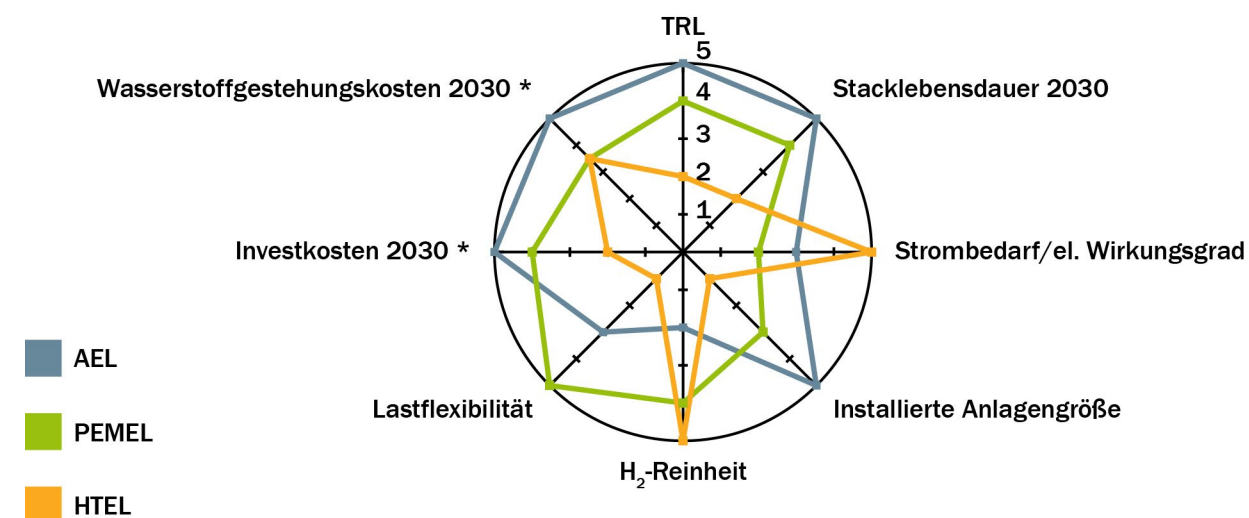


Abbildung 14: Vergleich der wichtigsten Elektrolyseurtechnologien zur Wasserstoffproduktion (die mit * gekennzeichneten Kriterien wurden invertiert bewertet [höhere Bewertung = niedrigere Kosten])



LOGISTIK

Im Jahr 2030 wird in Deutschland ein jährlicher Bedarf von 95 bis 130 TWh Wasserstoff und Wasserstoffderivaten prognostiziert, der nur zum Teil mit in Deutschland installierten Elektrolyseuren hergestellt werden kann. Der mit 50–70% voraussichtlich größte Anteil des deutschen Wasserstoffbedarfs muss jedoch durch Importe aus EU-Staaten mit besonders großen Erzeugungskapazitäten von erneuerbarem Strom sowie weltweiten Partnern mit gleichen Voraussetzungen abgedeckt werden [BMWK 2023]. Aus diesem Grund spielen der Import und Wasserstofftransport innerhalb Deutschlands eine ebenso wichtige Rolle wie die Erzeugung.

Für den **Import von Wasserstoff** bieten sich Wasserstoffpipelines und Schiffe für Flüssigwasserstoff an. Einen großen Unterschied stellt der Energiebedarf für die Verdichtung auf einen Pipelinedruck von etwa 100 bar verglichen mit dem deutlich

größeren Energiebedarf der Verflüssigung dar. In Pipelines entstehen zwar Reibungsverluste, die durch Zwischenverdichtung in bestimmten Abständen ausgeglichen werden müssen, jedoch bleibt der Energiebedarf für den Pipelinetransport auch über große Entfernungen deutlich geringer als der des Transports per LH₂-Schiff. Auch die Transportkapazität von Pipelines ist aktuell deutlich größer als die von Schiffen. Bis 2030 sind zwar Schiffe angekündigt, die auch die tägliche Kapazität großer Pipelines übertreffen können, jedoch bleibt eine Pipeline, sofern beide Optionen möglich sind, die deutlich effizientere Importmethode. Bezüglich der Investition bringen sowohl die Umrüstung bzw. der Bau neuer Pipelines als auch der Bau von Flüssigwasserstoffschiffen mit den benötigten Export- und Importterminals große Kosten mit sich. Während jedoch Pipelinekosten nahezu proportional zur Transportentfernung stei-

gen, weist der Schiffstransport nur eine sehr geringe Kostenzunahme mit steigender Entfernung auf und wird somit auf sehr langen Transportwegen günstiger als der Pipelinetransport (siehe Abbildung 9). Wird der Import aus Nordafrika am Beispiel Marokkos betrachtet (2800 km Pipeline, 3400 km Seeweg) oder aus näher gelegenen H₂-Exportländern wie Norwegen, so ist der Import per Pipeline zu bevorzugen. Voraussetzung ist dabei stets eine ausreichend hohe Auslastung der Pipeline. Bei sehr langen Transportwegen, wie sie beim H₂-Import aus Australien (20.000 km Seeweg) entstehen, geben, neben dem technisch nicht umsetzbaren Pipelinetransport, die günstigeren Importkosten den Ausschlag für den Schiffstransport von Flüssigwasserstoff.

Bezüglich Flexibilität erweist sich der Schiffstransport wegen der benötigten Import- und Exportterminals für

große Mengen Flüssigwasserstoff nur wenig flexibler als der Pipelinetransport mit fest definierten Transportrouten. Die entstehenden Emissionen bei der Verflüssigung und Be- und Entladung von Schiffen übertreffen die Emissionen des Imports per Pipeline in den hier betrachteten Fällen.

Für die **Logistik innerhalb Deutschlands** bieten sich die Möglichkeiten des Transports per Druckflaschentrailer, Flüssigwasserstofftrailer (LH₂-Trailer) sowie Wasserstoffpipelines an. Sind vergleichsweise geringe Mengen an Wasserstoff über Entfernungen von wenigen hundert Kilometern zu transportieren, bieten sich Druckflaschentrailer an. Vorteilhaft sind dabei die geringen Investitionskosten sowie die hohe Flexibilität während die geringe Transportkapazität nicht zu sehr ins

Gewicht fällt. Sind größere Mengen Wasserstoff über längere Strecken zu transportieren, bieten sich Trailer für Flüssigwasserstoff an. Die Verflüssigung erfordert dabei deutlich höhere Investitionskosten in die Infrastruktur und die benötigte Energie erhöht sowohl die Betriebskosten als auch die Emissionen (Strommix angenommen). Durch die, je nach Druckniveau der Druckflaschentrailer, um Faktor 3–6 höhere Transportkapazität wird der Transport von Flüssigwasserstoff auf der Straße jedoch deutlich geringer, weshalb sich die Vorteile von LH₂-Trailern vor allem bei hohen Wasserstoffmengen und Transportdistanzen deutlich zeigen. Beide Arten des Trailertransports sind auch per Schiene möglich und bieten dann jeweils höhere Kapazitäten bei niedrigerer Flexibilität durch die notwendige Anbindung an das Schienennetz. Sind hohe

Mengen von Wasserstoff zu transportieren, lohnt sich die Investition in die Umrüstung einer bestehenden Erdgaspipeline oder den Bau einer neuen Wasserstoffpipeline. Der geringen Flexibilität dieses Transportweges stehen dabei der niedrigste Energiebedarf und die geringsten Kosten gegenüber. Ist ein dauerhaft hoher Bedarf gegeben, stellen Pipelines die beste Option für den Wasserstofftransport innerhalb Deutschlands dar.

Betrachtet man die Transportemissionen der genannten Optionen, sorgen der höhere Energieaufwand für die Verflüssigung bzw. Verdichtung auf ein höheres Druckniveau beim Trailertransport sowie die Nutzung fossiler Kraftstoffe auf der Straße für deutlich höhere Emissionen als der Wasserstofftransport per Pipeline.

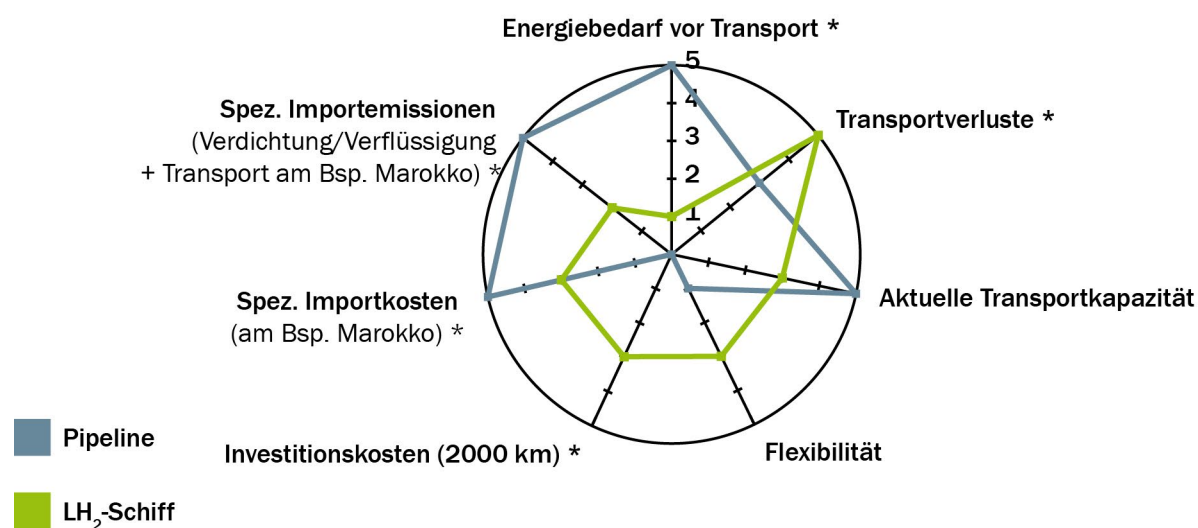


Abbildung 15: Vergleich der Importoptionen für Wasserstoff (die Importkosten und -emissionen umfassen jeweils die Verdichtung bzw. Verflüssigung und den Import am Bsp. Marokko) (die mit * gekennzeichneten Kriterien wurden invertiert bewertet [höhere Bewertung = niedrigere Kosten])

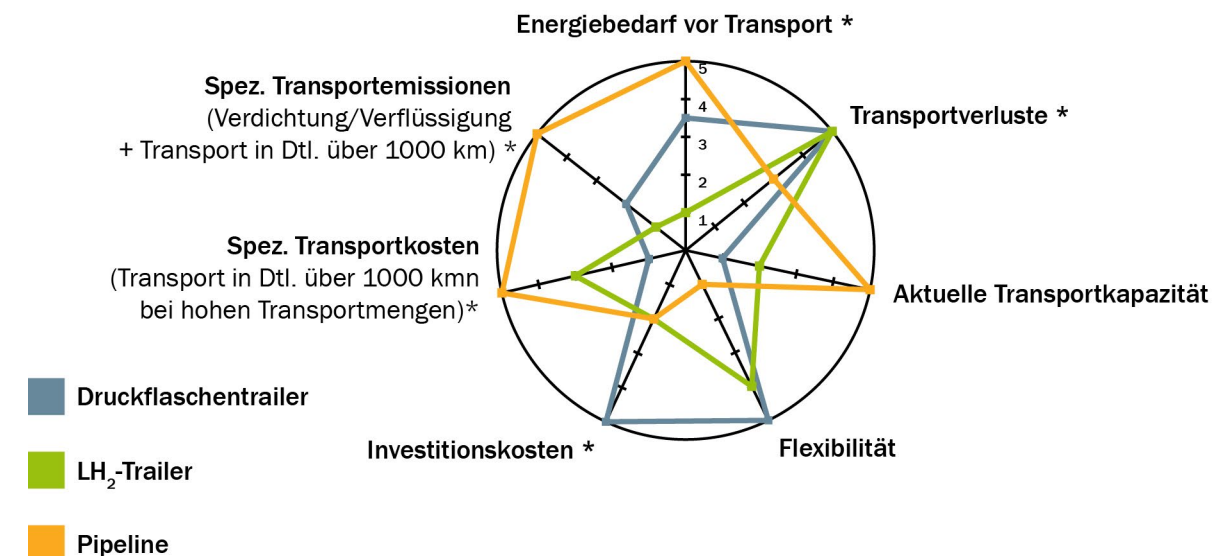


Abbildung 16: Vergleich der Transportoptionen von Wasserstoff innerhalb Deutschlands (die Importemissionen umfassen jeweils die Verdichtung bzw. Verflüssigung sowie den Transport innerhalb Deutschlands über 1000 km) (die mit * gekennzeichneten Kriterien wurden invertiert bewertet [höhere Bewertung = niedrigere Kosten])

DAS VORHABEN PILOT-SBG

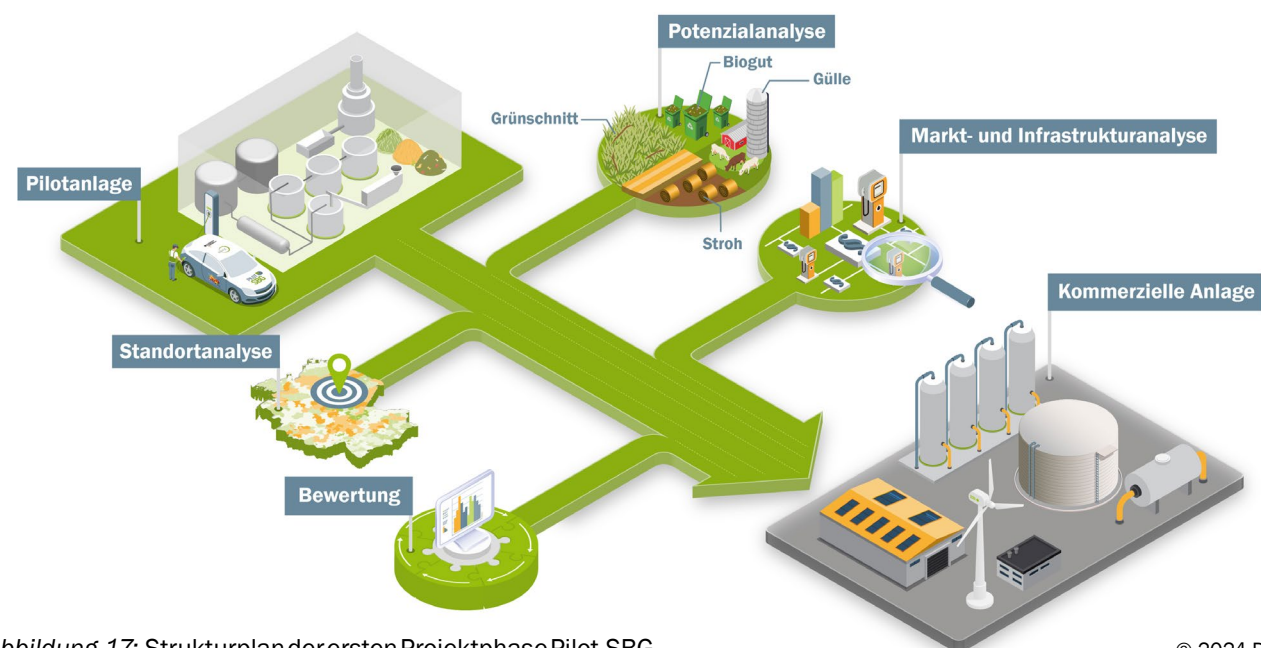


Abbildung 17: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG

© 2024 DBFZ

Das Vorhaben fokussiert als innovationsunterstützende Dienstleistung auf die Weiterentwicklung von fortschrittlichem erneuerbarem Methan als Kraftstoff in Deutschland. Es baut auf der in der ersten Projektphase geplanten und errichteten Pilotanlage im Technikumsmaßstab und entsprechenden Vorversuchen auf. Der

Während nach der Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2023 der technologische Schwerpunkt im Projekt auf der erfolgreichen Pilotierung und Prozessoptimierung liegt, werden darüber hinaus Rückschlüsse für modulspezifische und konzeptionelle Optimierungsansätze und den Erfolg im kommerziellen Maßstab abgeleitet. Die Optimierungs-

kampagnen mit agrarischen (Stroh und Rindergülle) und urbanen (Bioabfall: Biogut und Grüngut) Ressourcen werden auch modul- und schnittstellenspezifische Versuchsreihen durchgeführt. Basierend auf der Modellierung und Skalierung der Versuchsergebnisse sowie einer Erweiterung der Bilanzgrenzen auf die gesamte Bereitstellungskette werden neben der ökologischen Bewertung auch Kosten- und Erlösstrukturen betrachtet.

Das Vorhaben Pilot-SBG adressiert die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Energieträger für schwer elektrifizierbare Verkehrssektoren.

innovative Verfahrensansatz der Pilotanlage zielt auf die Erhöhung der Methanausbeute aus dem Biogasprozess, u. a. durch die Verwertung des biogenen CO₂ mit grünem Wasserstoff. Zentrale Aspekte einer begleitenden Machbarkeitsanalyse sind vor allem die Ressourcenverfügbarkeit und -verteilung sowie weitere Standort-, Infrastruktur- und Marktfragen (Abbildung 17).

kriterien der Prozessführung und der Prozesskette sind dabei Ressourcen-effizienz und die Schließung von Stoffkreisläufen sowie Treibhausgasvermeidungskosten. In den zwei Teilpaketen werden daher praktische Forschungsversuche einerseits und deren Bewertung auf konzeptioneller Ebene andererseits realisiert. Neben dem reproduzierbaren Routinebetrieb der Gesamtanlage in Versuchs-

Im Anschluss an das Projekt Pilot-SBG soll die Pilotanlage als zentraler Bestandteil einer Technologieplattform für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsprojekte mit Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft dienen. Von besonderem Vorteil ist dabei die hohe Flexibilität der Anlage hinsichtlich einer bspw. veränderten Anordnung oder Erweiterung der modularen Prozesskette.

ÜBERBLICK FOKUSHEFTE 2023 – 2025

Biogene Reststoffe und Abfälle gewinnen im Kontext der Energie- und Verkehrswende und einer biobasierten Wirtschaft zunehmend an Bedeutung. Die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Kraftstoff im Verkehr kann dabei einen wesentlichen Beitrag leisten. Im Vorhaben Pilot-SBG wird in einem integrierten Konzept aus biogenen Rest- und Abfallstoffen über die anaerobe Fermentation Biogas produziert und dieses anschließend mit grünem Wasserstoff zu Methan umgesetzt. Um das Konzept optimal zu unterstützen, werden neben den technologischen Fragestellungen innerhalb des Vorhabens auch Themen der Markt- und Standortanalyse adressiert. Ein erster Meilenstein ist die übersichtliche Zusammenfassung des Status quo in einer Veröffentlichungsreihe zu ausgewählten Schwerpunkten.

Die Fokushefte zu den Themen **Substrataufbereitung, anaerobe Fermentation, Methanisierung** sowie **Gärrestaufbereitung** orientieren sich an den Hauptprozessschritten des Pilotanlagenkonzeptes.

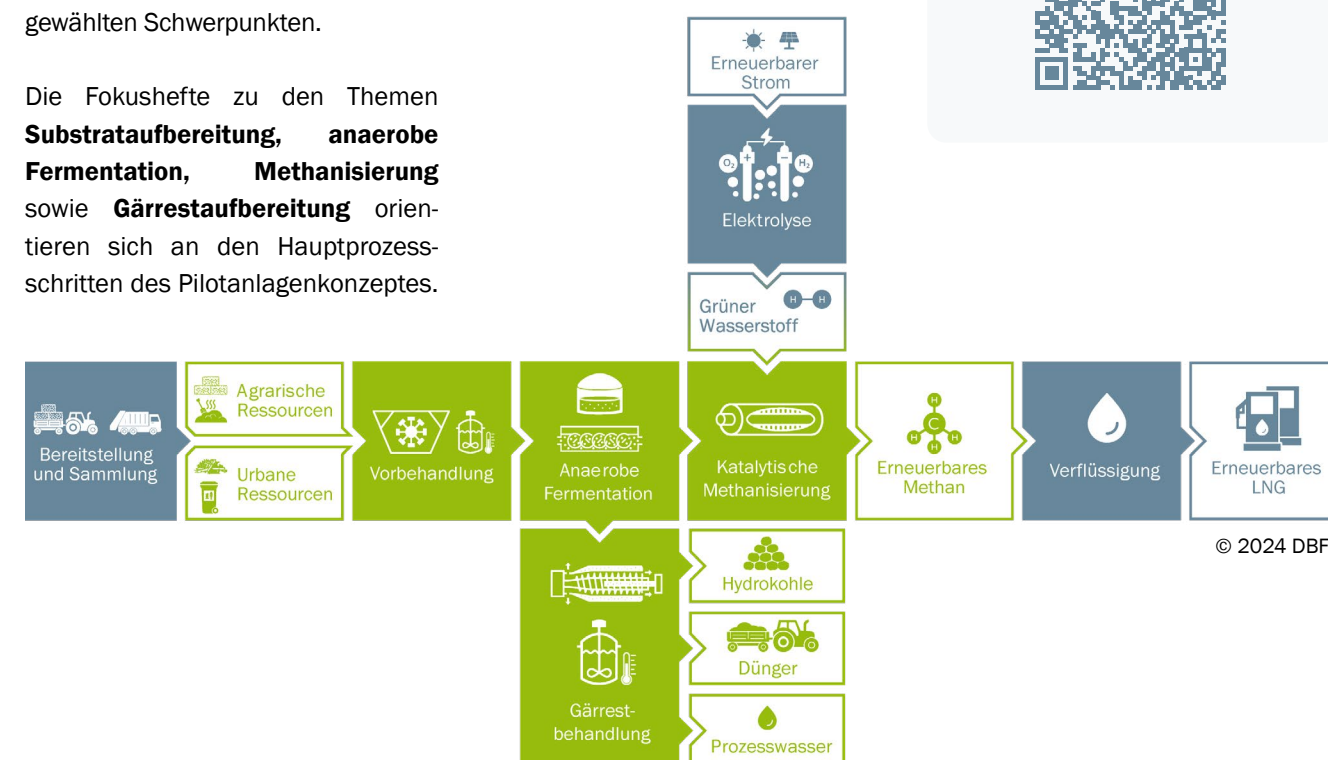
In jedem Fokusheft wird ein Überblick über die verfügbaren Optionen des jeweiligen Prozessschritts gegeben und diese werden in einem kurzen technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleich einander gegenübergestellt. Analog hierzu verfahren auch die beiden Fokushefte zur **Wasserstoffbereitstellung** sowie zur **Methanverflüssigung**. Diese Prozessschritte sind zwar nicht Bestandteil der Pilotanlage, aber für eine Skalierung in den kommerziellen Maßstab unabdingbar (Abbildung 18).

Die Ergebnisse der Machbarkeitsanalyse aus der ersten Projektphase sind neben dem vorliegenden Fokusheft zur **Marktanalyse und Treibhausgasquote** zusammenfassend in denen zur **Standortanalyse und Ressourcenverteilung** sowie **Infrastruktur-**

analyse dargestellt, wobei sie thematisch vielfach ineinandergreifen.

Die Umsetzung von integrierten Bereitstellungskonzepten für erneuerbares, also bio- und strombasiertes Methan ist von zahlreichen Faktoren abhängig und kann in seiner standortspezifischen Ausgestaltung sehr unterschiedlich ausfallen. Ein erstes **Beispielkonzept** für die Umsetzung im kommerziellen Maßstab wird in einem weiteren Fokusheft dargestellt.

►► Weitere Informationen:
Monitoringbericht: Erneuerbare Energien im Verkehr



© 2024 DBFZ

Abbildung 18: Prozessschritte in der Pilotanlage (grün) und Betrachtungsrahmen für den kommerziellen Maßstab (grün + petrol)



Abbildung 19: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbarem Methan auf dem Gelände des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig



©Rico Ehrentraut (DBFZ)



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Übersicht der elektrolytischen Wasserstoffproduktion sowie des Wasserstofftransports- und -imports nach Deutschland..... 4

Abbildung 2: Farbdefinition des Wasserstoffs inkl. Produktionsroute gereiht nach Klimaschädlichkeit (Darstellung nach [Wien Energie Positionen 2025]) 7

Abbildung 3: PEM-Elektrolyseur ME450 der Firma Quest One GmbH (Quest One 2025) 9

Abbildung 4: Zwei Quest One Elektrolyseure im Einsatz (Quest One 2025)..... 9

Abbildung 5: Schematische Darstellung der alkalischen Elektrolyse (AEL), der Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und der Hochtemperatur Festoxid-Elektrolyse (HTEL) [Fraunhofer ISI 2025]..... 10

Abbildung 6: Genehmigtes Wasserstoff-Kernnetz, Stand 22.10.2024 [FNB Gas 2025] 17

Abbildung 7: Geplante Infrastruktur des European Hydrogen Backbone im Jahr 2040 [Guidehouse 2021]..... 18

Abbildung 8: Wasserstoffgestehungskosten für AEL, PEMEL und HTEL für das Jahr 2030 und 2050 unter Variation der Betriebsstunden im Rahmen von 2.000 – 6.000 h und des Strompreises im Rahmen von 0,05 – 0,10 EUR/kWh..... 28

Abbildung 9: Transportkostenvergleich von Wasserstoff per Pipeline und verflüssigt per Schiff in Abhängigkeit der Transportentfernung auf Basis von [IEA 2024; Brändle et al. 2020; Staiß 2022a; Merten et al. 2020]..... 29

Abbildung 11: Kriterien für die Anrechenbarkeit von erneuerbarem Strom und dessen Folgeprodukten im Verkehrssektor gemäß EU RED II (eigene Darstellung auf Basis [Europäische Kommission 10.02.2023; Europäisches Parlament und Rat 2018] 31

Abbildung 10: THG-Emissionen der Wasserstofferzeugung in Deutschland für die Alkalische Elektrolyse (AEL), PEM-Elektrolyse (PEMEL) und HT Elektrolyse (SOEC/HTEL) unter Variation des Strombezugs EE-Strom und Strommix DE in gCO₂-Äq./MJ Wasserstoff 31

Abbildung 12: Spezifische THG-Emissionen für den Import von Wasserstoff in gCO₂-Äq./MJ Wasserstoff; (A) Verwendung von EE-Strom für anfängliche Verdichtung bzw. Verflüssigung; (B) Einsatz von Netzstrom für anfängliche Verdichtung und Verflüssigung, Berücksichtigung der Wasserstoffverluste und des assoziierten THG-Potentials 33

Abbildung 13: Spezifische THG-Emissionen für die Verteilung des Wasserstoffs über eine Entfernung von 1.000 km innerhalb Deutschlands in gCO₂-Äq./MJ Wasserstoff; (A) Verwendung von EE-Strom für die anfängliche Verdichtung bzw. für die Verflüssigung; (B) Einsatz von DE Netzstrom für die anfängliche Verdichtung bzw. für die Verflüssigung und Berücksichtigung der Wasserstoffverluste und des assoziierten THG-Potentials 34

Abbildung 14: Vergleich der wichtigsten Elektrolyseurtechnologien zur Wasserstoffproduktion (die mit * gegenzeichneten Kriterien wurden invertiert bewertet [höhere Bewertung = niedrigere Kosten]) 35

Abbildung 15: Vergleich der Importoptionen für Wasserstoff (die Importkosten und -emissionen umfassen jeweils die Verdichtung bzw. Verflüssigung und den Import am Bsp. Marokko) (die mit * gegenzeichneten Kriterien wurden invertiert bewertet [höhere Bewertung = niedrigere Kosten]) 36

Abbildung 16: Vergleich der Transportoptionen von Wasserstoff innerhalb Deutschlands (die Importemissionen umfassen jeweils die Verdichtung bzw. Verflüssigung sowie den Transport innerhalb Deutschlands über 1000 km) (die mit * gegenzeichneten Kriterien wurden invertiert bewertet [höhere Bewertung = niedrigere Kosten])..... 37

Abbildung 17: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG..... 38

Abbildung 18: Prozessschritte in der Pilotanlage (grün) und Betrachtungsrahmen für den kommerziellen Maßstab (grün + petrol)..... 39

Abbildung 19: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbaren Methan auf dem Gelände des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig 40

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Energiedichten von drucklosem, verdichtetem und verflüssigtem (liquid H₂, LH₂) Wasserstoff mit verdichtetem (compressed natural gas, CNG) sowie verflüssigtem (liquefied natural gas, LNG) Erdgas und Diesel sowie der jeweilige Energiebedarf der Verdichtung und Verflüssigung [Schröder und Naumann 2022; Yang und Ogden 2008; Staiß 2022a; EMCEL 2019] 12

Tabelle 2: Gravimetrische und volumetrische Wasserstoffkapazität sowie Energiebedarf zur Erzeugung und ggf. Rückgewinnung verschiedener Wasserstoffträger [Aziz 2021; IEA 2019; Staiß 2022a, 2022b] und eigene Berechnung 21

Tabelle 3: Vergleich der Wasserelektrolysetechnologien [Pichlmaier et al. 2021; Prognos 2020; IEA 2019; Jörg Nitzsche 2019; Merten et al. 2020] 23

Tabelle 4: Vergleich der Transporttechnologien des Wasserstoffs [Staiß 2022a; Merten et al. 2020; Alibas et al. 2024; Brändle et al. 2020; Cardella 2018; IEA 2024; Kawasaki 2022; IEA 2019] 26

Tabelle 5: Annahmen zur Berechnung der Bereitstellungskosten von Wasserstoff [Lux et al. 2021; Holst et al. 2021; Brändle et al. 2020]..... 28

Tabelle 6: Emissionsfaktoren der länderspezifischen Strommixe in gCO₂-Äq./kWh 32

LITERATURVERZEICHNIS

Alibas, Sirin; Ausfelder, Florian; Ditz, Daniel; Ebner, Michael; Engwerth, Veronika; Fleiter, Tobias et al. (2024): European Hydrogen Infrastructure Planning. Unter Mitarbeit von Fraunhofer-Gesellschaft, Florian Ausfelder, Mario Ragwitz, My Yen Förster und Christoph Nolden.

Ausfelder, Florian; Dura, Hanna Ewa; Bauer, Franz; Cadavid Isaza, Andrea; La Rua, Cristina de; Fröhlich, Thomas; Gawlick, Julia (Hg.) (2021): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien. Transformation - Anwendungen - Potenziale : 3. Roadmap des des Kopernikus-Projektes P2X, Phase II. DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie. 1. Auflage. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Online verfügbar unter <https://edocs.tib.eu/files/e01fn21/1770760199.pdf>.

Aziz, Muhammad (2021): Liquid Hydrogen. A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. In: Energies 14 (18), S. 5917. DOI: 10.3390/en14185917.

Bartels, Jeffrey; Pate, Michael (2008): A feasibility study of implementing an Ammonia Economy. Final Report. Hg. v. Iowa State University. Online verfügbar unter <https://nh3fuelassociation.org/wp-content/uploads/2013/07/bartels-dec2008-implementinganammoniaeconomy.pdf>.

BMWE (2025): Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>, zuletzt aktualisiert am 14.05.2025, zuletzt geprüft am 14.05.2025.

BMW (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20, zuletzt geprüft am 01.08.2021.

BMWK (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Berlin.

BMWK (2025): Weißbuch Wasserstoffspeicher. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

BNetzA (2025): Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2024. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250103_smard.html#:~:text=Der%20Anteil%20erneuerbarer%20Energien%20am,2024%20bei%20rund%2054%20Prozent, zuletzt aktualisiert am 10.06.2025, zuletzt geprüft am 10.06.2025.

Boukis, Nikolaos; Stoll, I. Katharina (2021): Gasification of biomass in supercritical water, challenges for the process design—lessons learned from the operation experience of the first dedicated pilot plant. In: Processes 9 (3), S. 1. DOI: 10.3390/pr9030455.

Brändle, Gregor; Schönfisch, Max; Schulte, Simon (2020): Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI).

Buttler, Alexander; Spliethoff, Hartmut (2018): Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids. A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 82, S. 2440–2454. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

Cardella, Umberto (2018): Large-scale hydrogen liquefaction under the aspect of economic viability.

dena (2021): dena Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/gutachten/>, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

Derwent, Richard; Simmonds, Peter; O'Doherty, Simon; Manning, Alistair; Collins, William; Stevenson, David (2006): Global environmental impacts of the hydrogen economy. In: IJNHPA 1 (1), Artikel 9869, S. 57. DOI: 10.1504/IJNHPA.2006.009869.

Di Profio, Pietro; Arca, Simone; Rossi, Federico; Filippini, Mirko (2009): Comparison of hydrogen hydrates with existing hydrogen storage technologies. Energetic and economic evaluations. In: International Journal of Hydrogen Energy 34 (22), S. 9173–9180. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.09.056.

Dietrich, Sebastian; Oehmichen, Katja; Zech, Konstantin; Müller-Langer, Franziska; Majer, Stefan; Kalcher, Jasmin et al. (2017): Machbarkeitsanalyse für eine PTG-HEFA-Hybridraffinerie in Deutschland. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). DBFZ. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/machbarkeitsanalyse-ptg-hefa-hybridraffinerie.pdf?__blob=publicationFile.

Dögnitz, Niels; Hauschild, Stephanie; Cyffka, Karl-Friedrich; Meisel, Kathleen; Dietrich, Sebastian; Müller-Langer, Franziska et al. (2022): Wasserstoff aus Biomasse. Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 46).

EEG 2023: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz). EEG 2023, vom 2023.

EHB (2024): European Hydrogen Backbone: Boosting EU Resilience and Competitiveness.1 European Hydrogen Backbone: Boosting EU Resilience and Competitiveness. Hg. v. European hydrogen backbone. Online verfügbar unter https://ehb.eu/files/downloads/1732103116_EHB-Boosting-EU-Resilience-and-Competitiveness-20-11-VF.pdf.

EMCEL (2019): Warum fasst ein Wasserstofftank bei 700 bar nicht doppelt so viel wie bei 350 bar? - EMCEL. Unter Mitarbeit von Marcel Corneille. Online verfügbar unter <https://emcel.com/de/warum-fasst-ein-wasserstofftank-bei-700-bar-nicht-doppelt-so-viel-wie-bei-350-bar/>, zuletzt aktualisiert am 29.10.2020+00:00, zuletzt geprüft am 08.03.2023.

Essler, Jürgen (2013): Physikalische und technische Aspekte der Ortho-Para-Umwandlung von Wasserstoff.

Europäische Kommission (2020): Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. COM (2020) 301 final.

Europäische Kommission (10.02.2023): Delegierte Verordnung (EU) der Kommission vom 10.2.2023 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. C(2023) 1184. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=PI_COM:C\(2023\)1087](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=PI_COM:C(2023)1087), zuletzt geprüft am 27.07.2023.

Europäisches Parlament und Rat (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). Richtlinie (EU) 2018/2001, vom 21.12.2018. In: Amtsblatt der Europäischen Union 61 (L 328), S. 82–209. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>, zuletzt geprüft am 06.12.2021.

European Commission (2020): Hydrogen generation in Europe: overview of costs and key benefits. Unter Mitarbeit von Cihlar, J., Villar Lejarreta, A. et al.: Publications Office.

European Commission (2022): COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. REPowerEU Plan 2022.

FNB Gas (2025): Wasserstoff-Kernnetz 2032. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. Online verfügbar unter <https://fnb-gas.de/pressematerialien/genuehmigtes-wasserstoff-kernnetz-2032/>, zuletzt aktualisiert am 16.06.2025, zuletzt geprüft am 16.06.2025.

Fraunhofer ISI (2025): H2-Companion-Elektrolyse. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Online verfügbar unter <https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/neue-technologien/projekte/h2-companion-elektrolyse.html>, zuletzt aktualisiert am 16.06.2025, zuletzt geprüft am 16.06.2025.

DVGW G 260 (A), 2021: Gasbeschaffenheit.

Graf, Frank; Isik, Volkan; Heneka, Maximilian; Köppel, Wolfgang; Kolb, Thomas; Fleer, Ann-Christin; Verbücheln, René Werner (2024): Aktuelle Fragestellungen beim leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff. In: Chemie Ingenieur Technik 96 (1-2), S. 74–85. DOI: 10.1002/cite.202300106.

Guidehouse (im Auftrag der European Hydrogen Backbone Initiative) (2021): Extending the European Hydrogen Backbone – A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries, April 2021, S. 3, Figure 1. (Online: <https://ehb.eu/files/downloads/European-Hydrogen-Backbone-April-2021-V3.pdf>, zuletzt geprüft am 13.10.2025)

H2-DVGW (2021a): Die Gasnetze sind bereit für Wasserstoff! DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-wochen-factsheet-gasnetze-ready-for_h2-dvgw.pdf, zuletzt geprüft am 10.03.2023.

H2-DVGW (2021b): Gasanwendungen werden H2-ready - in allen Sektoren! DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-wochen-factsheet-gasanwendungen-ready-for_h2-dvgw.pdf, zuletzt geprüft am 10.03.2023.

Hauschild, Stephanie; Costa de Paiva, Gabriel; Neuling, Ulf; Zitscher, Tjerk; Köchermann, Jakob; Görsch, Kati (2022): Produktionstechnologien zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen. In: Jörg Schröder und Karin Naumann (Hg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. 1. Auflage. Leipzig, S. 67–105.

Hodges, Aaron; Hoang, Anh Linh; Tsekouras, George; Wagner, Klaudia; Lee, Chong-Yong; Swiegers, Gerhard F.; Wallace, Gordon G. (2022): A high-performance capillary-fed electrolysis cell promises more cost-competitive renewable hydrogen. In: Nat Commun 13 (1), S. 1–11. DOI: 10.1038/s41467-022-28953-x.

Holst, Marius; Aschbrenner, Stefan; Smolinka, Tom; Voglstätter, Christopher; Grimm, Gunter (2021): Cost forecast for low-temperature electrolysis-technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems.

Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/images/allgemein/2021_catf_report_electrolysis_final.pdf.

IEA (2019): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Unter Mitarbeit von Timur Gül, Dave Turk, Simon Benett und Uwe Remme. International Energy Agency (IEA).

IEA (2021a): Global Hydrogen Review 2021. Hg. v. International Energy Agency.

IEA (2021b): Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. Hg. v. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

IEA (2023): Global Hydrogen Review 2023. IEA. Paris. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>.

IEA (2024): Global Hydrogen Review 2024. IEA. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.

International Energy Agency (IEA) (2021): Task 44 Flexible Bioenergy and System Integration: Best-Practices. e-gas plant. Hg. v. IEA Bioenergy. Werlte, Deutschland. Online verfügbar unter https://task44.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/12/2021/12/Task-44-Best-Practice_e-gas-Werlte_Germany.pdf, zuletzt geprüft am 24.05.2022.

IRENA (2021): Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6.

Jörg Nitzsche (2019): Technologien zu Wasserstoffherzeugung. H2-Innoforum. DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, 29.10.2019.

Kawasaki (2022): News & Events | Kawasaki Heavy Industries, Ltd. Kawasaki Heavy Industries, Ltd. Online verfügbar unter https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20220422_3378, zuletzt aktualisiert am 26.03.2025, zuletzt geprüft am 26.03.2025.

KSG (2021): Klimaschutzgesetz. Bundesministeriums der Justiz.

Lux, Benjamin; Gegenheimer, Johanna; Franke, Katja; Sensfuß, Frank; Pfluger, Benjamin (2021): Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region. In: Computers & Industrial Engineering 162, S. 107647. DOI: 10.1016/j.cie.2021.107647.

Merten, Frank; Scholz, Alexander; Krüger, Christine; Heck, Simon; Girard, Yann; Mecke, Marc; George, Marius (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; DIW Econ GmbH.

Pekic, Sanja (2022): Suiso Frontier brings world's 1st LH2 shipment to Japan. In: Offshore Energy, 25.02.2022. Online verfügbar unter <https://www.offshore-energy.biz/suiso-frontier-brings-worlds-1st-lh2-shipment-to-japan/>, zuletzt geprüft am 27.03.2023.

Pichlmaier, Simon; Regett, Anika; Kigle, Stephan; Haas, Sofia; Feinauer, Mario; Oswald, Matthias (2021): Ökobilanzen synthetischer Kraftstoffe - Methodikleitfaden.

Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. Unter Mitarbeit von Sven Kreidelmeyer, Hans Dambeck, Almut Kirchner und Marco Wunsch. Hg. v. Prognos AG.

Quest One (2025): Pressefotos. Online verfügbar unter <https://www.questone.com/news/pressebereich/#>, zuletzt aktualisiert am 18.06.2025, zuletzt geprüft am 18.06.2025.

Raho, Ben (2025): Der weiße Wasserstoff: Ein Gamechanger aus der Tiefe. In: Positionen Wien Energie, 22.05.2025. Online verfügbar unter <https://positionen.wienenergie.at/blog/weisser-wasserstoff/>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.

Rat der EU (2022): „Fit for 55“. Rat vereinbart höhere Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/>, zuletzt aktualisiert am 06.03.2023, zuletzt geprüft am 06.03.2023.

Roeb, Martin; Brendelberger, Stefan; Rosenstiel, Andreas; Agrafiotis, Christos; Monnerie, Nathalie; Budama, Vishnu; Jacobs, Nadine (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 1. Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Online verfügbar unter https://www.dlr.de/content/de/downloads/publikationen/broschueren/2020/wasserstoffstudie-teil-1.pdf;jsessionid=F24E90942B000865F101676B7678B928.delivery-replication1?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Schröder, Jörg; Naumann, Karin (Hg.) (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. DBFZ. 1. Auflage. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_44_DE.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2022.

Sdanghi, G.; Maranzana, G.; Celzard, A.; Fierro, V. (2019): Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 102 (1), S. 150–170. DOI: 10.1016/j.rser.2018.11.028.

Shafiee, Shahin; McCay, Mary Helen (2016): Different reactor and heat exchanger configurations for metal hydride hydrogen storage systems – A review. In: International Journal of Hydrogen Energy 41 (22), S. 9462–9470. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.133.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner, Franz; Jansen, Malte et al. (2018): Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Hg. v. NOW GmbH, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, E4tech Särl, Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA. Berlin, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Staiß, Frithjof et al. (2022a): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Materialband. Schriftenreihe ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. München.

Staiß, Frithjof et al. (2022b): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege - Länderbewertungen - Realisierungserfordernisse. Schriftenreihe ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. München.

Stolten, Detlef; Emonts, Bernd (2016): Hydrogen Science and Engineering, 2 Volume Set. Materials, Processes, Systems, and Technology: John Wiley & Sons.

STORAG ETZEL (2025): STORAG ETZEL und EnBW vereinbaren nächsten Schritt für die großtechnische Speicherung von Wasserstoff am Standort Etzel. STORAG ETZEL GmbH. Online verfügbar unter <https://www.storag-etzel.de/unternehmen/news-presse/nachrichten-etzel/storag-etzel-und-enbw-vereinbaren-naechsten-schritt-fuer-die-grosstechnische-speicherung-von-wasserstoff-am-standort-etzel>, zuletzt aktualisiert am 04.04.2025, zuletzt geprüft am 04.04.2025.

Tarasov, Boris P.; Fursikov, Pavel V.; Volodin, Alexey A.; Bocharnikov, Mikhail S.; Shimkus, Yustinas Ya; Kashin, Aleksey M. et al. (2021): Metal hydride hydrogen storage and compression systems for energy storage technologies. In: International Journal of Hydrogen Energy 46 (25), S. 13647–13657. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.085.

TransHyDE (2025): Wasserstoffinfrastruktur-Roadmap: Ergebnisübersicht aus der TransHyDE Systemanalyse. Online verfügbar unter <https://www.transhyde.de/infrastruktur>, zuletzt aktualisiert am 07.05.2025, zuletzt geprüft am 22.05.2025.

UN (2015): Paris Agreement. United Nations.

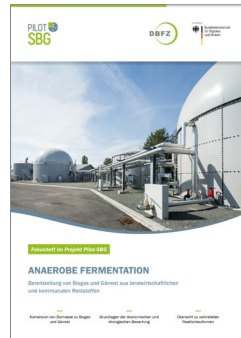
Wien Energie Positionen (2025): Die Farben des Wasserstoffs. Online verfügbar unter <https://positionen.wienenergie.at/grafiken/wasserstoff-farbenlehre/>, zuletzt aktualisiert am 26.05.2025, zuletzt geprüft am 19.06.2025.

Wietschel, M.; Zheng, L.; Arens, M.; Hebling, C.; Ranzmeyer, O.; Schaadt, A. et al. (2021): Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Hg. v. Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus.

Wolf, Patrick; Klingler, Marcel; Schmidt, Maïke; Hauschild, Stephanie; Müller-Langer, Franziska; Dögnitz, Niels et al. (2022): Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg. Kurzanalyse der Technologieoptionen und Potenziale. Plattform H2BW. Stuttgart.

Yang, Christopher.; Ogden, Joan (2007): Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. In: International Journal of Hydrogen Energy 32 (2), S. 268–286. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.05.009.

WEITERE FOKUSHEFTE IM PROJEKT PILOT-SBG

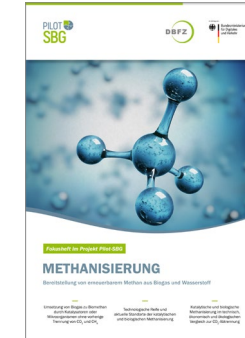


Anaerobe Fermentation

Bereitstellung von Biogas und Gärrest aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen

DOI: 10.48480/b9vn-9686

ISBN: 978-3-949807-09-1



Methanisierung

Bereitstellung von Biogas und Gärrest aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen

DOI: 10.48480/rm3g-ej31

ISBN: 978-3-946629-99-3



Beispielkonzept

zur Bereitstellung von erneuerbarem LNG aus biogenen Rest- und Abfallstoffen und erneuerbarem Wasserstoff im kommerziellen Maßstab

DOI: 10.48480/jsct-z879

ISBN: 978-3-949807-06-0



Substratvorbereitung

Optimierung des Abbaus faserreicher Biomassen für den Biogasprozess

DOI: 10.48480/9q7a-py77

ISBN: 978-3-949807-17-6



Infrastruktur

für erneuerbares Methan im Verkehr

DOI: 10.48480/78kk-xp41

ISBN: 978-3-949807-01-5



Gärrestaufbereitung

Trennverfahren und -technologien

DOI: 10.48480/jzrf-tw08

ISBN: 978-3-949807-28-2



Marktanalyse und Treibhausgasquote

für erneuerbares Methan im Verkehr

DOI: 10.48480/fctg-2823

ISBN: 978-3-949807-00-8

