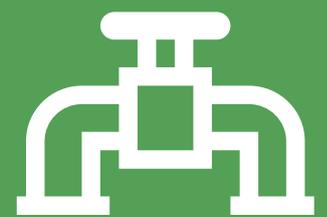




WASSERSTOFF
KOMPASS



BEREITSTELLUNG
Infrastruktur





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur**

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 **Generelle Aspekte der Infrastruktur**

- 2 Weiternutzung, Umwidmung und Zubau
- 2 Das Wasserstoff-Kernnetz
- 3 Wasserstoff-Speicher
- 3 Ökonomische Aspekte
- 3 Versorgungssicherheit

4 **Forschungs- und Entwicklungsbedarfe**

- 4 Wasserstoffpipelines
- 4 Wasserstoffspeicher
- 4 Begleitforschung

5 **Handlungsoptionen (Wasserstoff)**

- 5 Aufbau eines Wasserstoff-transportnetzes
- 8 Anpassen der Gasverteilnetze für Wasserstoff
- 10 Aufbau einer Wasserstoffspeicherinfrastruktur

13 **Handlungsoptionen (andere Technologien)**

- 13 (Langzeit-)CO₂-Speicherung im geologischen Untergrund
- 17 Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur
- 20 CO₂-Abscheidung aus Industrieprozessen

25 **Literatur**

Infrastruktur

- › Als Grundvoraussetzung für eine Wasserstoffwirtschaft ist ein Wasserstoffpipelinennetz notwendig, um den Import und die Verteilung im Landesinneren zu ermöglichen.
- › Insbesondere in Salzkavernen kann Wasserstoff in großen Mengen als Langzeitspeicher die Energieversorgung mitabsichern. Bereits für das Jahr 2030 werden Speicherbedarfe von bis zu fünf Terawattstunden Wasserstoff erwartet.
- › Eine Infrastruktur für CO₂-Transport und -Speicherung ist notwendig, um wichtige Potenziale von Wasserstoff für eine klimaneutrale Wirtschaft heben zu können, insbesondere für die Erzeugung synthetischer Kohlenwasserstoffe.

Generelle Aspekte der Infrastruktur

Für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft ist eine Transport- und Speicherinfrastruktur von besonderer Bedeutung.^{[1][2][3][4][5][7]} Da ein wichtiges Potenzial von Wasserstoff in der Erzeugung synthetischer Kohlenwasserstoffe liegt und zudem der Einsatz CO₂-armen Wasserstoffs auf Basis der Erdgasdampfreformierung mit CO₂-Abscheidung und Verpressung erwogen wird, ist ebenfalls eine Transport- und Speicherinfrastruktur für CO₂ erforderlich. Diese erscheint mit Blick auf die künftige Abscheidung unvermeidbarer industrieller CO₂-Emissionen ohnehin notwendig. Gesamtsystemisch sind für eine Wasserstoffwirtschaft auch folgende Infrastrukturen neben Wasserstoffspeichern und eines Transportnetzes relevant: Hafenanlagen und Terminals, Betankungsanlagen, das Erdgasnetz sowie Wärme- und Kältenetze. Eine Grundvoraussetzung ist zudem der Ausbau erneuerbarer Energien und, damit einhergehend, des Stromnetzes.^{[1][2][3][4][5][7]}

Weiternutzung, Umwidmung und Zubau

Der Großteil der notwendigen Infrastrukturen ist bereits in Deutschland vorhanden und zukünftige Anforderungen einer Wasserstoffwirtschaft sind teilweise durch Umwidmungen und Anpassungen erfüllbar. Bei synthetischen und biogenen Alternativen zu fossilen Energieträgern können vorhandene Infrastrukturen teilweise auch ohne Anpassungen weiterverwendet werden.^{[13] [14] [15] [16] [17] [18] [19]}

Da der Aufbau eines Wasserstoffnetzes, egal ob auf Transport- oder Verteilnetzebene, wird in der Hochlaufphase parallel mit der Bereitstellung von Erdgas laufen. Dies birgt besondere Herausforderungen in der Planung, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierbei kann es zu Umwidmung und Umrüstung bestehender Abschnitte kommen, aber auch zwischenzeitlicher Zu- und Rückbau sind möglich. Bei den Materialien muss zwischen Transport- und Verteilnetzen unterschieden werden. Die heutigen Rohrleitungen in Erdgasverteilnetze bestehen hauptsächlich aus Stählen, welche grundsätzlich für Wasserstoff geeignet sein sollen.^[61] Die Verteilnetze bestehen häufig aus Plastikrohrleitungen. Bestehende Netze wurden und werden in Projekten wie H₂Direkt <https://www.esb.de/h2direkt> oder H₂-20 <https://www.avacon-netz.de/de/avacon-netz/forschungsprojekte/wasserstoff-im-gasnetz.html> auch auf ihre Tauglichkeit überprüft.

Das Wasserstoff-Kernnetz

Für den zielgerichteten Zubau von Versorgungskapazitäten wird mit dem European Hydrogen Backbone an einem europäisch abgestimmten Wasserstofftransportnetz gearbeitet.^{[8] [9] [10] [11] [12]}

Die derzeitige Planung des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes umfasst etwa 11.200 Kilometer, die bis 2032 neugebaut oder umgerüstet sein sollen. Allerdings ist im Prozess noch eine Modelloptimierung vorgesehen und nach dieser wird das Netz vermutlich weniger Kilometer umfassen.^[39] Dieses Kernnetz soll industrielle Abnehmer und Produzenten von Wasserstoff, sowie Speicher verknüpfen. Das Netz soll über eine Einspeiseleistung von 101 GW und eine Ausspeiseleistung von 87 GW verfügen.^{[60] [39]} Dabei wurden nach den gesetzlichen Vorgaben nur Mindestkapazitäten für das Jahr 2032 berücksichtigt.^[60] Das Kernnetz ist somit als Grundgerüst zu verstehen, dem durch weitere Gasnetzplanung sukzessive Kapazitäten nach Bedarf hinzugefügt werden.^[39]

Wasserstoff-Speicher

Für eine sichere Versorgung mit Wasserstoff ist eine Speicherung essenziell. Für kurzfristige Überbrückungen kommen mobile Speicher, etwa in Metallhydriden, infrage. Für langfristige Versorgung sind großskalige Speicher nötig. Dafür wird besonders der geologische Untergrund untersucht. Porenspeicher werden hier in der Forschung häufig kritisch gesehen, da hier mit erhöhter mikrobieller Aktivität zu rechnen ist.^{[62][63]} Allerdings gibt es auch ein Projekt in Österreich, das das Mikrobiom im Untergrund quasi als Bioreaktor für die Produktion von Methan untersucht.^[66]

Besonders vielversprechend werden Salzkavernen für die Speicherung von Wasserstoff angesehen. Mikrobielle Aktivität sollte eingeschränkt und eventuell selbstlimitierend sein.^{[64][65]} Zusätzlich können sehr große Energiemengen in diesen Kavernen gespeichert werden.^[63] Deutschland weist das größte Potenzial für Wasserstoffkavernenspeicher in Europa auf.^[63]

Ökonomische Aspekte

Relevante Kennzahlen zu diesem Thema sind unter anderem die Umsätze und Beschäftigungszahlen der Gas-, Fernwärme- und Elektrizitätsversorger.

- > 2019 betrug der Umsatz der Gasversorger 74,9 Milliarden Euro und es waren 35.099 Personen beschäftigt.^[6]
- > Der Umsatz der Fernwärmebetreiber betrug 5,1 Milliarden Euro bei 15.573 Beschäftigten im Jahr 2019.^[6]
- > Im Gegensatz dazu setzten Elektrizitätsversorger im gleichen Jahr 508,6 Milliarden Euro um und beschäftigten 130.907 Personen.^[6]

Versorgungssicherheit

Eine versorgungssichere Wasserstoffwirtschaft als Bestandteil eines künftigen, klimaneutralen Gesamtsystems setzt entsprechende Infrastrukturen voraus. Darüber hinaus kann Deutschland hier auch einen Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit leisten, da die norddeutschen Salzvorkommen als mögliche Kavernenstandorte die größten Wasserstoffspeicherkapazitäten in Europa darstellen könnten.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Es bestehen allgemeine Forschungs- und Entwicklungsbedarfe zu folgenden übergreifenden Themenbereichen:

- › Materialversprödung durch Wasserstoff von Anschlüssen, Leitungen und Komponenten
- › Dichtigkeitstests
- › Entwicklung geeigneter Monitoringmethoden

Wasserstoffpipelines

- › Erhebung von Wasserstoffreinheitsanforderungen
- › Entmischung oder Deblending von Erdgas-Wasserstoffgemischen
- › (Weiter-)Entwicklung von elektrischen Kompressoren
- › Untersuchung der genutzten Materialien, insbesondere Langzeittest nach erfolgreichen initialen Ergebnissen

Wasserstoffspeicher

- › Untersuchung lokaler Speichermöglichkeiten
- › Fahrweisen von großen Wasserstoffspeichern
- › Mikrobiologische Untersuchungen von Poren- beziehungsweise Aquiferspeichern
- › Mikrobiologische Untersuchungen von Salzkavernenspeichern
- › Entwicklung geeigneter Monitoringmethoden und Gasanalytik

Begleitforschung

- › Neben den technologischen Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu sozialer Akzeptanz und regionalen Umsetzungsmöglichkeiten.
- › Weiterführende ökonomische und ökologische Analysen könnten notwendig sein.

Handlungsoptionen Wasserstoff

Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes

Ein Wasserstofftransportnetz ist essenziell für die Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff, da es Erzeuger und Nutzer miteinander verbindet. Es ermöglicht die räumliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzung, etwa über innereuropäische Importe. Pläne sehen vor, zunächst vor allem Nutzungs- und Erzeugungscluster beziehungsweise sogenannte Hydrogen Valleys oder Hydrogen Hubs miteinander zu verbinden. Das geplante Wasserstoff-Kernnetz soll sich aus neu gebauten und umgewidmeten Abschnitten zusammensetzen und Teil des angestrebten European Hydrogen Backbones sein.^{[11][14][39]}



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

› Fast zwei Drittel beziehungsweise mehr als ein Viertel der Befragten in unserer Stakeholderumfrage hielten den Ausbau eines H₂-Pipelinetzes für sehr beziehungsweise eher wichtig. Eine Mehrheit der Befragten fand, Teile des Erdgasnetzes sollten bis spätestens 2030 umgewidmet werden.^[38]

Voraussetzungen

- › Es sollte Rechtssicherheit durch Anpassung des regulatorischen Rahmens geschaffen werden.
- › Es sollten Planungs- und Investitionssicherheit, etwa mit dem angekündigten Netzentwicklungsplan Wasserstoff, geschaffen werden.^[20]
- › Dichtigkeit von Material und Armaturen gegenüber Wasserstoff sollte gegeben sein, um Transportverluste zu minimieren.

Vorteile

- › Eine Umwidmung des bestehenden Erdgastransportnetzes ermöglicht die Weiternutzung und verhindert damit, dass diese Vermögenswerte verfallen.
- › Der Transport großer Energiemengen ist möglich, da eine Pipeline die Energiemenge mehrerer Stromleitungen preisgünstiger bereitstellen kann.^[10]
- › Ein Wasserstofftransportnetz kann, auch über größere Distanzen von bis zu mehreren tausend Kilometern, verschiedene inner- und außereuropäische Erzeugerregionen mit Abnehmern verbinden.
- › Erwartete Transportkosten für gasförmigen Wasserstoff sind niedriger als bei anderen Optionen (vgl. Importe via Pipeline).

Nachteile

- > Der Neubau eines Wasserstofftransportnetzes und die Umwidmung von Erdgastransportleitungen für Wasserstoff sind investitionsintensiv.
- > Für die Kompression von H₂ in den Transportleitungen wird ein relevanter zusätzlicher Bedarf an erneuerbarem Strom entstehen. Denn im Vergleich zu Erdgaspipelines werden mehr Verdichterstationen benötigt, die mit erneuerbarem Strom anstelle von Erdgas betrieben werden müssen.^[10]

Folgen

- > Im Zusammenhang mit dem Bau von Pipelineinfrastrukturen werden gesellschaftliche Akzeptanzfragen zu lösen sein.

Ökonomische Aspekte

Es werden hohe Investitionssummen für den Netzaufbau erwartet.^[4]

Das Projekt Get-H₂ Nukleus beispielsweise rechnet bis 2024 mit etwa sieben Millionen Euro für die Umwidmung des Transportnetzes.^[21]

Regulatorische Aspekte beeinflussen die erwartete Wirtschaftlichkeit, etwa durch europäische Entflechtungsvorgaben zwischen Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur oder hohe erwartete Netzentgelte.^[22]

Versorgungssicherheit

Eine Wasserstofftransportinfrastruktur trägt zur Versorgungssicherheit einer Wasserstoffwirtschaft und somit des gesamten Energiesystems bei.

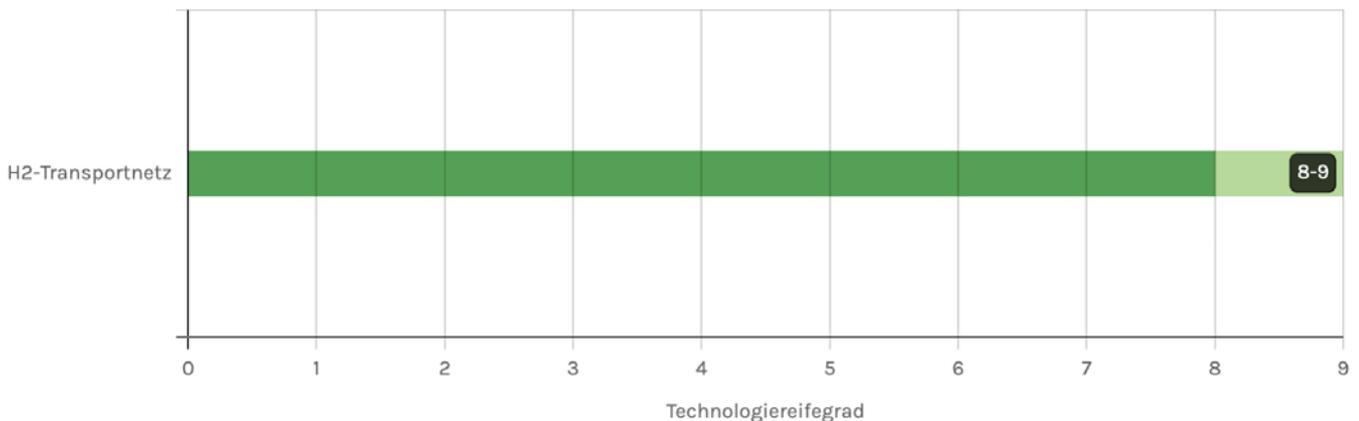
Akteur*innen

- > Gastransportnetzbetreiber

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für Wasserstofftransportnetze liegt bei 8 bis 9.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > GET-H₂
https://www.get-H2.de/projekt_nukleus/
- > TransHyDE
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>
- > doing hydrogen
<https://www.doinghydrogen.com/>
- > HyPipe Bavaria
<https://www.hypipe-bavaria.com/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> In-Kraft-Treten des EU-Pakets zur Dekarbonisierung der Wasserstoff- und Gasmärkte

Das Europäische Parlament, der Rat und die Europäische Kommission müssen noch über die Ausgestaltung der Gas-H₂-Verordnung verhandeln. Diese wird für den Infrastrukturausbau wichtige Entscheidungen enthalten wie gemeinsame oder getrennte Netzentwicklungspläne für Gas- und H₂-Netze.

INITIATOREN

- > Rat, Europäisches Parlament, Europäische Kommission
- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

> Unterstützter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur

Staatliche finanzielle Unterstützung des Infrastrukturausbaus wird voraussichtlich notwendig sein, denn die anfänglichen Investitionskosten wären wohl zu hoch, um sie ausschließlich von Netznutzern über Netzentgelte und durch die Netzbetreiber zu tragen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass der Infrastrukturausbau, insbesondere der Bau von H₂-Pipelinennetzen, staatlich unterstützt werden sollte.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Anpassen der Gasverteilnetze für Wasserstoff

H₂ kann Erdgas beigemischt werden mit dem Ziel, Gebäude- und Prozesswärme zu erzeugen. Für eine Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas von mehr als 20 Volumenprozent sowie für eine Umstellung auf reinen Wasserstoff sind voraussichtlich Anpassungen nötig, beispielsweise bei Verdichterstationen.^[33] Je nach Material und Komponenten können manche Leitungen ohne größere Anpassungen weitergenutzt werden. Manche müssten umgewidmet, manche rück- und manche neugebaut werden.^{[4][14][23][33]} Dies ist auch abhängig davon, wie sich die Erdgasnutzung und damit die Netzauslastung entwickelt.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› In unserer 2021 durchgeführten Stakeholderumfrage waren die Meinungen in Bezug auf ein Verteilnetz zur Versorgung von Privathaushalten gemischt: 41 Prozent der Befragten fanden dies sehr beziehungsweise eher wichtig (jeweils 19 und 22 Prozent) gegenüber 37 Prozent, die dies für eher beziehungsweise völlig unwichtig hielten (22 beziehungsweise 15 Prozent).^[38]

Vorteile

› Die Gasverteilnetze stellen einen bedeutenden Abnahmemarkt im heutigen Energiesystem dar. Durch Anpassen der Netze für Wasserstoff kann dieser beibehalten werden.

Nachteile

› Es sind hohe Investitionssummen bei Um- beziehungsweise Neubau erforderlich.

Folgen

- › Abnehmer, die Erdgas stofflich nutzen wollen, müssten Wasserstoff und Erdgas wieder entmischen (De-Blending).
- › Gesamtsystemisch werden große Mengen Wasserstoff für Beimischungen von mehr als zwanzig Volumenprozent in der Breite der Erdgasverteilnetze und Wasserstoffinselnetze benötigt (siehe Wasserstoffbeimischung).
- › Sollten sich die Ausgestaltung der Wärmeversorgung für Gebäude und Prozesse anders entwickeln, besteht die Gefahr von Fehlinvestitionen.

Ökonomische Aspekte

- › Das Verteilnetz hat einen hohen Vermögenswert bei einer Länge von etwa 550.000 Kilometern und versorgt neben Privathaushalten auch Industrie und Gewerbe.^[34]
- › Es werden Investitionen in Milliardenhöhe für Netzauf-, -um- und -neubau erwartet.^{[4][34]}

Versorgungssicherheit

› Die Beimischung von H₂ in der Breite von mehr als zwanzig Volumenprozent ins Erdgasverteilnetz für die Nutzung in der Gebäude- und Prozesswärme würde voraussichtlich dazu führen, dass die Wasserstoffbedarfe anderer Sektoren nicht ausreichend gedeckt werden.

Akteur*innen

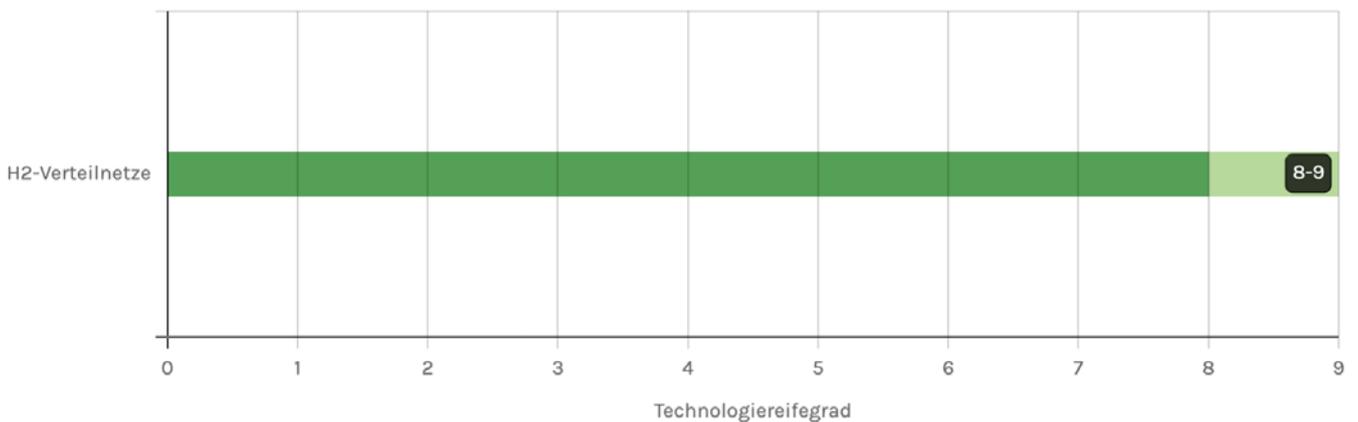
› Verteilnetzbetreiber

Technologiereifegrad

Bis zu zehn Prozent Wasserstoff können dem Erdgasnetz bereits beigemischt werden,^{[27][28]} wie etwa in Haßfurt.^[25] Derzeit werden mehrere Projekte mit Wasserstoffanteilen von 20 Prozent und mehr durchgeführt, beispielsweise H₂-20,^[24] die Wasserstoffinsel Öhringen^[26] oder die Wasserstoff-Wärmeinsel^[35] mit 100 Prozent Wasserstoff.

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für Wasserstoffverteilnetze liegt bei 8 bis 9.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › H₂-20
<https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-20/>
- › Windgas Haßfurt
<https://www.stwhas.de/stadtwerk/projekte/power-to-gas/>
- › Wasserstoffinsel Öhringen
<https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel>
- › H₂-Infra
<https://www.dbi-gruppe.de/h2-infra.html>

MASSNAHME

MASSNAHME

> Regulierung von H₂-Pipelines (Verteilnetz)

Seit Juli 2021 haben potenzielle Wasserstoffinfrastrukturbetreiber die Möglichkeit, sich der Regulierung für Wasserstoffnetze zu unterwerfen.^[30] Die Bundesnetzagentur evaluiert bis 2025 die Wasserstoffnetzregulierung.^[29] In der EnWG-Novelle gibt der Gesetzgeber an, dass er eine Anpassung des regulatorischen Rahmens zur gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetze auf Basis sich derzeit entwickelnder unionsrechtlicher Grundlagen anstrebt.^[32]

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Aufbau einer Wasserstoffspeicherinfrastruktur

Eine Wasserstoffspeicherinfrastruktur ist Grundvoraussetzung für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Es werden bereits 2030 Speicherbedarfe von bis zu fünf Terawattstunden Wasserstoff erwartet. Aufgrund der Größe und der damit verbundenen Füllmenge wird Salzkavernen ein besonderer Stellenwert zugerechnet, Porenspeicher hingegen erscheinen als eher ungeeignet. Aber auch mobile Speicher, wie etwa Drucktanks, stellen eine Option dar.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > In unserer 2021 durchgeführten Stakeholderumfrage wurde der Ausbau von H₂-Speichern unter mehreren H₂-Infrastrukturmaßnahmen von den meisten Befragten als notwendig bewertet (von 64 Prozent der Befragten; weitere 27 Prozent bewerteten den Ausbau von Speichern als bedingt notwendig). Die meisten fanden, der Ausbau sollte bereits bis 2030, nicht erst bis 2040 erfolgen.^[38]

Voraussetzungen

- > Eine langfristige, sichere Speicherung im Untergrund (geologische Salzformationen in Norddeutschland sowie Porenspeicher in Süddeutschland) muss noch abschließend erforscht werden.

Vorteile

- > Durch die Speicherung kann eine Versorgungssicherheit mit Wasserstoff über längere Zeiträume gewährleistet werden.
- > Durch Speicher kann eine Planungssicherheit bei Wasserstoff nutzenden Unternehmen hergestellt werden.

Nachteile

> Für die Komprimierung von Wasserstoff zur Speicherung fällt ein Bedarf an erneuerbarem Strom an.^{[17][18]}

Folgen

> Mobile Speicher können helfen, lokale Wasserstoffengpässe zu überbrücken. Sie benötigen jedoch Platz und eventuell neue Sicherheitsmaßnahmen und -konzepte, zum Beispiel auf Werksgeländen.

Ökonomische Aspekte

Es werden hohe Investitionssummen für neue Kavernenspeicher sowie für die Umrüstung vorhandener Erdgasspeicher erwartet.^{[17][18]} Eine neue Kaverne kann durchaus zehn Millionen Euro kosten, wie etwa die Forschungskaverne im Projekt HyCAVMobil.^[36] Die Umrüstung eines bestehenden Speichers kann bis zu 82 Millionen Euro kosten.^[37]

Versorgungssicherheit

Für die Versorgung mit Wasserstoff sind Speichermöglichkeiten ein wichtiger Baustein in einem zukünftig klimaneutralen Energiesystem. Wasserstoff wird in Zukunft im Stromsektor vor allem als Langzeitspeicher für große Energiemengen eine entscheidende Rolle spielen.

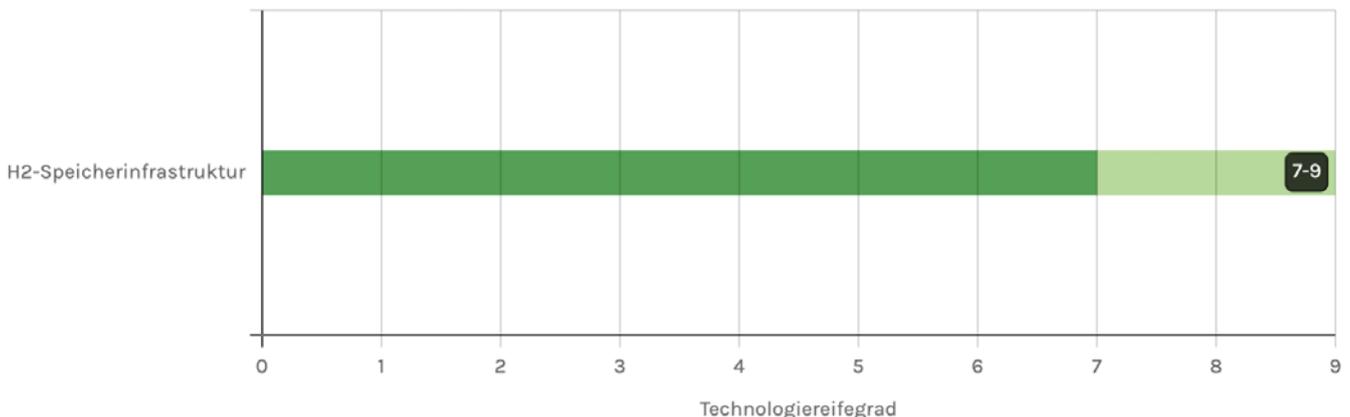
Akteur*innen

- > Betreiber von Erdgasverteilnetzen und -speichern
- > Betriebe, die H₂ für Prozesse vorhalten möchten oder müssen

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der genaue Technologiereifegrad ist abhängig von der Art der Speicherung. Drucktanks sind Stand der Technik, wohingegen die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen oder porösen Strukturen noch in verschiedenen Projekten untersucht wird.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

Kavernen

> H2Cast Etzel

<https://h2cast.com/de>

> Energiepark Bad Lauchstädt

<https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/>

> HyCAVmobil

<https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/hydrogen-cavern-for-mobility/>

Metallhydride

> H2HybridTank (abgeschlossen)

<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201178819/1%22&v=10&id=332649>

> HyCARE-Projekt

<https://hycare-project.eu/>

Porenspeicher

> Underground Sun Conversion

<https://www.underground-sun-conversion.at/>

> TestUM Aquifer (abgeschlossen)

<https://www.testum-aquifer.uni-kiel.de/de>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Anlegen einer strategischen Reserve

Analog zur Vorgabe der strategischen Erdgasspeichervolumina ließe sich beispielsweise auch die Versorgung mit Wasserstoff absichern. Dies wäre ein Anreiz für den Auf- beziehungsweise Umbau einer H₂-Speicherinfrastruktur.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

> Befreiung von Entgelten und Umlagen

Die Stromkosten für Verdichter machen den Großteil der Betriebskosten aus. Eine Befreiung von Netzentgelten könnte hier fördernd wirken. Und um die Nutzung von geologischen Speichern anzureizen, könnte eine Befreiung von Entry-beziehungsweise Exit-Entgelten und -Umlagen in Betracht gezogen werden.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Handlungsoptionen Andere Technologien

(Langzeit-)CO₂-Speicherung im geologischen Untergrund

Es besteht die Möglichkeit, Kohlenstoffdioxid (CO₂) dauerhaft im geologischen Untergrund zu speichern. Diese Option ist insbesondere relevant für große Mengen schwer- beziehungsweise unvermeidbarer CO₂-Emissionen (beispielsweise in der Zement- oder Glasindustrie. Auch bei der Erzeugung CO₂-armen Wasserstoffs auf Basis der Erdgasdampfpreformierung ist die CO₂-Speicherung beziehungsweise -Verpressung von Bedeutung.

Generell kommen als Speicherformationen erschöpfte Erdgas- oder Erdöllagerstätten, tiefe, nicht abbaubare Kohleflöze, Basalte oder die in Deutschland weit verbreiteten salinen Aquifere infrage.^{[40][41][45]} Allerdings ist die geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland seit 2016 faktisch verboten (siehe »Kohlendioxid-Speicherungsgesetz«, KSpG). Hinzu kommen Akzeptanzprobleme, weshalb die teurere Speicherung im Meeresboden die für Deutschland realistischere Option darstellt.^{[40][44]}

Die Bundesregierung hat hierzu eine Carbon-Management-Strategie angekündigt.

Voraussetzungen

- › Geeignete geologische Strukturen müssen vorhanden sein.
- › Um große Mengen CO₂ einzuspeichern, muss eine CO₂-Infrastruktur wie etwa Pipelines vorhanden sein, um das CO₂ von industriellen Punktquellen zum Speicherort zu transportieren.^[45]
- › Es sollte klare, rechtssichere Genehmigungsverfahren geben. Dies ist derzeit noch nicht der Fall in Deutschland.^[46]
- › Wenn CO₂ in Deutschland gespeichert werden soll, muss der bestehende Rechtsrahmen entsprechend angepasst werden.^[46]
- › Um eine Kontamination des Grundwassers oder eine Beeinträchtigung mariner Ökosysteme zu verhindern, ist es wichtig, nur Speicherorte auszuwählen, bei denen ein unkontrollierter Austritt von CO₂ nicht zu befürchten ist.

Vorteile

- › Die CO₂-Verpressung im geologischen Untergrund ermöglicht eine großskalige Emissionsvermeidung unabhängig von CO₂-Nutzungstechnologien (CCU). Selbst unvermeidbare Emissionen, wie sie beispielsweise bei der Zementherstellung, der Glasproduktion oder der Müllverbrennung anfallen, können dauerhaft der Atmosphäre entzogen werden.
- › Die Technologie ist erprobt, allerdings fehlen noch Langzeitstudien. Dennoch sind Wissenschaftler*innen zuversichtlich, dass Speicher, wie beispielsweise erschöpfte Erdgaslagerstätten, dicht sind, da sie über mehrere Millionen Jahre Gase zuverlässig speichern konnten.^{[40][43]}

Nachteile

- › Die Speicherkapazitäten im geologischen Untergrund sind zwar enorm, aber nicht unbegrenzt. Würde man heute alle CO₂-Emissionen Deutschlands im geologischen Untergrund in der Nordsee und Norwegischen See sowie im Festlandbereich Deutschlands verpressen, kämen diese Speicheroptionen bereits nach 38 Jahren an ihre Kapazitätsgrenze.^[40] CCS ist also nur als Teillösung zu betrachten.
- › Wenn CO₂ in großen Mengen dem Speicher entweicht, kann dies im ungünstigsten Fall zu einer Kontamination des Grundwassers führen, da das CO₂ die Löslichkeit einiger (giftiger) Spurenelemente im Formationswasser des Speichergesteins ändert.^[45] Darüber hinaus kann austretendes CO₂ in großen Mengen zu einer Versauerung der Meere und daraus resultierenden Verschiebungen im marinen Ökosystem führen.^{[45][51]}
- › Da verpresstes CO₂ über mehrere Jahrtausende im Untergrund verbleiben muss, kann es zu Nutzungskonflikten mit tiefer Geothermie, Erdgas- oder E-Methan-speicherung kommen. Um dies zu verhindern, ist es sinnvoll, eine unterirdische Raumordnung zu schaffen.^[42]

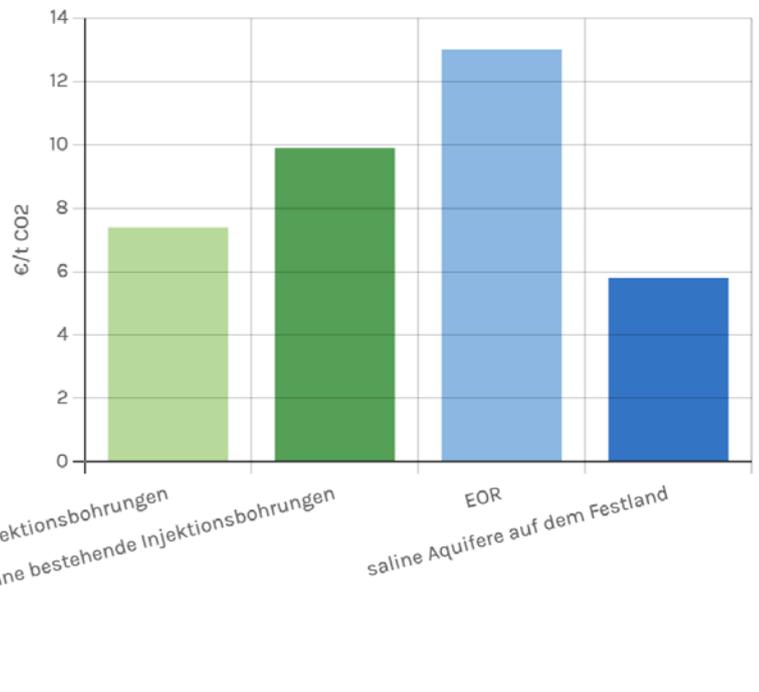
Ökonomische Aspekte

- › Mit dem aktuellen CO₂-Preis (Stand 2022) ist lediglich CO₂-Speicherung kombiniert mit der Erdölförderung (englisch: Enhanced Oil Recovery, EOR) wirtschaftlich, da zusätzlich zu den Kosten für die Verpressung noch hohe Investitionskosten für entsprechende CO₂-Infrastruktur, -Transport und CO₂-Abscheidungsvorrichtungen sowie Betriebskosten für den für die CO₂-Abscheidung benötigten zusätzlichen Energiebedarf anfallen.^{[40][50]} Die CO₂-Vermeidungskosten liegen also deutlich über den reinen Kosten für die Verpressung im Untergrund.
- › Eine hohe Reinheit des zu verpressenden CO₂ ist nicht nur wünschenswert, um die begrenzten Speicherkapazitäten ideal zu nutzen, sondern auch, da Verunreinigungen höhere Injektionsdrücke (und damit verbundene höhere Energiekosten) erfordern.^[43]

Die Speicherkosten für CO₂ unterscheiden sich je nach geologischer/n Formation/Gegebenheiten.^[43]

Speicherkosten in Euro pro Tonne gespeichertem CO₂

Die Speicherkosten einer Tonne CO₂ hängen von den geologischen Formationen und Gegebenheiten ab. Zwar sind die Kosten für die Speicherung kombiniert mit der Erdölförderung (Enhanced Oil Recovery, EOR) am höchsten, stellen aber aktuell dennoch den einzigen Business Case dar, da das so gewonnene Erdöl beziehungsweise Erdgas im Wert die Kosten der CO₂-Speicherung übersteigt.^{[40][43]}



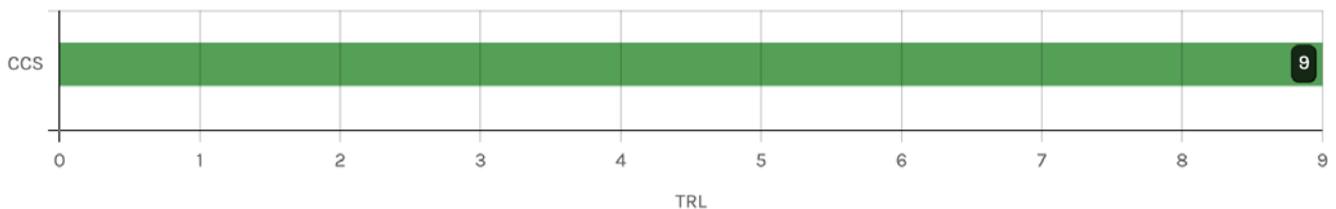
Akteur*innen

- > Erdöl-/Erdgasunternehmen
- > Energieversorger

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

der Speicherung von CO₂ im geologischen Untergrund^[43]. Erfahrungen hierzu gehen bereits auf die seit Anfang der 1970er Jahre praktizierten Enhanced Oil Recovery (EOR) zurück, bei der CO₂ in nahezu erschöpfte Öl- oder Erdgasfelder verpresst wird.^[47] Primärziel ist hierbei allerdings nicht die Speicherung des CO₂, sondern die Erhöhung der Ölfördermenge. Dennoch verbleibt ein Großteil des eingesetzten CO₂ hierbei im geologischen Untergrund.^{[40][42]}



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Northern Lights
<https://norlights.com/>
- > D'Artagnan
https://energy.ec.europa.eu/news/connecting-europe-facility-over-eu-600-million-energy-infrastructure-support-european-green-deal-and-2022-12-08_en
- > Aramis
<https://www.aramis-ccs.com/>
- > Porthos
<https://www.porthosco2.nl/wp-content/uploads/2020/03/Brochure-ENG-2019-2.pdf>
- > Poland - EU CCS Interconnector
https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_12.9.pdf
- > COORAL
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/COORAL/Home/cooral_node.html

MASSNAHME

MASSNAHME

> Schaffung der Rechtslage für die CO₂-Speicherung

Soll CO₂ in Deutschland in geologischen Formationen gespeichert werden, muss die Rechtslage hierfür geschaffen werden. Bisher wurden Untergrundspeicher nur zu Demonstrationszwecken zugelassen und weitere Anträge auf eine Zulassung sind nicht mehr möglich.^{[40][44]}

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur

Der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid (CO₂) fällt selten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu CO₂-Abnehmern, wie etwa CO₂-Endlagerstätten oder der chemischen Industrie (s. CCU), an.

Zwar kann CO₂ theoretisch auch ohne Transport mittels Direct Air Capture (DAC) direkt an CO₂-Abnahmeorten abgeschieden werden. Allerdings erfordert DAC bis zu fünfmal so viel Energie wie die Abscheidung von CO₂ aus Industrieprozessen.^{[56][57]} Daraus würde sich ein hoher Bedarf an Ökostrom ergeben. Daher ist es notwendig, abgeschiedenes CO₂ zu transportieren.^[44] Denkbar sind hierfür prinzipiell verschiedene Optionen: Pipelines, Schiffe, Züge oder Tankwagen.^[40] Welche davon die sinnvollste ist, hängt stark von der zu transportierenden Menge ab und ob das CO₂ zwischen vielen dezentralen Orten oder nur wenigen Großproduzenten und -abnehmern transportiert werden muss.

Voraussetzungen

Bei allen Transportoptionen müssen die transportbedingten Emissionen die transportierte CO₂-Menge deutlich unterschreiten.

Pipelines

- › Pipelines setzen Genehmigungsverfahren sowie entsprechende Infrastrukturplanung voraus.^[53]
- › Zur Vermeidung von Korrosion sind sehr niedrige Wassergehalte (<0,005 Volumenprozent) im zu transportierenden CO₂ notwendig.^[40]
- › Es besteht theoretisch die Möglichkeit, bereits bestehende Pipelines umzuwidmen.^[44] Da aber die Drücke, die für den Transport von CO₂ benötigt werden, höher sind als bei Erdgas, ist vermutlich ein Umbau oder sogar ein Neubau von Pipelines notwendig.^{[53][55]}

Güterzüge

- › Entsprechende Kapazitäten auf dem bestehenden Schienennetz müssen vorhanden sein oder dieses muss ausgebaut werden.
- › Die entsprechenden CO₂-Produzenten und -Abnehmer müssen an das Schienennetz angebunden sein. Alternativ muss auf zusätzliche Transportoptionen wie etwa Tankwagen zurückgegriffen werden.

Binnenschiffe

- › Es werden ergänzende Transportmöglichkeiten benötigt, falls sich die CO₂-Produzenten und -Abnehmer nicht an Wasserstraßen befinden.
- › Alternative Transportwege oder ausreichende CO₂-Zwischenspeicherkapazitäten müssen vorgehalten werden, wenn Wasserstraßen temporär, zum Beispiel aufgrund von Dürren, nicht befahrbar sind.

Seeschiffe

- › Es werden ergänzende Transportmöglichkeiten benötigt, falls sich die CO₂-Produzenten und -Abnehmer nicht an Häfen befinden.

Vorteile

Pipelines

- › Ein kontinuierlicher Transport ohne Zwischenlagerung ist möglich.
- › Die Transportkosten pro Tonne CO₂ sind bei dieser Option am günstigsten.^[54]
- › Pipelines sind die sicherste Transportoption für CO₂.^[40]

Güterzüge

- › Das Schienennetz ermöglicht den Transport zu angebundenen dezentralen Orten an Land.

Seeschiffe

- › Da der Bau von Offshore-Pipelines sehr teuer ist, können Seeschiffe eine günstigere Transportalternative darstellen.^[52] Dies ist derzeit der Fall im Northern-Lights-Projekt.

Tankwagen

- › Tankwagen stellen eine flexible Infrastrukturoption dar.

Nachteile

Pipelines

- › Der Bau einer Pipeline ist mit langen Planungs- und Genehmigungsverfahren verbunden. Vom Vorhaben bis zum Bau können 10 bis 15 Jahre vergehen.^[44]
- › Die Investitionskosten für Pipelines sind sehr hoch.^{[52][55]}
- › Pipelines sind statisch verbaut und müssen somit bei einer örtlichen Verlagerung von CO₂-Quellen oder -Senken entsprechend ausgebaut beziehungsweise rückgebaut werden.

Güterzüge

- › Der Transport von CO₂ mit Güterzügen ist vergleichsweise teuer.^[54]

Binnenschiffe

- › Kommt es beispielsweise infolge von sommerlichen Dürren zu niedrigen Pegelständen, können die Wasserstraßen nicht befahren werden. In diesen Fällen muss auf andere Transportoptionen ausgewichen werden.

Tankwagen

- › Werden keine klimaneutralen Antriebe für LKW gewählt, können die mit dem Transport einhergehenden Emissionen im schlechtesten Fall das vermiedene CO₂ wieder aufwiegen.
- › Der Transport von CO₂ mittels Tankwagen ist vergleichsweise teuer.^[52]

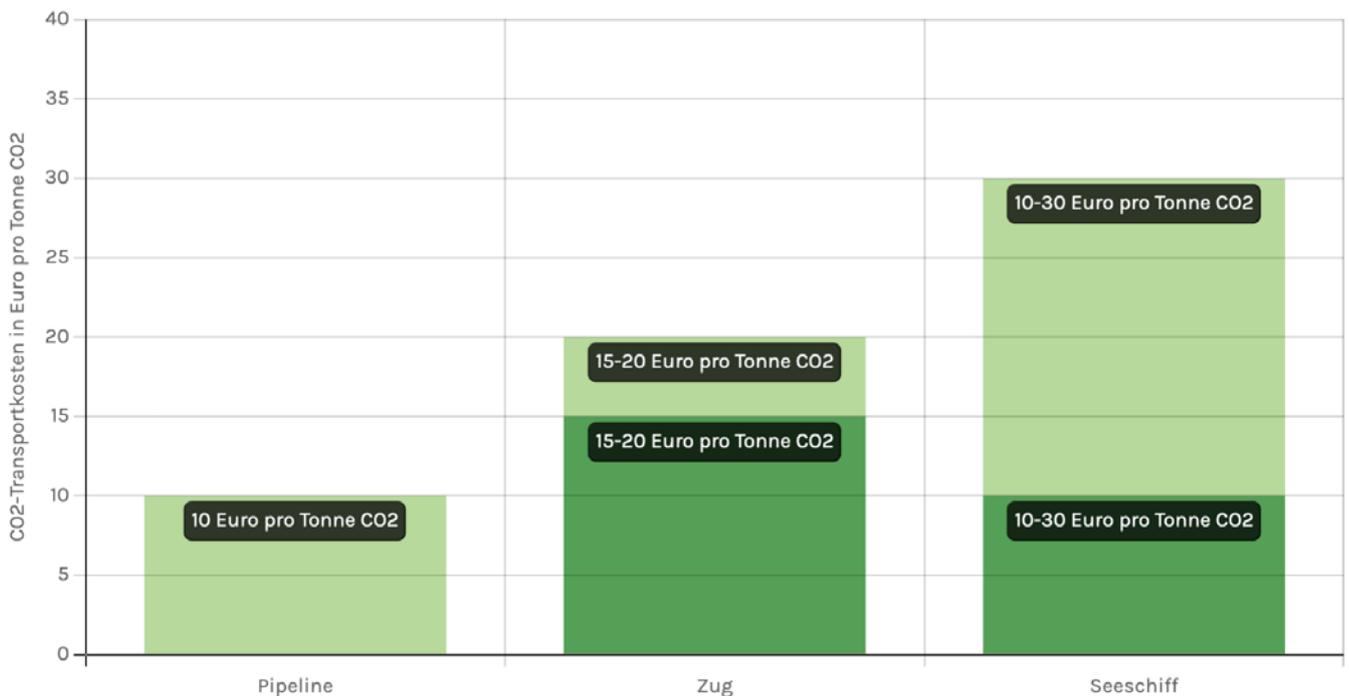
Ökonomische Aspekte

Transportkosten per Pipeline

- › Die Kosten für Offshore-Pipelines betragen Studien zufolge 150 bis 200 Prozent der Kosten für Onshore-Pipelines.^[55]
- › Pipelinenetze können durch die gemeinsame Infrastruktur hingegen zu einer Kostenreduktion von bis zu 75 Prozent führen.^[55] Daher ist eine frühzeitige Planung der CO₂-Infrastruktur in Verbindung mit beispielsweise der H₂-Infrastruktur sinnvoll.^[44]
- › Bei der Umwidmung bereits bestehender Pipelines können die Investitionskosten weniger als zehn Prozent des Neubaus einer Pipeline betragen.^[52] Da Pipelines vor allem investitionsintensiv sind, sollte dies auch die Transportkosten drastisch reduzieren.

CO₂-Transportkosten

Ausgegangen wird hierbei von einer 300 Kilometer langen Festland-Pipeline oder einer vergleichweisen Transportdistanz per Zug und einer Transportstrecke von bis zu 1.000 Kilometern per Seeschiff.^[54]



Pipelines können kontinuierlich betrieben werden. Alle anderen Optionen benötigen temporäre Zwischenspeicher. Die Kosten für diese Zwischenspeicherung werden auf circa zehn Euro pro Tonne CO₂ geschätzt.^[54]

Versorgungssicherheit

Die chemische Industrie wird in der Zukunft auf eine sichere Versorgung mit Kohlenstoff angewiesen sein. Eine CO₂-Infrastruktur kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten.

Akteur*innen

- > Industrie
- > potenzielle CO₂-Infrastrukturbetreiber
- > Logistikunternehmen,
- > internationale CO₂-Abnehmer (Staat, Häfen, Sequestrierer etc.)

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> CLUSTER

https://www.bgr.bund.de/EN/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/CLUSTER/Home/cluster_node_en.html

> COORAL

https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/COORAL/Home/cooral_node.html

CO₂-Abscheidung aus Industrieprozessen

Bei Industrieprozessen besteht grundsätzlich die Möglichkeit, CO₂-Emissionen weitestgehend abzuscheiden und ein Entweichen in die Atmosphäre zu vermeiden. Das so gewonnene CO₂ kann dann zum Beispiel weiterverarbeitet werden (CCU) oder auch im geologischen Untergrund verpresst werden.^[40]

Für die CO₂-Abtrennung existieren bereits mehrere Verfahren. Diese unterscheiden sich teilweise deutlich hinsichtlich ihres Technologiereifegrads, der Investitionskosten und der Zusammensetzung der zusätzlich benötigten Energie (thermisch oder elektrisch). Allerdings gehen alle Verfahren mit einem erheblichen zusätzlichen Energieaufwand einher.^{[46][58][59]} Welches Verfahren am besten geeignet ist, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, wie zum Beispiel der CO₂-Konzentration im Abgas des jeweiligen Prozesses oder gegebenenfalls auch der überschüssigen Prozesswärme, die wiederum energetisch zur Abtrennung genutzt werden kann.^[58]

Voraussetzungen

- > Ein hinreichend defossilisierter Strommix oder eine ausreichend defossilisierte Wärmebereitstellung sind notwendig, damit der zusätzliche Energieaufwand nicht zu höheren Netto-CO₂-Emissionen führt.^[58]
- > Es sind vorab entsprechende Anpassungen der bestehenden Prozesse und Anlagen erforderlich, damit CO₂-Abscheidungsverfahren eingesetzt werden können.^[59]

- › Zusätzlich zur Abscheidung muss auch eine entsprechende CO₂-Infrastruktur entwickelt werden, um das CO₂ von den Industrieprozessen zu entsprechenden Abnehmern (CCU-Anlagen, Verpressungsorten) zu transportieren.^{[44][46]}

Vorteile

- › Durch CO₂-Abscheidungstechnologien kann verhindert werden, dass unvermeidbare industrielle CO₂-Emissionen in die Atmosphäre gelangen.
- › Zwar sind auch für die CO₂-Abtrennung Umrüstungen erforderlich. Allerdings gehen diese, je nach Technologie, mit deutlich geringeren Investitionskosten einher als die Umstellung des kompletten Prozesses zum Beispiel auf Wasserstoff. Im Fall von End-of-Pipe-Maßnahmen kann dies zu jedem beliebigen Zeitpunkt in der Lebenszeit einer Anlage erfolgen.
- › Abgetrenntes CO₂ weist häufig eine sehr hohe Reinheit auf und eignet sich daher für die Weiternutzung im Rahmen von CCU-Anwendungen.^[58]
- › Industrieprozesse weisen im Vergleich zur Atmosphäre eine höhere CO₂-Konzentration in ihren Abgasen auf. Dies erleichtert die Abtrennung beziehungsweise macht sie günstiger als die Direktabscheidung aus der Luft (DAC, siehe auch Ökonomische Aspekte).

Nachteile

- › Wird CO₂ aus Industrieabgasen zur Produktion von E-Fuels verwendet, ergibt sich nur dann ein positiver Effekt für das Klima, wenn ansonsten weiterhin fossile Treibstoffe eingesetzt würden. Werden E-Fuels im Motor verbrannt, endet das CO₂ letztlich auch in der Atmosphäre, ohne dass es dieser vorab entzogen wurde. Würden alternativ allerdings die Industrieabgase ohnehin emittiert und fossiler Kraftstoff verbrannt, ergäbe sich immerhin eine Nettoerduktion von CO₂-Emissionen. Klimaneutralität kann auf diese Weise – ohne eine anderweitige Kompensation der Emissionen – allerdings nicht erzielt werden.
- › Es werden große zusätzliche Mengen Energie zur Abscheidung benötigt.^{[46][59]}
- › Pre-Combustion Verfahren ändern das Brennmaterial, wodurch häufig große Anpassungen am Prozess erforderlich sind. Sie verhindern lediglich brennstoffbedingte, nicht aber prozessbedingte Emissionen, wie sie etwa bei der Zement- oder Glasherstellung anfallen.^[40]

Folgen

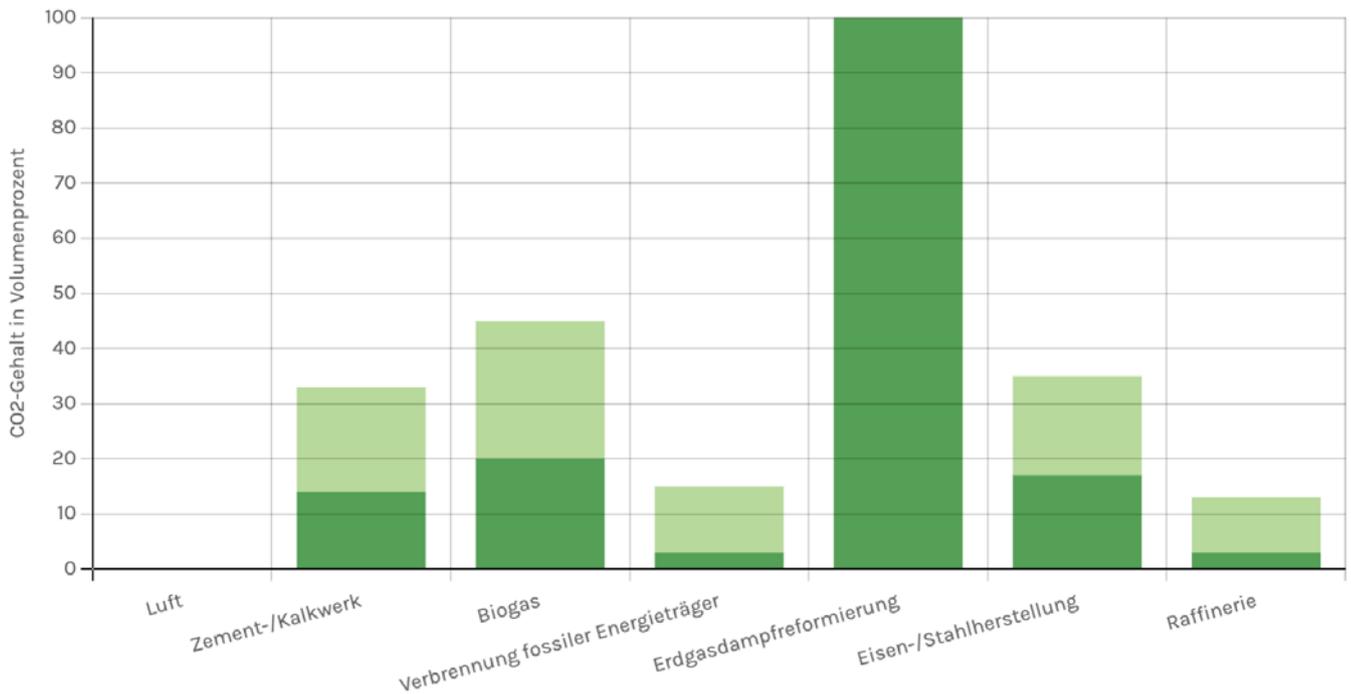
- › Die Abtrennung großer CO₂-Mengen und ihre Verpressung im geologischen Untergrund (CCS) würde auf lange Sicht die Kapazität dieser Lagerstätten erschöpfen (siehe (Langzeit-) CO₂-Speicherung im geologischen Untergrund). Daher ist es sinnvoll, Emissionen möglichst bereits vorab zu vermeiden.

Ökonomische Aspekte

Die Abscheidung von CO₂ aus Industrieprozessen ist deutlich kostengünstiger als die Abtrennung von CO₂ aus der Umgebungsluft. Um mittels Direct Air Capture die gleiche Menge an CO₂ zu gewinnen wie aus Industrieabgasen, muss zwischen 200- und 825-mal so viel Luft gefiltert werden. Dies erhöht die Kosten von DAC erheblich.^[58]

CO₂-Gehalte in verschiedenen Industrieabgasen und in der Luft

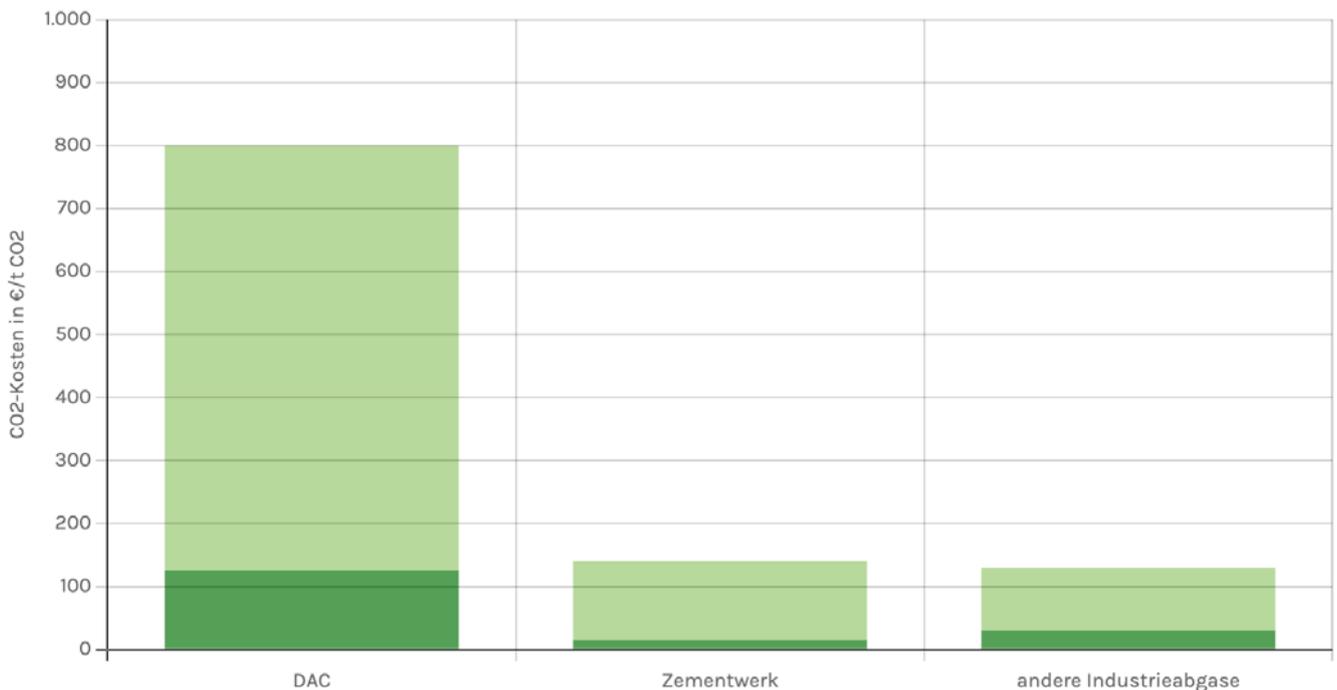
Während der CO₂-Gehalt in der Luft 0,04 Prozent beträgt, weisen Abgase aus Zement- oder Kalkwerken CO₂-Gehalte von 14 bis 33 Prozent auf. Bei der Biomasseverbrennung fallen CO₂-Gehalte von 14 bis 17 Prozent an, und bei der Verbrennung fossiler Energieträger enthalten die Abgasströme 8,7 bis 14,8 Prozent CO₂.^[58] Bei der Erdgasdampfreformierung entsteht sogar ein Abgas, welches zu 100 Prozent aus CO₂ besteht, also keine CO₂-Abscheidung oder -Aufreinigung erfordert.



Die Umrüstung von Prozessen auf CO₂-Abscheidung geht mit erheblichen Investitions- und Betriebskosten einher. Diese wirken sich auch auf die Produktpreise aus.^[59]

CO₂-Kosten aus verschiedenen Industrieabgasen und Luft

CO₂-Abscheidung mittels DAC [?] ist energieintensiv (1.400 bis 2.500 Kilowattstunden pro Tonne CO₂). Zum Vergleich: Abscheidung aus der Zementherstellung: 450 bis 2.000 Kilowattstunden pro Tonne CO₂,^[57] was sich auch in den Kosten widerspiegelt. Die Kosten für das aus der Umgebungsluft abgeschiedene CO₂ belaufen sich derzeit auf 125 bis 800 Euro pro Tonne CO₂.^[56] CO₂ aus Zementwerken kostet 15 bis 140 Euro pro Tonne CO₂, aus anderen Abgasen belaufen sich die Kosten derzeit auf 30 bis 130 Euro pro Tonne CO₂.^[56]



Wird aus einem fossilen Kraftwerk CO₂ abgeschieden, werden hierfür circa 8 bis 18 Prozent der Energie des Kraftwerks benötigt. Um die gleiche Leistung ins Netz einspeisen zu können, würden Erdgaskraftwerke folglich 1,2-mal so viel Gas verbrennen müssen, bei Stein- und Braunkohlewerken wären es 1,6- beziehungsweise 1,8-mal so viel Brennmaterial. Im Fall von Kraftwerken würde dies generell also auch größere Anlagen und somit noch höhere Investitionskosten erfordern.^[46]

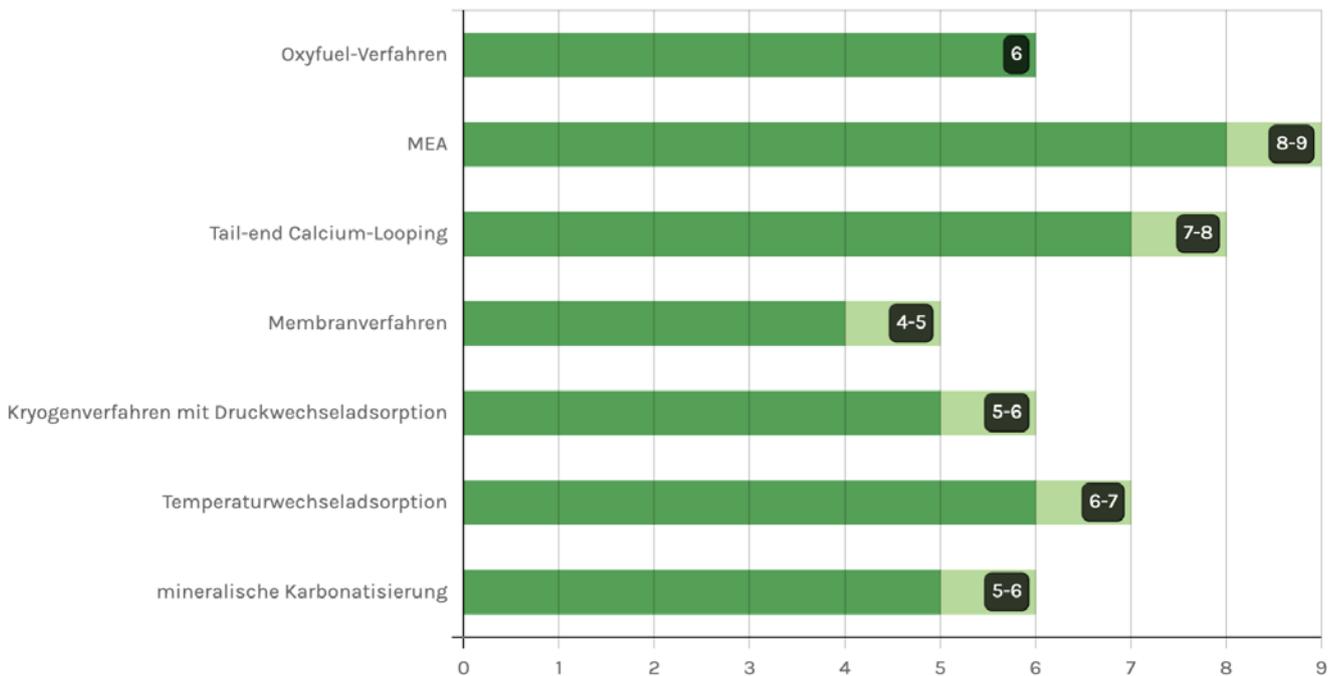
Akteur*innen

> Industrie

Technologiereifegrad

TRLs

verschiedener CO₂-Abscheidetechnologien^[59]: Oxyfuel-Verfahren (?), die Abscheidung mittels Monoethanolamin (MEA) (?), Tail-end Calcium-Looping-Verfahren (?), membranbasierte Verfahren (?), mineralische Karbonatisierung (?), Temperaturwechseladsorption (?) und Kryogenverfahren in Kombination mit Druckwechseladsorption (?). Die TRLs beziehen sich auf CO₂-Abscheidung aus Zementwerken, bei anderen Industrieprozessen können diese also abweichen.



Endenergiebedarf

Die für die CO₂-Abscheidung benötigte Energie hängt stark vom Prozess ab.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> CEMCAP

<https://cordis.europa.eu/project/id/641185/de>

Minderungspotential

Die meisten Verfahren ermöglichen bereits eine Abtrennung von über neunzig Prozent des anfallenden CO₂. Auch Kombinationen für noch höhere Abscheidungsquote sind denkbar.^[59]

Literatur

- [1] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>
- [2] **Agora Energiewende (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- [3] **dena (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [4] **Fraunhofer ISI et al. (2021):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. <https://langfristszenarien.de>
- [5] **BDI (2021):** Klimapfade 2.0. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>
- [6] **BMWK (2022):** Zahlen und Fakten: Energiedaten. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- [7] **Fraunhofer ISI et al. (2022):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, T45-Szenarien. <https://langfristszenarien.de>
- [8] **Guidehouse (2020):** How a Dedicated Hydrogen Infrastructure can be Created. https://ehb.eu/files/downloads/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf
- [9] **Guidehouse (2021):** A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries. <https://ehb.eu/files/downloads/European-Hydrogen-Backbone-April-2021-V3.pdf>
- [10] **Guidehouse (2021):** Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf
- [11] **Guidehouse (2022):** A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>
- [12] **Guidehouse (2022):** Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030. <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridors-presentation-ExecSum.pdf>
- [13] **FNB Gas (2020):** Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Wasserstoffnetz 2050 für ein klimaneutrales Deutschland. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>
- [14] **FNB Gas (2021):** Wasserstoffnetze 2030 & 2050: für ein klimaneutrales Deutschland. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08_FNB-Gas-Webinar_H2-Netze_2030_2050.pdf
- [15] **FNB Gas et al. (2022):** Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur der Deutschland auf der Fernleitungs- und Verteilnetzebene; Online-Veranstaltung.
- [16] **FNB Gas (2022):** Wasserstoffbericht – Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß §28q EnWG. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-bericht/>
- [17] **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf

- [18] **Nationaler Wasserstoffrat (2022):** Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-11-04_NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-Speicher-Roadmap.pdf
- [19] **Fraunhofer ISI (2022):** Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
- [20] **BMWK, 24.05.2023:** Bundeskabinett beschließt Gesetzentwurf zur Schaffung eines Wasserstoff-Kernnetzes [Pressemitteilung]. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/05/20230524-bundeskabinett-beschliesst-gesetzentwurf-zur-schaffung-eines-wasserstoff-kernnetzes.html>
- [21] **Get-H2:** FAQ zum Projekt GET H2 Nukleus, zuletzt aufgerufen am: 03.05.2023. https://www.get-h2.de/projekt_nukleus/
- [22] **Tagesspiegel vom 03.05.2023:** <https://epaper.tagesspiegel.de/article/9e1186ddc472022c7575d91b0c8b5f30020e31d3cc4bd5ed09a46d1d5aeaa37b>
- [23] **Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2022):** Wie gelingt der Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa? https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Analyse_Wie_gelingt_der_Ausbau_der_Wasserstoff-Netzinfrastruktur.pdf
- [24] **DVGW: H2-20,** zuletzt aufgerufen am: 03.02.2023. <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-20/>
- [25] **Stadwerke Haßfurt:** Power-to-Gas Anlage, zuletzt aufgerufen: am 03.02.2023. <https://www.stwhas.de/stadtwerk/projekte/power-to-gas/>
- [26] **Netze BW:** Wasserstoffinsel Öhringen, zuletzt aufgerufen: am 03.02.2023. <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel>
- [27] **DVGW (2021):** Technischer Hinweis G 221, Leseprobe. https://shop.wvgw.de/leseprobe/511635_lp-dvgw-regelwerk-g_221-2021.pdf
- [28] **DVGW (2021):** Technische Regel G 260, Leseprobe. https://shop.wvgw.de/leseprobe/510700_lp_G_260_2021_09.pdf
- [29] **Bundesnetzagentur:** Ausblick, zuletzt aufgerufen am: 11.01.2023. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Ausblick/start.html>
- [30] **Bundesnetzagentur:** Regulierung von Wasserstoffnetzen, zuletzt aufgerufen am: 11.01.2023. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/start.html>
- [31] **Bundesnetzagentur (2020):** Regulierung von Wasserstoffnetzen. Bestandsaufnahme. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [32] **Bundesgesetzblatt:** Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 16. Juli 2021. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#___bgbl___%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s3026.pdf%27%5D___1678121561239
- [33] **DVGW (2020):** H₂vorOrt. DVGW, Bonn. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilstnetz-dvgw-broschuere.pdf>
- [34] **DVGW (2023):** Das Gasnetz – Rückgrat der Wasserstoffwelt. DVGW, Bonn. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/gasnetz-rueckgrat-h2-welt.pdf>

- [35] **Gelsenwasser:** Unsere Wasserstoff-Wärmeinsel im Fokus, zuletzt aufgerufen am: 23.04.2023. <https://www.gelsenwasser.de/news/wasserstoffinsel-dvgw>
- [36] **EWE:** HyCAVmobil – EWE startet ein wegweisendes Forschungsprojekt zur Wasserstoffspeicherung, zuletzt aufgerufen am: 16.02.2023. <https://www.ewe.com/de/media-center/neuigkeiten/2020/hycavmobil-ewe-startet-ein-wegweisendes-forschungsprojekt-zur-wasserstoffspeicherung>
- [37] **Bültemeier et al. (2022):** WASSERSTOFF SPEICHERN – Soviel ist sicher. INES Initiative Energien Speichern; Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie und DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, Berlin; Hannover und Bonn. https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_H2-speichern-soviel-ist-sicher.pdf
- [38] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen-Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf
- [39] **FNB Gas:** Wasserstoff-Kernnetz, zuletzt aufgerufen am: 23.04.2023. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- [40] **acatech (2018):** CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION). https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf
- [41] **BGR:** Häufig gestellte Fragen, zuletzt aufgerufen am: 22.05.2023. https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/FAQ/faq_inhalt.html
- [42] **UBA:** Carbon Capture and Storage, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2022. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>
- [43] **Monteiro et al. (2018):** D5.1 revision 1 Post-capture CO₂ management: options for the cement industry, Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.2597056>
- [44] **Sprenger, Tobias (2022):** CO₂-Infrastrukturen sind wichtig für ein klimaneutrales Deutschland. EWI Policy Brief. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/Policy_Brief_CO2-Infrastrukturen.pdf
- [45] **Umweltbundesamt (2008):** CO₂-Abscheidung und Speicherung im Meeresgrund; Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Forschungsbericht 206 25 200. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3667.pdf>
- [46] **Umweltbundesamt (2006):** Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung, Zusammenfassung; Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Forschungsbericht 203 41 110, UBA-FB 000938. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/k3075.pdf>
- [47] **Global CCS Institute (2022):** Global Status of CCS 2022. <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-of-ccs-2022/>
- [48] **Verein Deutscher Zementwerke, VDZ (2020):** Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsoptionen. Düsseldorf. https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf

- [49] **GFZ (o.D.):** CO₂ und seine Aggregatzustände im Experiment. <https://media.gfz-potsdam.de/gfz/wv/doc/infothek/leaflets/CO2imExperiment.pdf>
- [50] **Northern Lights (o.D.):** Annual Report 2021. <https://norlights.com/wp-content/uploads/2022/04/Northern-Lights-Annual-report-2021.pdf>
- [51] **Inagaki et al. (2006):** Microbial community in a sediment-hosted CO₂ lake of the southern Okinawa Trough hydrothermal system, PNAS, 103, 38, 14164-14169. www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.0606083103
- [52] **Carbon Sequestration leadership Forum (2021):** Carbon Sequestration Technology Roadmap. https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/CSLF_Tech_Roadmap_2021_final_0.pdf
- [53] **Glasner (2022):** Impuls: Nationaler Planungsprozess für eine CO₂-Transportinfrastruktur, Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Kohlendioxidwirtschaft. https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2022/diskussionspapier_CO2-transportinfrastruktur_cr_nrw.energy4climate.pdf
- [54] **ECRA (2020):** Newsletter 2/2020, Düsseldorf. https://ecra-online.org/fileadmin/ecra/newsletter/ECRA_Newsletter_2_2020.pdf
- [55] **Smith, Erin (2021):** The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling. MIT, Massachusetts. <https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/Smith-TPP-2021.pdf>
- [56] **Heß, Dominik; Klumpp, Michael und Dittmeyer, Roland (2020):** Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien. Studie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr Baden-Württemberg. Karlsruhe. https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/29-01-2021-DAC-Studie-Executive_Summary.pdf
- [57] **Volsund et al. (2019):** D4.6 CEMCAP comparative techno-economic analysis of CO₂ capture in cement plants, Zenodo. <https://zenodo.org/record/2597091#.ZBmGynbMJ3g>
- [58] **Fröhlich et al. (2019):** CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit. ifeu paper 03/2019. Heidelberg. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf
- [59] **ECRA (2022):** The ECRA Technology Papers, Düsseldorf. https://ecra-online.org/fileadmin/redaktion/files/pdf/ECRA_Technology_Papers_2022.pdf
- [60] **BMWK:** FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wasserstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html>
- [61] **DVGW:** H₂-Tauglichkeit von Stählen, zuletzt aufgerufen am 07.09.2023. <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-tauglichkeit-von-staehlen>
- [62] **DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2022):** Wasserstoff speichern: Soviel ist sicher. https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf

- [63] **Löffler et al. (2022):** Stable Hydrogen Isotope Fractionation of Hydrogen in a Field Injection Experiment: Simulation of a Gaseous H₂ Leakage, ACS Earth Space Chem., 6, 3, 631–641. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acsearthspacechem.1c00254>
- [64] **Schwab et al. (2022):** Sulfate reduction and homoacetogenesis at various hypersaline conditions: Implications for H₂ underground gas storage, Frontiers in Energy Research, 11. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2023.1125619/full>
- [65] **Dopffel et al. (2023):** Microbial hydrogen consumption leads to a significant pH increase under high-saline-conditions: implications for hydrogen storage in salt caverns, Scientific Reports, 13, 10564. <https://www.nature.com/articles/s41598-023-37630-y>
- [66] **Underground Sun Conversion:** Homepage, zuletzt aufgerufen am 07.09.2023. <https://www.underground-sun-conversion.at/>

Beteiligte Institutionen



acatech Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.

acatech berät Politik und Gesellschaft, unterstützt die innovationspolitische Willensbildung und vertritt die Technikwissenschaften international. Ihren von Bund und Ländern erteilten Beratungsauftrag erfüllt die Akademie unabhängig, wissenschaftsbasiert und gemeinwohlorientiert. acatech verdeutlicht Chancen und Risiken technologischer Entwicklungen und setzt sich dafür ein, dass aus Ideen Innovationen und aus Innovationen Wohlstand, Wohlfahrt und Lebensqualität erwachsen. acatech bringt Wissenschaft und Wirtschaft zusammen. Die Mitglieder der Akademie sind herausragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus den Ingenieur- und den Naturwissenschaften, der Medizin sowie aus den Geistes- und Sozialwissenschaften. Die Senatorinnen und Senatoren sind Persönlichkeiten aus technologieorientierten Unternehmen und Vereinigungen sowie den großen Wissenschaftsorganisationen. Neben dem acatech FORUM in München als Hauptsitz unterhält acatech Büros in Berlin und Brüssel.

www.acatech.de



DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Die DECHEMA ist das kompetente Netzwerk für chemische Technik und Biotechnologie in Deutschland. Sie vertritt als gemeinnützige Fachgesellschaft diese Gebiete in Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft. Die DECHEMA fördert den technisch-wissenschaftlichen Austausch von Fachleuten unterschiedlicher Disziplinen, Organisationen und Generationen und bündelt das Know-how von über 5.500 Einzel- und Fördermitgliedern. Sie engagiert sich in (inter-)nationalen technischen Expertengremien und ist in öffentlich geförderten F&E-Projekten sowie der Auftragsforschung aktiv. Dabei koordiniert sie große Forschungsverbände und ist in verschiedenen Fördermaßnahmen für die Begleitforschung verantwortlich.

www.dechema.de

Autor*innen

- > **Dr. Jens Artz**
Teamleiter DECHEMA
- > **Dr. Benjamin Baur**
Referent Stakeholder-Dialog acatech
- > **Marie Biegel**
Studentische Hilfskraft acatech
- > **Dr. Dominik Blaumeiser**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Jasper Eitze**
Teamleiter acatech
- > **Dr. Alexandra Göbel**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Tamara Hanstein**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Dr. Christopher Hecht**
Wissenschaftlicher Referent ISEA RWTH Aachen University / acatech
- > **Thomas Hild**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Florian Hölting**
Wissenschaftlicher Referent ISEA RWTH Aachen University / acatech
- > **David Knichel**
Wissenschaftlicher Referent acatech
- > **Valerie Kwan**
Referentin Stakeholder-Dialog acatech
- > **Jördis Lemke**
Teamassistentin acatech
- > **Dr. Michaela Löffler**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Dr. Andrea Lübcke**
Teamleiterin acatech
- > **Alena Müller**
Referentin Stakeholder-Dialog acatech
- > **Lars Ole Reimer**
Redakteur Multimedia acatech
- > **Dr. Damien Rolland**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Anna Runkel**
Studentische Hilfskraft acatech
- > **Emre Yildirim**
Studentische Hilfskraft acatech

Ansprechpartner*innen acatech

- > **Jasper Eitze**
eitze@acatech.de
- > **Dr. Andrea Lübcke**
luebcke@acatech.de

Ansprechpartner*innen DECHEMA

- > **Dr. Jens Artz**
jens.artz@dechema.de
- > **Dr. Michaela Löffler**
michaela.loeffler@dechema.de



WASSERSTOFF KOMPASS

IMPRESSUM

Wasserstoff-Kompass
- Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft

Herausgebende

**acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e.V.**

Geschäftsstelle
Karolinenplatz 4
80333 München
T +49 (0) 89 / 52 03 09-0
F +49 (0) 89 / 52 03 09-900
info@acatech.de
www.acatech.de

**DECHEMA Gesellschaft für
Chemische Technik und Biotechnologie e.V.**

Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main
T +49 (0) 69 / 75 64-0
info@dechema.de
www.dechema.de

Geschäftsführendes Gremium des Präsidiums / acatech

Prof. Dr. Ann-Kristin Achleitner, Prof. Dr. Ursula Gather,
Dr. Stefan Oschmann, Manfred Rauhmeier,
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber,
Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner
Vorstand i.S.v. § 26 BGB:
Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner,
Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber, Manfred Rauhmeier

Verantwortlicher im Sinne des Presserechts

Dr. Jens Artz, DECHEMA

Redaktion

Jasper Eitze, Dr. Andrea Lübcke / acatech
Dr. Jens Artz, Dr. Michaela Löffler / DECHEMA

Gestaltung und Satz

Lindner & Steffen GmbH, www.lindner-steffen.de

Bildnachweis

AdobeStock: Santy Hong

Die Projektpartner danken dem Bundesministerium
für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie dem
Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)
für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens
(FKZ 03EWT002).

Betreut wurde das Projekt durch den Projektträger Jülich.

Erschienen im März 2024 in Frankfurt am Main

1. Auflage

ISBN 978-3-89746-245-8

www.wasserstoff-kompass.de

Empfohlene Zitierweise

acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass
- Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft,
Frankfurt am Main 2023, ISBN: 978-3-89746-245-8
<https://www.wasserstoff-kompass.de/handlungsfelder#>



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages