

H₂

WASSERSTOFF KOMPASS

Langzeitspeicherung
von Wasserstoff

Inhalt

Zusammenfassung	3
Einleitung	5
Zukünftiger Speicherbedarf	6
Speichertechnologien und Potenziale	8
H ₂ -Speicherung in geologischen Strukturen	9
Salzkavernen: Nutzung bestehender Erdgasspeicher	10
Salzkavernen: Aussolung	11
Porenspeicher	12
Speicherung in Form von H ₂ -Derivaten oder H ₂ -Trägern	13
Methanol	14
Ammoniak	16
Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)	17
Kraftstoffe aus der Fischer-Tropsch-Synthese	18
Methan	18
Dimethylether (DME)	19
Weitere Speicheroptionen	20
Wie kann ausreichend Speicherkapazität entwickelt werden?	22
Literaturverzeichnis	24
Impressum	28

Zusammenfassung

Für eine **saisonale Speicherung** von Wasserstoff kommen vor allem **geologische Strukturen im Untergrund** und die **chemische Speicherung in Form von Derivaten** infrage. In Europa bestehen erhebliche Potenziale an geologischen Speichern. Die Potenziale für die technologisch bereits weit entwickelte Nutzung von **Salzkavernen** beschränken sich dabei größtenteils auf Nord- und Mitteldeutschland, Polen und Gebiete unter der Nordsee. Im restlichen Europa können neben vereinzelt Salzkavernen perspektivisch **Porenspeicher** (ausgeförderte Erdgas- und Erdöllagerstätten sowie Aquifere) genutzt werden. Diese Form der Speicherung befindet sich aber noch in einer frühen Entwicklungsphase, sodass bis 2030 kein signifikanter Beitrag zu erwarten ist. Unternehmen in Deutschland konzentrieren sich derzeit auf die bereits kurz vor der Kommerzialisierung stehenden Kavernenspeicher, während in Ländern ohne entsprechende Potenziale (zum Beispiel Österreich) intensiver an Porenspeichern geforscht wird.

Entscheidend dafür, ob der Speicherbedarf mittelfristig gedeckt werden kann, sind nicht so sehr die geologischen Potenziale, sondern vielmehr die **kurzfristig erschließbaren Speicherpotenziale**. Die Erschließung von Untergrundspeichern, selbst wenn die benötigten Technologien wie im Falle von Kavernenspeichern bereits Marktreife erlangt haben, nimmt dabei generell viel Zeit in Anspruch. So ist für den Neubau eines Kavernenspeichers inklusive Solung der Kaverne mit 10 bis 15 Jahren zu rechnen. Selbst die Umrüstung eines bisher für die Erdgasspeicherung genutzten Kavernenspeichers auf Wasserstoff dauert im besten Fall 5 bis 7 Jahre, wobei langwierige Genehmigungsverfahren die Dauer wesentlich erhöhen können.

Vor einer **Umrüstung einer Kaverne von Erdgas auf Wasserstoff** muss geprüft werden, ob dies die Versorgungssicherheit gefährdet. Für die Planung, wann welche Speicher umgerüstet werden können, ist ein übergreifender Transformationspfad von Erdgas zu Wasserstoff erforderlich. Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch die Umstellung aufgrund der niedrigeren Energiedichte von Wasserstoff energetische Speicherkapazität verloren geht.

Da sich der Betrieb von Wasserstoffuntergrundspeichern am derzeitigen Markt nicht rentiert und das unternehmerische Risiko hoch ist, werden bisher nur Projekte mit hoher **staatlicher Förderung** umgesetzt. Angesichts der langen Bauzeiten bei Untergrundspeichern ist **zweifelhaft, ob schnell genug ausreichend Speicherkapazität aufgebaut werden kann, um den in Szenarien für 2030 ermittelten Mindestbedarf von 1 Terawattstunde in Deutschland zu decken**.

Wird Wasserstoff in **Derivate wie Methanol, Ammoniak oder Methan** umgewandelt, erleichtert dies **Transport und Speicherung großer Energiemengen**. Vorteilhaft sind dabei insbesondere die höhere volumetrische Energiedichte flüssiger Derivate sowie die teilweise bereits bestehende Infrastruktur (zum Beispiel Tanks), die weiter genutzt werden kann. Diese Eigenschaften treffen ebenfalls auf flüssige organische Wasserstoffträger (englisch Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) zu. Zudem lassen sich Derivate in vielen Fällen direkt einsetzen, sie müssen vor der Anwendung also nicht in Wasserstoff rückumgewandelt werden. Beispielsweise werden in der Chemieindustrie große Mengen an Methanol benötigt. Auch für die Verstromung in Gasturbinen lässt sich Methanol direkt einsetzen. Insgesamt ist eine **Vielzahl an Einsatzge-**

bieten und Umwandlungsrouten denkbar. Energieverlust und Kosten für Umwandlung und gegebenenfalls erforderliche Rückumwandlung sind jeweils gegen die Vorteile bei Transport und Speicherung abzuwägen. Für die Herstellung von kohlenstoffhaltigen Derivaten und Wasserstoffträgern (unter anderem Methanol, Methan und LOHC) ist zu berücksichtigen, dass langfristig eine klimaneutrale Kohlenstoffquelle notwendig sein wird.

Weitere Speicheroptionen sind entweder eher als **Kurzzeitspeicher** geeignet (**Drucktanks** und die als **Line Packing** bezeichnete Speicherung im Wasser-

stoffnetz) oder wurden bisher vorwiegend als Energieträger und/oder Speicher für bestimmte Einsatzbereiche wie den Verkehrssektor erforscht (**Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese, Dimethylether, Flüssigwasserstoff, Metallhydride**) und ergänzen die saisonale Speicherung.

In der Gesamtschau zeigt sich **dringender Handlungsbedarf**, um die für eine klimaneutrale Industrie und Energieversorgung erforderlichen Kapazitäten an Wasserstoffspeichern rechtzeitig bereitstellen zu können.

Einleitung

Wasserstoff (H₂) wird in einem klimaneutralen Wirtschaftssystem eine hohe Bedeutung haben, sowohl als Rohstoff als auch als Energieträger mit vielfältigen Einsatzbereichen in Industrie, Verkehr und Stromerzeugung. Auch wenn der erneuerbar hergestellte Wasserstoff kurzfristig in begrenzten Mengen zur Verfügung stehen und daher zunächst in Schlüsselanwendungen Einzug halten wird, werden ihm mittel- und langfristig breite Einsatzgebiete vorausgesagt. In einem klimaneutralen Energiesystem werden Wasserstoff und Wasserstoffderivate eine wichtige Rolle spielen, um saisonale Schwankungen bei der Verfügbarkeit von Strom aus Wind- und Solarenergie auszugleichen. Dafür muss der Wasserstoff – teilweise über lange Zeiträume – gespeichert werden. Wasserstoffspeicher können als strategische Reserve auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Falle einer Reduzierung oder eines Ausfalls von Energieimporten beitragen.

Wasserstoffspeicher werden zukünftig ein wesentlicher Teil der Energieinfrastruktur sein, der Aufbau der erforderlichen Speicherkapazitäten muss zeitnah begonnen werden. Die Wichtigkeit, frühzeitig die Grundlagen für eine Speicherinfrastruktur zu schaffen, betont die fortgeschriebene Nationale Wasserstoffstrategie. 2024 soll eine dedizierte Wasserstoffspeicherstrategie vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz finalisiert werden. Im Referenzdokument für europäische Wasserstoffaktivitäten, der 2020 veröffentlichten Wasserstoffstrategie der Europäischen Union (EU), werden keine konkreten Ziele für den Ausbau von Wasserstoffspeichern genannt. Die

Entwicklung von sowie Forschung und Innovation zu Wasserstoffspeichern wird in der Strategic Research and Innovation Agenda (SRIA) erwähnt.

Im folgenden Papier geben wir zunächst Schätzungen der mittel- und langfristigen Energiemengen, die jährlich in Deutschland und der Europäischen Union in Form von Wasserstoff gespeichert werden müssten. Danach folgt ein Überblick wichtiger Technologien für die Langzeitspeicherung – die Speicherung über Monate hinweg – mit einem Fokus auf Optionen, die großskalig und daher auch als Reserven für die saisonalen Speicherbedarfe des Stromsystems oder als Resilienzpuffer dienen können. Ziel des Papiers ist es, unter Berücksichtigung auch wirtschaftlicher Aspekte und weiterer Rahmenbedingungen realistische Optionen für die Langzeitspeicherung zusammen mit ihren Chancen, ihren Hürden und den entsprechenden Bedarfen an Forschung und Entwicklung (FuE) aufzuzeigen.

Teil der Vorbereitung dieses Kurzpapiers war ein virtueller Round Table, bei dem Expert*innen aus sieben Institutionen die Rolle von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten beziehungsweise -trägern für die Langzeitspeicherung diskutierten. Der Round Table fand am 28.02.2024 statt, und die teilnehmenden Forschungseinrichtungen beziehungsweise Unternehmen waren: E.ON Energy Research Center gGmbH; ESK GmbH; EWE GASSPEICHER GmbH; Forschungszentrum Jülich; Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ; Stoenrgy Deutschland Infrastructure GmbH; Technische Universität Berlin.

Zukünftiger Speicherbedarf

Der in Energieszenarien ermittelte Bedarf an Wasserstoffspeichern weist je nach Annahmen der Szenarien eine große Bandbreite auf. Für Deutschland liegen die Bedarfsschätzungen zwischen 1 und 16 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2030 und zwischen knapp 60 und über 100 TWh im Jahr 2045 (siehe Abbildung 1). Schätzungen für den Speicherbedarf in der EU unterscheiden sich in verschiedenen Szenarien sogar noch stärker (siehe Abbildung 2).

Der Bedarf an Wasserstoffspeichern hängt von der Saisonalität des Wasserstoffbedarfs, der Saisonalität der Wasserstoffverfügbarkeit (durch inländische Elektrolyse und Importe) und der Höhe des Wasserstoffbedarfs ab. Unter anderem beeinflussen folgende Faktoren den Speicherbedarf:

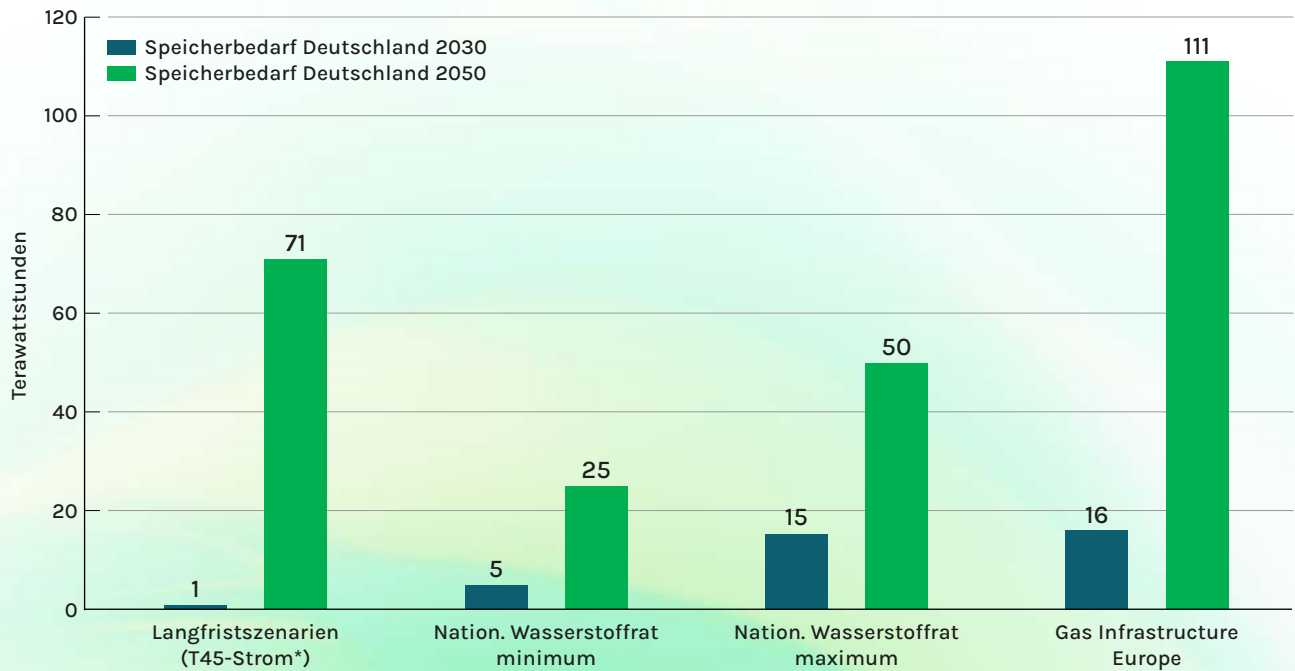
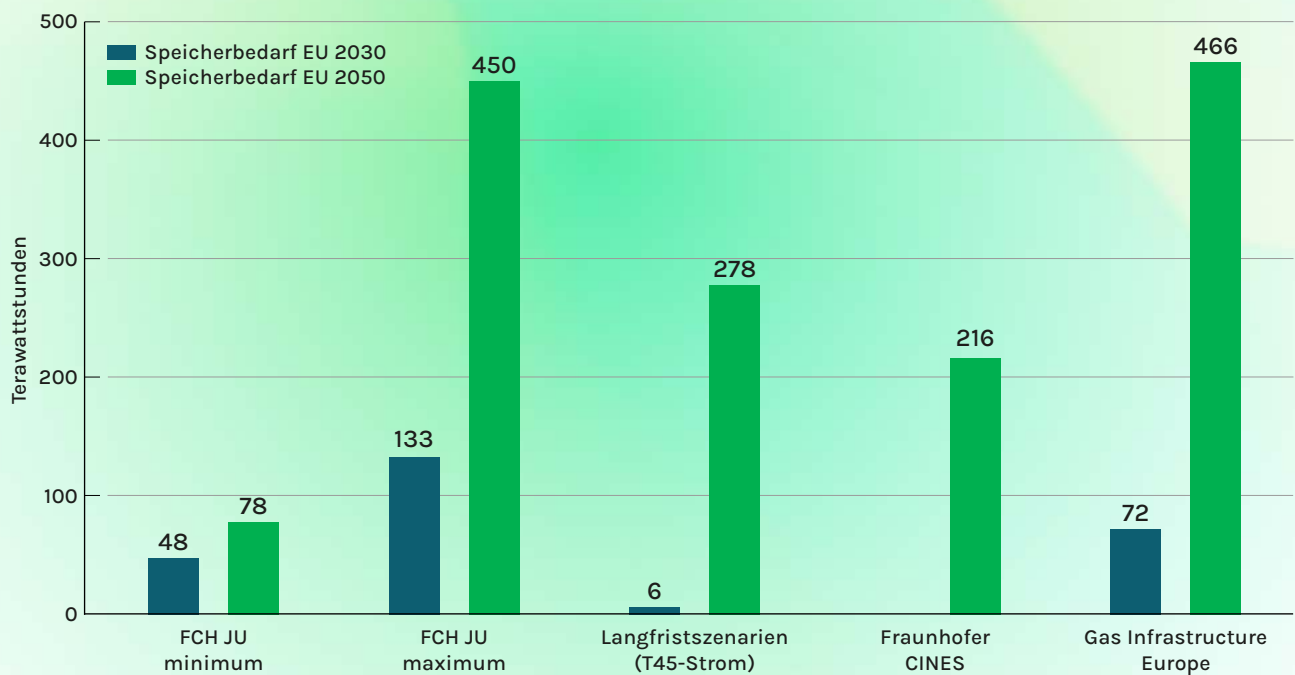
- Wird viel Wasserstoff im Wärmesektor eingesetzt, entsteht ein großer Bedarf an saisonaler Speicherung. Auch der Einsatz in wasserstoffbetriebenen Kraftwerken zur Überbrückung von Dunkelflauten führt zu einem Speicherbedarf. In der Industrie hingegen ist die Saisonalität des Wasserstoffbedarfs voraussichtlich eher gering. Wasserstoff wird im Jahresverlauf in etwa im gleichem Umfang eingesetzt.
- Das Ausmaß an direkter Elektrifizierung und am Einsatz von Wasserstoffderivaten (unter anderem Methanol, Ammoniak) hat Einfluss auf den Bedarf an Wasserstoff und dessen Speicherung.
- In welchem Umfang Stahl- und Chemieindustrie als potenziell große Wasserstoffabnehmer zukünftig in Deutschland und Europa produziert werden, hat Einfluss auf den Wasserstoffbedarf.
- Der Bedarf an lokaler Speicherung ist auch davon abhängig, inwieweit durch Ausbau der Strom- und

Wasserstoffnetze über ganz Europa hinweg Potenziale zum Ausgleich lokaler Defizite und Überschüsse genutzt werden können.

- Eine enge Wechselwirkung besteht auch mit der Nutzung von Biomasse, die als ebenfalls speicherbarer Energieträger in bestimmten Anwendungsfeldern eine Alternative zu Wasserstoff darstellt. In der Chemieindustrie kann Biomasse als Rohstoff eingesetzt werden, alternativ zu Kohlenwasserstoffen aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (CO₂). In welchen Sektoren wie viel Biomasse eingesetzt wird, hat daher Auswirkungen auf den Wasserstoffbedarf.

Da es nicht möglich ist, alle diese Entwicklungen vorherzusagen, kann die Höhe des zukünftigen Bedarfs an Wasserstoffspeicherung nur sehr grob abgeschätzt werden. Trotz der Unsicherheiten zeigen aber sowohl alle Szenarien als auch Marktumfragen, dass ein substanzieller Bedarf an Wasserstoffspeicherung auch schon 2030 zu erwarten ist. Der zügige Aufbau von Speicherkapazitäten ist daher eine No-Regret-Maßnahme.

Neben den in Szenarien untersuchten Zusammenhängen gibt es weitere Faktoren, die den Bedarf an Wasserstoffspeicherung beeinflussen. So ist eine wichtige Frage, in welchem Umfang eine strategische Reserve (ähnlich der heutigen Erdölreserve) an Wasserstoff oder seinen Derivaten angelegt werden soll, um für Ausfälle von Energielieferungen, ungewöhnlich kalte Winter und andere Extremsituationen gerüstet zu sein. Einer Studie zufolge steigt der Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazität von 107 auf 165 TWh, wenn das heutige Resilienzniveau beibehalten werden soll.¹

Abbildung 1: Zukünftiger Wasserstoffbedarf in Szenarien für Deutschland²⁻⁵Abbildung 2: Zukünftiger Wasserstoffbedarf in Szenarien für die EU [FCH JU: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking]^{2,5,7,12}

Speichertechnologien und Potenziale

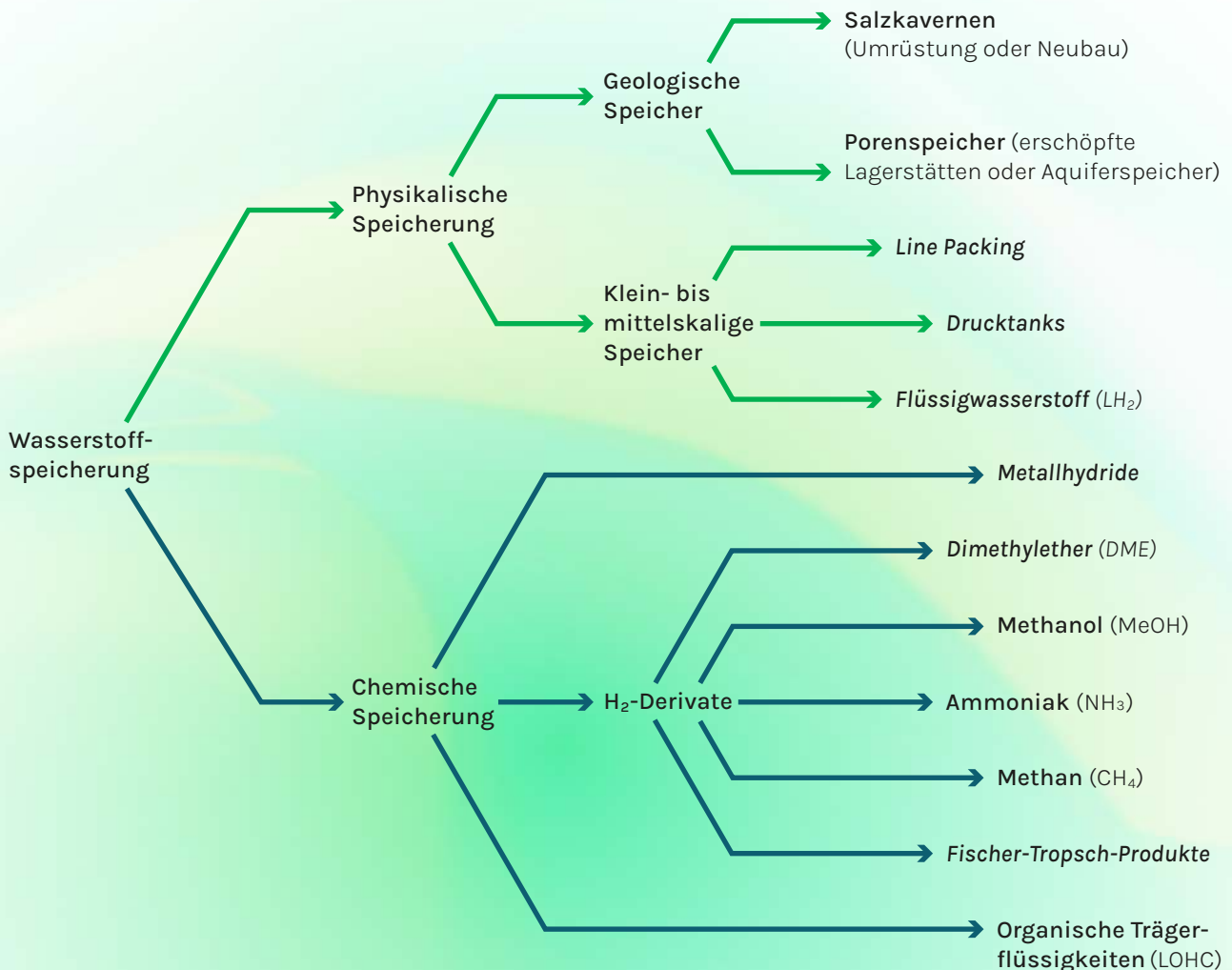


Abbildung 3: Im Papier betrachtete Wasserstoffspeicheroptionen; Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 1 zeigt die im Papier beschriebenen Speichertechnologien, die wir in die Kategorien physikalische und chemische Speicherung einteilen. Ferner unterscheiden wir bei den physikalischen Speicheroptionen zwischen geologischen Speichern und kleineren beziehungsweise mittelskaligen Speicheroptionen für elementaren Wasserstoff. Zu den chemischen Speichern gehören Metallhydride, Wasserstoffderivate und Wasserstoffträger.

Gut geeignet aus technischen und wirtschaftlichen Gründen für die Langzeitspeicherung (Speicherung über Monate) sind die Lagerung im geologischen Untergrund und die Speicherung in Form von Wasser-

stoffderivaten oder -trägern (gefettet). Ausgewählte klein- und mittelskalige Speicher (kursiv gesetzt) beschreiben wir ebenfalls, um die Unterscheidung zwischen für die Kurz- (weniger als ein Tag bis zu mehreren Tagen) und für die Langzeitspeicherung geeigneten Optionen zu verdeutlichen. Die vier als klein- oder mittelskalig kategorisierten Optionen sind technisch in der Lage, Wasserstoff ohne oder mit wenig Verlusten über Monate zu speichern. Jedoch sind sie wenig für eine großskalige Langzeitspeicherung geeignet, da die Kapazitäten typischer Behälter zu niedrig und die Investitionskosten für die Speicher- oder verwandte Infrastruktur zu hoch ausfallen.

H₂-Speicherung in geologischen Strukturen

Geeignete geologische Strukturen bieten kostengünstig große Speichervolumen und werden daher bereits für die Speicherung von Erdgas in großem Umfang genutzt. Dabei kommen Salzkavernen und Porenspeicher zum Einsatz. Beide Arten von geologischen Speichern kommen auch für die Speicherung von Wasserstoff in Betracht, müssen allerdings an die Eigenschaften von Wasserstoff angepasst werden. Da wenig Erfahrung mit der Speicherung von Wasserstoff im Untergrund vorliegt, besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf:

- Entwicklung von für Wasserstoff geeigneten untertägigen (Zement, Stahl, Sicherheitsventile) und obertägigen (Qualitätsmessung, Mengenmesstechnik für Wasserstoff) Komponenten
 - Optimierung der Performance
 - Demonstration eines sicheren Betriebs
 - Untersuchung der Akzeptanz
- Forschungs- und Entwicklungsbedarfe, die spezifisch sind für die jeweiligen geologischen Formationen (Salzkavernen, Porenspeicher), werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.
- Insgesamt sind die geologischen Potenziale erheblich, die tatsächlich nutzbaren Potenziale können aber aufgrund wirtschaftlicher, gesellschaftlicher und ökologischer Restriktionen wesentlich niedriger ausfallen. Nutzungskonkurrenzen um geeignete geologische Formationen mit der dauerhaften Speicherung von Kohlenstoffdioxid (englisch Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS) sind aus Sicht von Fachleuten nicht zu befürchten.⁸

SALZKAVERNEN: NUTZUNG BESTEHENDER ERDGAS-SPEICHER

Salzkavernen sind Hohlräume in Salzstöcken, typischerweise 400 bis 2.500 Meter unter der Erdoberfläche. Sie eignen sich gut zur Speicherung von Erdgas und Wasserstoff, da das Salzgestein mit den Gasen nicht reagiert. Bisher zur Erdgasspeicherung genutzte

Salzkavernen können für die Wasserstoffspeicherung umgewidmet werden.

Kavernen, die ausschließlich zur Solegewinnung errichtet wurden, sind generell weniger gut zur Gasspeicherung geeignet, da ihnen die mechanische Stabilität fehlt, um hohen Drücken und Druckschwankungen standzuhalten.

Potenzielle Deutschland/ Europäische Union	<ul style="list-style-type: none"> Die in Europa bestehenden Salzkavernen konzentrieren sich aufgrund der geologischen Voraussetzungen auf den Nordwesten Deutschlands und auf Mitteldeutschland.³ Die Größen und deshalb die Speicherkapazitäten einzelner Salzkavernen(speicher) variieren stark. Eine Studie gibt eine Bandbreite von 0,07 bis 0,2 TWh für die Speicherkapazität einer Einzelkaverne an.⁶ Die Speicherkapazität eines repräsentativen Gesamtspeichers, der mehrere Kavernen umfasst, beträgt circa 1 TWh.⁹ An Speicherstandorten können mehrere Kavernen errichtet werden. Aufgrund der niedrigeren volumetrischen Energiedichte und Kompressibilität von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas bieten die in Deutschland vorhandenen 31 Erdgaskavernenspeicher⁹ eine Speicherkapazität von 168 TWh Erdgas, aber nur 33 TWh Wasserstoff (H₂).³ In der EU würde eine Umrüstung aller für die Erdgasspeicherung genutzten Salzkavernen 50 TWh Speicherkapazität bieten.⁵
Mögliche Ausbaugeschwindigkeit	<ul style="list-style-type: none"> 3–7 Jahre für die Umrüstung eines Erdgaskavernenspeichers auf Wasserstoff, davon 2–4 Jahre für den Austausch der im Speicher befindlichen minimalen Gasmenge (Kissengas) durch Wasserstoff. Die obertägige Anlage muss in der Regel neu gebaut werden. Zeitkritisch könnten ein möglicher Fachkräftemangel und die kleine Anzahl für den Bau befähigter Unternehmen sein. Langwierige Genehmigungsprozesse können zu mehrjährigen Verzögerungen führen. Vor einer Umrüstung muss geprüft werden, ob dies die Versorgungssicherheit gefährdet. In Deutschland ist dafür eine Prüfung durch die Bundesnetzagentur erforderlich.
Speichercharakteristik	<ul style="list-style-type: none"> Gut geeignet für saisonale Speicherung. Mehrere Ladezyklen pro Jahr¹⁰ möglich (die Anzahl kann durch optimiertes Design erhöht werden). Schnelle Ein- und Ausspeicherung möglich. Abhängig von den konkreten Bedingungen, verringert sich der Hohlraum durch natürliche Kriechbewegungen des Salzes um etwa 1 Prozent (%) pro Jahr.¹¹ Bis 2035 könnten so circa 10 % des heutigen Kavernenvolumens verloren gehen.
Umweltauswirkungen/ Risiken	<ul style="list-style-type: none"> Im Vergleich zum Neubau von Kavernen sind die Risiken und Umweltauswirkungen geringer, da Risiken durch den Bau der Kaverne (zum Beispiel durch Seismizität) entfallen. Auch die Entsorgung der Sole fällt je nach Art der Umrüstung teilweise oder gänzlich aus. Gegenüber der Weiternutzung als Erdgasspeicher sind keine wesentlichen zusätzlichen Umweltauswirkungen und Risiken zu erwarten. Wasserstoff kann bei metallischen Werkstoffen zu Versprödung und Korrosion führen, daher sind die verbauten Werkstoffe auf Eignung für Wasserstoff zu prüfen.⁹
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> CapEx (Investitionskosten bezogen auf das Fassungsvermögen einer Kaverne): Zwischen 7¹² und 26 Euro je Kilogramm (€/kg) H₂.⁵ Bei den Kostenabschätzungen wird nicht zwischen Umrüstung und Neubau unterschieden und Kosten für Obertageanlagen wie Kompressoren werden nicht berücksichtigt. Die Anpassung eines Kavernenspeichers (Fassungsvermögen circa 500 Mio. m³) kostet circa 45–83 Millionen (Mio.) €. ⁹ Levelized Cost of Hydrogen Storage (LCOS): 0,45–3,5 €/kg H₂ je nach Größe der Kaverne und Zahl der jährlichen Speicherzyklen.¹
Entwicklungsstand/ FuE-Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> Kavernenspeicher stehen kurz vor der Kommerzialisierung. Praktische Betriebserfahrungen bestehen bereits anhand von einigen aktiven Speichern.¹³ Noch bestehen Unsicherheiten in Bezug auf mögliche Verunreinigung des gespeicherten Wasserstoffs durch bisher noch nicht auszuschließende physikalische, chemische und mikrobiologische Prozesse in der Kaverne. Zur Optimierung der ober- und untertägigen Designs bei angepassten Betriebsweisen durch die Umstellung auf H₂ besteht FuE-Bedarf. Für die Umrüstung von Erdgasspeichern auf H₂ sollte in Energieszenarien stärker als bisher untersucht werden, wann welche Speicher aus der Erdgasspeicherung herausgenommen werden können. Für Untertagespezialkomponenten (Zement, Stahl, Sicherheitsventile) sind derzeit keine Angaben für die Wasserstoffeignung verfügbar. Daher ist nach derzeitigem Stand für eine Anpassung an Wasserstoff eine Detailuntersuchung der jeweiligen Speicher notwendig.¹¹ Auch eine Standardisierung ist ausstehend.
Möglicher Beitrag zur Energieversorgung	<ul style="list-style-type: none"> Die bestehenden Erdgaskavernenspeicher bieten ein begrenztes, aber theoretisch relativ schnell erschließbares Potenzial für die saisonale Speicherung von Wasserstoff. In der Praxis bestehen jedoch zahlreiche logistische und regulatorische Herausforderungen (unter anderem durch Genehmigungsverfahren), sodass Unternehmen es teilweise bevorzugen, neue Kavernen im direkten räumlichen Umfeld von bereits erschlossenen Kavernen anzulegen.⁸

SALZKAVERNEN: AUSSOLUNG

Durch Aussolung können in geeignetem Salzgestein zusätzliche Kavernenspeicher angelegt werden, die in ihrer Funktionsweise den umgenutzten Erdgasspeicherkavernen gleichen.

Potenziale Deutschland/ Europäische Union	<ul style="list-style-type: none"> • Geeignete Salzformationen für den Bau von Kavernenspeichern finden sich in Europa größtenteils in Nord- und Mitteldeutschland, in Polen und unter der Nordsee. • Das technische Potenzial von Onshore-Salzavernen in Europa, unter Berücksichtigung des wirtschaftlichen Kriteriums eines Maximalabstands von der Küste für die Soleentsorgung im Meer, beträgt 7.300 TWh. 60 % davon befinden sich in Deutschland. Das tatsächlich realisierbare Potenzial wäre jedoch unter Hinzuziehung weiterer wirtschaftlicher, ökologischer und sozialer Kriterien deutlich geringer.⁶
Mögliche Ausbaugeschwindigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Neubau und Solung einer Kaverne benötigen 10–15 Jahre.¹¹ • Fachkräftebedarf, die Anzahl für den Bau befähigter Unternehmen und Genehmigungsprozesse sind wie beim Umbau von Kavernenspeichern auch beeinflussende Faktoren.
Speichercharakteristik	<ul style="list-style-type: none"> • Im Wesentlichen wie bei der Umnutzung von Erdgasspeicherkavernen.
Umweltauswirkungen/ Risiken	<ul style="list-style-type: none"> • Das größte Problem ist die Entsorgung der anfallenden Sole. Im günstigsten Fall gibt es Chemieindustrie in der Nähe, die die Sole abnimmt. Ansonsten kann die Sole über die Einleitung ins Meer entsorgt werden. Trotz Vorkehrungen wie das Vermischen der Sole mit dem Meerwasser besteht das Risiko einer Schädigung der Ökosysteme durch ungeplant lokal sehr hohe Salzkonzentrationen. An küstenfernen Standorten ist eine Rückführung in geologische Strukturen über Versenkungsbohrungen möglich. Die Entsorgungsmöglichkeiten hängen von den geltenden Umweltvorschriften ab. • Mancherorts kann der Zugang zu Wasser, das in die künftige Kaverne eingepumpt werden muss, problematisch sein. • Risiken des Kavernenneubaus sind unter anderem Schäden an obertägiger Bebauung, die durch Landabsenkung und Mikroseismizität verursacht werden. Diese Risiken werden anhand eines Mindestabstands zu Wohnsiedlungen auf ein allgemein akzeptiertes Maß reduziert.
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • CapEx (Investitionskosten bezogen auf das Fassungsvermögen einer Kaverne): zwischen 7¹² und 29 €/kg H₂. Bei der niedrigeren Kostenabschätzung wird nicht zwischen Umrüstung und Neubau unterschieden und Kosten für Obertageanlagen wie Kompressoren werden nicht berücksichtigt. Beim Neubau sind die Kosten am oberen Ende der Bandbreite zu erwarten.
Entwicklungsstand/ FuE-Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Die Aussolung von Salzavernen ist technisch ausgereift, jedoch bestehen größtenteils dieselben FuE-Bedarfe wie bei der Umrüstung von Salzavernen.
Möglicher Beitrag zur Energieversorgung	<ul style="list-style-type: none"> • Aussolung zusätzlicher Salzavernen könnte dazu beitragen, den Bedarf an saisonalen Wasserstoffspeichern zu decken, da die Umrüstung bestehender Erdgaskavernenspeicher voraussichtlich nicht ausreicht.

PORENSPEICHER

Heute werden in Deutschland Porenspeicher mit einer Kapazität von 94 TWh zur Erdgasspeicherung genutzt.³ Das Gas wird dabei in poröses Gestein, meist

Sandstein, gepresst. Geeignete geologische Bedingungen finden sich in ausgeförderten Erdgas-/Erdöllagerstätten sowie Aquiferen. Zukünftig könnte auch Wasserstoff in Porenspeichern gelagert werden.

Potenziale Deutschland/ Europäische Union	<ul style="list-style-type: none"> • Die Größen und deshalb die Speicherkapazitäten einzelner Porenspeicher variieren stark. Die Speicherkapazität eines generischen Porenspeichers beträgt circa 1 TWh.⁹ • Das Gesamtpotenzial in der EU wird auf 6.850 TWh onshore geschätzt.¹⁴ • Laut einem umfangreichen europäischen Konsortialprojekt liegt das Potenzial durch eine Umrüstung bestehender und geplanter europäischer Porenspeicher von Erdgas auf Wasserstoff bei mindestens 375 TWh, in Deutschland bei 27 TWh.¹⁵ • Laut einer auf einer Szenarienberechnung basierenden Einschätzung könnten 4 der 16 derzeit für die Erdgasspeicherung verwendeten Porenspeicher in Deutschland umgerüstet werden, und sie würden insgesamt nur eine Kapazität von 1,7 TWh Wasserstoffspeicherung bieten.⁹ • Porenspeicher sind geografisch gut verteilt, wobei innerhalb Deutschlands die Potenziale im Süden höher sind.
Mögliche Ausbaugeschwindigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Bis 2030 ist kein signifikanter Beitrag zu erwarten.⁸
Speichercharakteristik	<ul style="list-style-type: none"> • Im Allgemeinen gut geeignet für die saisonale Speicherung von Gasen, wie die Erfahrungen mit der Erdgasspeicherung zeigen. Jedoch bestehen für die Speicherung von Wasserstoff Risiken, die an jedem Standort untersucht werden müssen. Im Vergleich zu Salzkavernen trägeres Verhalten und daher geringere Ein- und Ausspeicherleistungen. Aufgrund der langsamen Ausspeicherung nur für 1-2 Ladezyklen pro Jahr geeignet.^{10, 16}
Umweltauswirkungen/ Risiken	<ul style="list-style-type: none"> • Durch mikrobielle Aktivität bestehen das Risiko einer Verstoffwechslung des Wasserstoffs mit Gesteinsmineralien wie Carbonaten und Sulfaten zu Schwefelwasserstoff und/oder Methan sowie das einer Versottung der Poren.⁹ • Geochemische Interaktion zwischen Wasserstoff und Gestein sind möglich.⁹ • Forschungsergebnisse deuten darauf hin, dass die unerwünschten Umwandlungsprozesse durch geeignete Bedingungen (Temperatur, Druck, Salinität) reduziert oder ausgeschlossen werden können.⁹ • Die Eignung von Aquiferen ist unsicherer als bei erschöpften Erdgas-/Erdöllagerstätten, da es zu diesen Standorten weniger häufig gute Daten gibt (zum Beispiel zur Seismizität).
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • CapEx (Investitionskosten bezogen auf das Fassungsvermögen eines Porenspeichers): zwischen 1,8€/kg H₂¹² und 18€/kg H₂.⁵ Bei der niedrigeren Kostenabschätzung werden nur Kosten für den Austausch des Kessengases berücksichtigt, nicht die Kosten für Anpassungen des Bohrlochs und die Vorbereitung des Standorts. • Die Kosten für die Umrüstung eines repräsentativen Erdgasspeichers auf Wasserstoff (Fassungsvermögen 550 Mio. m³) werden auf 28-58 Mio. € geschätzt.⁹
Entwicklungsstand/ FuE-Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Es besteht wenig Erfahrung zur H₂-Lagerung in Porenspeichern. • Deutlicher FuE-Bedarf hinsichtlich (standortspezifischer) chemischer und biologischer Reaktionen; Fragen zu Mikrobiologie und Geochemie können teilweise im Labor untersucht werden. • Ein Demonstrator könnte wichtige Erfahrungswerte mit dem Betrieb liefern. • Neben der reinen Speicherung von H₂ in Porenspeichern wird auch eine Methanisierung von H₂ und CO₂ durch mikrobielle Prozesse erprobt.¹⁶ In welchem Umfang und mit welcher Geschwindigkeit die Konvertierung stattfindet, ist schwer zu steuern – eine vollständige Umwandlung ist unwahrscheinlich. Daher stellt sich die Frage, wie man das resultierende Mischgas verwendet beziehungsweise ob man die Gase separiert.
Möglicher Beitrag zur Energieversorgung	<ul style="list-style-type: none"> • Inwieweit Porenspeicher für Wasserstoff genutzt werden können, hängt unter anderem davon ab, ob es gelingt, die unerwünschten mikrobiellen und chemischen Reaktionen zu beherrschen. • In welchem Umfang das große theoretische Potenzial zur Wasserstoffspeicherung bis 2050 erschlossen werden kann, ist noch unklar.

Speicherung in Form von H₂-Derivaten oder H₂-Trägern

Vielen H₂-Derivaten und -Trägern gemein sind ihre Vorteile für den Transport sowie für die klein- bis mittel-, gegebenenfalls auch großskalige Speicherung. Die Derivate Methanol (MeOH), Ammoniak (NH₃), Produkte aus der Fischer-Tropsch(-FT)-Synthese oder Dimethylether (DME) und flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) sind bei Umgebungstemperatur und -druck (beziehungsweise unter leichtem Druck) flüssig,^{12, 17, 18} was mit einer höheren volumetrischen Dichte als bei Flüssigwasserstoff oder Wasserstoff in Drucktanks einhergeht. Ebenfalls können sie geografisch uneingeschränkt zum Einsatz kommen.

Methanol und Ammoniak sind nicht nur Derivate, die in Wasserstoff zurückverwandelt oder verstromt werden können. Zudem finden beide bereits jetzt direkt Verwendung, beispielsweise in der chemischen Industrie oder für die Düngemittelherstellung. Außerdem lassen sie sich in erprobten Tanksystemen lagern und sind vielversprechende klimaneutrale Schiffskraftstoffe. Für LOHC könnten auch Tanks für Erdöl für die Speicherung verwendet werden, sobald diese durch sinkenden Bedarf frei werden.¹² Auch bestehende Tanks für Flüssigerdgas (englisch Liquefied Natural Gas, LNG) könnten zukünftig zur Lagerung von Methanol oder LOHC dienen. Wie teuer die Umrüstung sein könnte, ist unbekannt, jedoch wäre die Speicherkapazität beträchtlich. Beispielsweise könnten knapp 1 Million Tonnen (t) Methanol (entspricht circa 35 TWh)

gelagert werden, wenn alle LNG-Tanks in Europa (Gesamtkapazität 8,5–9,1 Mio. Kubikmeter) zu Methanol-tanks umgerüstet würden.

Nachteilig können zwei Aspekte sein: Für die Umwandlung und Rückumwandlung sind hohe Temperaturen und teilweise teure Materialien notwendig.^{19–22} Bei den Kohlenwasserstoffen ist auch die klimaneutrale Gewinnung von Kohlenstoff ein wichtiger Kostenfaktor. Die künftige Verfügbarkeit beziehungsweise die Bezahlbarkeit von CO₂ aus biogenen Quellen oder aus der Umgebungsluft ist ungewiss, und es müssen Kohlenstoffkreisläufe inklusive Infrastruktur etabliert werden. Die Gewinnung von CO₂ aus der Umgebungsluft geht zudem mit einem hohen Energiebedarf einher. Bei der Nutzung aller kohlenstoffhaltigen Derivate oder Träger bestehen FuE-Bedarfe zur CO₂-Abscheidung, um eine Kreislaufführung zu ermöglichen (Abbildung 4 veranschaulicht die CO₂-Kreislaufführung bei Herstellung und Nutzung von Methanol). Diese Vor- und Nachteile gelten auch für das gasförmige Wasserstoffderivat Methan (CH₄), für das bereits bestehende Infrastruktur ebenfalls weiterverwendet werden kann.

Der Bedarf an Wasserstoffspeichern steht in Wechselwirkung mit der Verfügbarkeit und Anwendung von H₂-Derivaten und -Trägern. Je mehr Derivate oder flüssige Wasserstoffträger importiert und direkt verwendet werden, desto weniger molekularer Wasserstoff (H₂) muss gespeichert werden.

METHANOL

Methanol (chemische Formel CH₃OH, abgekürzt MeOH) wird durch die Reaktion von Wasserstoff mit Kohlenmonoxid (CO) erzeugt. Es kann stofflich oder energetisch eingesetzt oder wieder in Wasserstoff umgewandelt werden. Durch flexibles Hoch- und Runterfahren kann die Methanolsynthese dann Wasserstoff aufnehmen, wenn sehr viel vorhanden ist, und so den Bedarf an Wasserstoffspeichern etwas senken.

Methanol ist an jenen Standorten nützlich, wo der Zugang zu in Kavernen gespeichertem Wasserstoff nicht möglich ist – durch die Abwesenheit einer nahe-

gelegenen Kaverne oder, weil der Standort weder am Wasserstofftransportnetz angeschlossen noch in dessen Nähe ist. Methanol könnte auch langfristig gespeichert werden, vergleichbar mit der heutigen Ölreserve, um eine strategische Reserve für Schlechtwetterjahre und Extremereignisse zu bilden. Wird stark auf Methanol gesetzt, sind Gaskraftwerke mit Allam Cycle eine interessante Alternative zu Kraftwerken mit Post-combustion Capture, da mit dieser noch nicht ausgereiften Technologie die fast verlustfreie zyklische Nutzung von CO₂ ermöglicht wird.²³

Potenziale Deutschland/ Europäische Union	<ul style="list-style-type: none"> Tanks mit einem Volumen von 200.000 Kubikmeter (m³) sind möglich; bisher üblich sind Tanks mit einer Kapazität bis 50.000 m³.^{12, 24} Diese speichern 40 Kilotonnen (kt) MeOH, in denen 5 kt H₂ beziehungsweise 0,2 TWh gebunden sind. Wenn Methanol in H₂ rückumgewandelt wird, steigert sich das Speicherpotenzial von MeOH, da neben der Freisetzung des bereits chemisch gespeicherten H₂ auch zusätzliches H₂ durch die nötige Zugabe von Wasser beim Prozess der Rückumwandlung erzeugt wird.
Speichercharakteristik	<ul style="list-style-type: none"> Flüssig bei Umgebungsdruck und -temperatur.¹² Volumetrische Wasserstoffspeicherdichte: 99 Kilogramm (kg) H₂/m³,²⁴ gravimetrische Wasserstoffspeicherdichte: 12,5 Gew.-%²⁵ – durch Wasser, das für die Rückumwandlung von MeOH in H₂ benötigt wird, steigt die gravimetrische Wasserstoffspeicherdichte auf 18,8 Gewichtsprozent (Gew.-%).²⁶ Boil-off (Verwandlung der Flüssigkeit in Gas) findet nur langsam statt, die Rate liegt bei circa 0,03 %/Tag (Al-Breiki and Bicer 2020 in 20).
Umweltauswirkungen/ Risiken	<ul style="list-style-type: none"> Leicht entflammbar. Beim Verschlucken, Einatmen oder durch Kontakt akut toxisch.²⁷
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> CapEx: für Tank mit Volumen von 50.000 m³ 3,8 €/kg H₂ oder 0,1 €/kWh.¹² Nicht berücksichtigt unter CapEx sind die Betriebskosten, die im Vergleich zu Speichern im geologischen Untergrund sehr hoch ausfallen können. In größeren oberirdischen Tanks, beispielsweise mit einem Volumen von 200.000 m³, könnten die Kosten niedriger liegen, bei 0,01–0,05 €/kWh.²³ Die Attraktivität von MeOH als Speicher hängt größtenteils von den Kosten für die Kohlenstoffquelle ab.²⁰
Entwicklungsstand/ FuE-Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> Die konventionelle Methanolerzeugung aus H₂ und CO ist technisch ausgereift (Technology Readiness Level, TRL 9¹²); großskalige Allam-Turbinen für Methanolverbrennung wurden noch nicht demonstriert.²³ Forschungs- und Entwicklungsbedarfe bestehen zu folgenden Punkten: Auswirkung einer flexiblen Methanolsynthese auf Verhalten des Katalysators, auf Effizienz und Verschleiß; geografisch unabhängige Nutzung erneuerbaren Methanols (zum Beispiel Rücktransport von CO₂ zur erneuten Methanolsynthese); erneuerbare Methanolsynthese mit CO₂ statt CO.²³

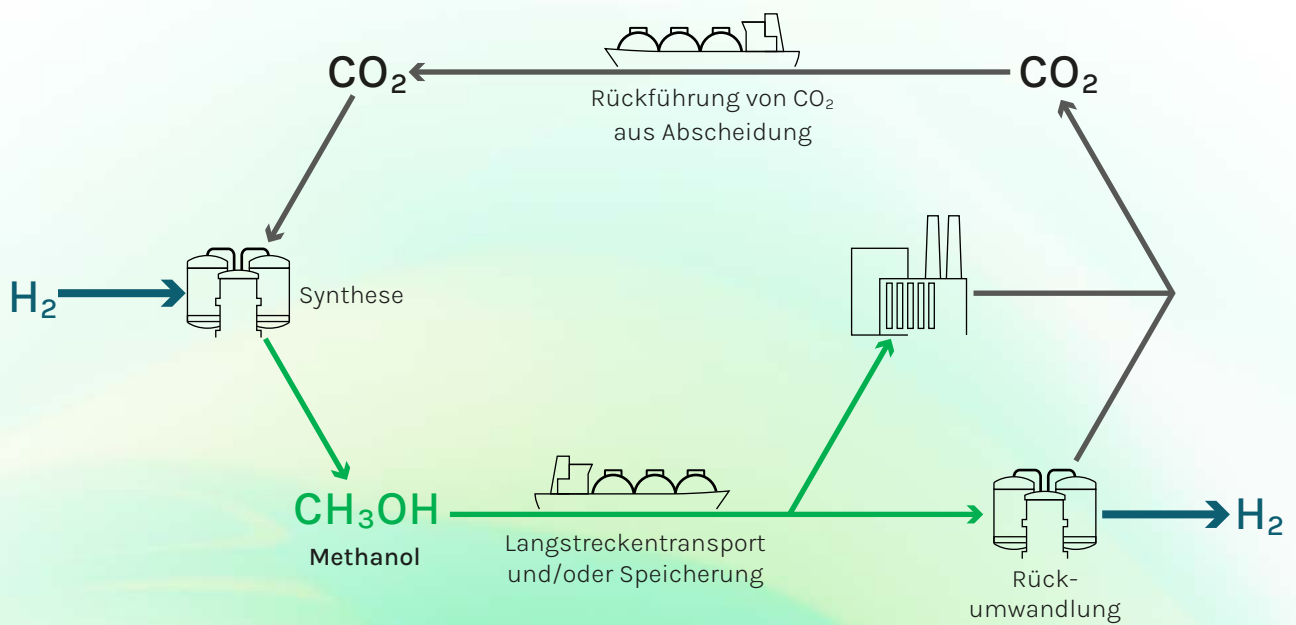


Abbildung 4: Methanol lässt sich im Vergleich zu Wasserstoff einfacher speichern und über weite Strecken transportieren. Wird das CO_2 bei der Rückumwandlung in Wasserstoff oder bei der Nutzung wieder aufgefangen, kann es in einem geschlossenen Kreislauf wieder für die Methanolsynthese eingesetzt werden. Die Verwendung im geschlossenen Kreislauf kann natürlich auch ohne Langstreckentransport sinnvoll sein. Quelle: eigene Darstellung

AMMONIAK

Ammoniak (NH_3) wird heute größtenteils im Haber-Bosch-Prozess aus Erdgas und aus der Luft gewonnenem Stickstoff hergestellt. Wird der für die Ammoniak-synthese benötigte Wasserstoff aus Wasserelektrolyse statt aus Erdgas gewonnen, kann Ammoniak klimaneutral hergestellt werden. Ein- oder doppelwandige gekühlte Tanks werden für die großskalige Speicherung eingesetzt.

Für die Rückumwandlung in Wasserstoff werden hohe Temperaturen und teure Katalysatoren benötigt.²⁴ Aufgrund der hohen Kosten für die Rückumwandlung in Wasserstoff ist es wahrscheinlich, dass Ammoniak vor allem direkt eingesetzt wird – beispielsweise für die Düngemittelherstellung oder bei der Schifffahrt in Ammoniak-Brennstoffzellen. Der hohe Strombedarf für die NH_3 -Herstellung könnte

durch Herstellung in Ländern mit hohem Erneuerbare-Energien-Potenzial kostengünstig gedeckt werden – inklusive Transportkosten wäre importiertes Ammoniak immer noch günstiger als seine Produktion an Standorten mit kleinerem Erneuerbare-Energien-Potenzial.²⁸

Eine Prognose, die bis 2050 mehr als doppelt so hohe Investitionen für den Bau und den Betrieb von Ammoniak-Terminals wie für den von H_2 -Pipelines sieht, veranschaulicht die erwartete Bedeutung des weltweiten Handels mit erneuerbarem Ammoniak. Bereits heute machen globale NH_3 -Exporte einen signifikanten Anteil der produzierten Mengen aus; künftig könnten rund 60 Prozent des (für den Einsatz im Energiesektor) hergestellten Ammoniaks überregional gehandelt werden.²⁹

Potenziale Deutschland/ Europäische Union	<ul style="list-style-type: none"> • Großskalige Kryotanks (Umgebungsdruck, gekühlt auf -33 °C) enthalten bis zu 55 kt NH_3. Dies entspricht knapp 10 kt H_2 oder 0,3 TWh. • In Europa sind über 50 Ammoniak-Kryotanks in Betrieb.¹² Die Größe dieser Tanks ist nicht bekannt. Wenn alle 50 Kryotanks 55 kt NH_3 enthalten würden, läge die Gesamtspeicherkapazität bei 15 TWh. • Perspektivisch könnten auch Salzkavernen als Ammoniakspeicher dienen – in diesem Fall wird das Ammoniak komprimiert, nicht abgekühlt.
Speichercharakteristik	<ul style="list-style-type: none"> • Flüssig bei Umgebungsdruck und Temperatur von -33 °C¹² oder Temperatur von 25 °C und 10 bar²⁹⁻³¹ – für die großskalige Speicherung wird es auf -33 °C gekühlt. • Volumetrische Wasserstoffspeicherdichte für flüssiges, gekühltes NH_3: circa 108–123 kg H_2/m^3 (höher als bei anderen Derivaten),^{24, 30, 31} gravimetrische Wasserstoffspeicherdichte: 17,7 Gew.-%. • Boil-off findet relativ langsam statt, Abdampftrate beträgt um die 0,1 %/Tag¹², (Al-Breiki and Bicer 2020 in ²⁰).
Umweltauswirkungen/ Risiken	<ul style="list-style-type: none"> • Bei der Verbrennung von Ammoniak, vor allem unter hohen Temperaturen, entstehen Stickoxide.^{30, 31} • Leicht entflammbar. • Akut und chronisch toxisch für Wasserorganismen.³³ • Für Menschen toxisch;³¹ in sehr hohen Konzentrationen tödlich, jedoch sind gefährliche Leckagen dank eines stechenden Geruchs leicht erkennbar.³³
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • CapEx: für Tank mit Kapazität von 55 kt NH_3 (entspricht circa 10 kt H_2) 6,5 €/kg H_2 oder 0,2 €/kWh.¹² • Nicht berücksichtigt unter CapEx sind die Betriebskosten, die im Vergleich zu Speichern im geologischen Untergrund sehr hoch ausfallen können.
Entwicklungsstand/ FuE-Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Die Ammoniakproduktion mittels Wasserstoff aus Erdgas ist technisch ausgereift (TRL 9).¹² • Die Ammoniakproduktion mit integriertem Elektrolyseur befindet sich in der Demonstrationsphase (TRL 7).³⁴ • FuE-Bedarfe: Fragen zur Integration des Elektrolyseurs in den Haber-Bosch-Prozess, zum Beispiel ob Rückstände aus der Elektrolyse den Katalysator der Ammoniak-synthese schädigen; dynamischer Betrieb des Haber-Bosch-Prozesses; Hochskalierung von Ammoniak-Crackers (derzeit nur kleinskalig verfügbar); Sicherheitsstandards für Ammoniak bestehen in einigen Industrien, diese müssen aber für neue Anwendungen entwickelt werden;²⁹ Vermeidung/Reduzierung von Stickoxidemissionen bei der Verbrennung.

FLÜSSIGE ORGANISCHE WASSERSTOFFTRÄGER (LOHC)

Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) sind eine Gruppe organischer Stoffe, die Wasserstoff aufnehmen und abgeben und daher als Speichermedium genutzt werden können (siehe Abbildung 5). LOHC, die sich für die stationäre Speicherung eignen könnten, sind unter anderem Toluol, Benzyltoluol oder Dibenzyltoluol. Mittels eines Katalysators können LOHC hydriert werden, das heißt Wasserstoff aufnehmen. Dieser Prozess findet bevorzugt unter hohem Druck statt und setzt Energie frei. Der umgekehrte Prozess (die katalytische Dehydrierung des LOHC) benötigt einen niedrigen Druck und hohe Temperaturen.²¹

LOHC können im Unterschied zu Flüssigwasserstoff verlustfrei in bestehenden Tankinfrastrukturen

transportiert und gelagert werden, daher sind sie gut geeignet für die Wasserstoffspeicherung an dezentralen Standorten, die nicht ans H₂-Netz angeschlossen werden. Eventuell könnten mittelskalige LOHC-Speicher an industriellen Standorten wirtschaftlich sein, indem sie beispielsweise die Abwärme eines Stahlwerks für die Dehydrierung nutzen.¹⁸ Eine Rolle in der großskaligen Langzeitspeicherung ist unwahrscheinlich, zum Teil aufgrund der hohen Kosten, vor allem für die Dehydrierung. Auch die Speicherkapazität des aktuell größten angekündigten LOHC-Speichers (Projekt HECTOR im Chempark Dormagen mit einer Kapazität von 1,8 kt H₂, Inbetriebnahme 2025)¹⁸ ist noch nicht vergleichbar mit den Größenordnungen von unterirdischen Speichern.

Potenziale Deutschland/ Europäische Union	<ul style="list-style-type: none"> Als Anhaltspunkt für mögliche zukünftige mittelskalige LOHC-Speicher kann der bisher größte angekündigte LOHC-Speicher dienen. Der Speicher im Projekt HECTOR hat eine Speicherkapazität von 1,8 kt H₂, was circa 0,07 TWh entspricht.
Speichercharakteristik	<ul style="list-style-type: none"> Flüssig bei Umgebungsdruck und -temperatur.²¹ Volumetrische Wasserstoffspeicherdichte in LOHC ist vergleichbar mit oder leicht höher als bei komprimiertem Wasserstoff, die gravimetrische Wasserstoffspeicherdichte vieler LOHC liegt jedoch bei nur 5 bis 7 %.^{19, 21, 22} Einige LOHC wie Dibenzyltoluol (DBT) können Hunderte Male wiederverwendet werden, bevor eine Regeneration durch die Hinzufügung von zusätzlichem DBT nötig ist.³⁵
Umweltauswirkungen/ Risiken	<ul style="list-style-type: none"> Es gibt viele verschiedene mögliche LOHC, deren Toxizität eine große Bandbreite von null bis sehr hoch einnimmt. Ähnlich verhält es sich für weitere Sicherheitsrisiken wie Entflammbarkeit und Explosivität.¹⁹
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> CapEx: für Tank mit Kapazität 5 kt H₂ zwischen (entspricht circa 0,2 TWh) circa 3 beziehungsweise 5 €/kg H₂.^{12, 20} Nicht berücksichtigt unter CapEx sind die Betriebskosten, die im Vergleich zu Speichern im geologischen Untergrund sehr hoch ausfallen können.
Entwicklungsstand/ FuE-Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> Unterschiedliche LOHC befinden sich in unterschiedlichem Entwicklungsstadium. Die Anpassung der Träger an den Use Case sind ein kontinuierliches Entwicklungsfeld. Weitere FuE-Bedarfe: <ul style="list-style-type: none"> > Identifikation von Molekülen mit besseren Eigenschaften in Bezug auf Energiebedarf, Dauer, Sicherheit etc.²⁰ > Reduktion des Energiebedarfs der Dehydrierung^{19, 22} > Entwicklung beziehungsweise Identifikation kostengünstigerer Katalysatoren.^{19, 20}

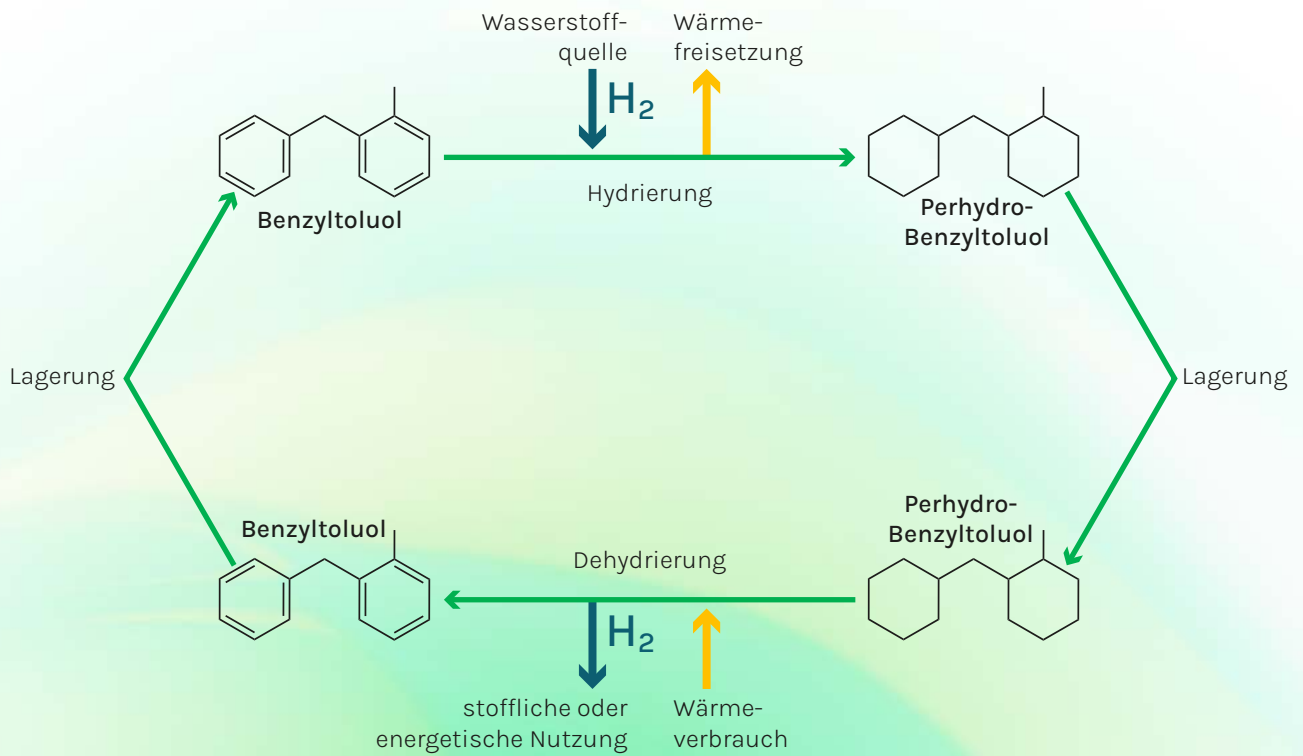


Abbildung 5: Funktionsweise von LOHC. Wasserstoff wird an ein organisches Trägermedium gebunden, das gut speicher- und transportierbar ist. Um den Wasserstoff wieder von dem Trägermedium zu lösen, muss Wärme zugeführt werden. Quelle: eigene Darstellung

KRAFTSTOFFE AUS DER FISCHER-TROPSCH-SYNTHESE

Neben Methanol und Dimethylether (DME) können aus Wasserstoff und CO₂ auch weitere kohlenstoffhaltige Wasserstoffderivate hergestellt werden. Dazu zählen mittels Fischer-Tropsch-Synthese hergestellte Flüssigkraftstoffe (E-Fuels). Deren Einsatz ist vor allem durch den Bedarf bestimmter Anwendungsgebiete getrieben (zum Beispiel synthetisches Kerosin für den Luftverkehr). Bei der Fischer-Tropsch-Synthese entsteht zunächst eine Mischung aus Kohlenwasserstoffen, die dann in bestehenden Raffinerien zu verschiedenen Brenn- und Kraftstoffen sowie Chemierohstoffen wie Naphtha weiterverarbeitet werden kann. Da die Produkte und Zwischenprodukte chemisch den heutigen Mineralölprodukten gleichen, können bestehende Transport- und Speicherinfrastrukturen (zum Beispiel Tanks, Rohöltanker, Tankwagen) weitergenutzt werden.

METHAN

Klimaneutrales synthetisches Methan (CH₄) wird aus erneuerbarem Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid aus einer klimaneutralen Quelle hergestellt.³⁶ Ob synthetisches Methan zu wettbewerbsfähigen Preisen klimaneutral produziert werden kann, hängt zum großen Teil von möglichen künftigen Verbesserungen der Technologien zur Gewinnung von Kohlenstoffdioxid aus der Luft ab. Aktuell sind diese Technologien teuer und energieintensiv. Die Herstellung synthetischen Methans kann trotzdem sinnvoll sein, da es als Hauptbestandteil von Erdgas in allen Erdgasanwendungen verwendet werden kann und die Speicherinfrastruktur für

Methan - Tanks oder Unterspeicher³⁷ - relativ gut etabliert ist. Auch möglich ist die Speicherung eines Wasserstoff-Methan-Gemisches (zum Beispiel 10 oder 20 Prozent)³⁶ im geologischen Untergrund. Die Kosten für die großskalige Speicherung von Methan in Unterspeichern sind niedrig. Inklusiv der klimaneutralen Herstellung werden die Gesamtkosten auf circa 0,26 €/kWh geschätzt³⁹ und liegen damit im Bereich der Kosten von anderen Langzeitspeicheroptionen.

DIMETHYLETHER (DME)

Das farblose, hochentzündliche Gas ist unter leichtem Druck (5 bar) und 25 °C flüssig. Alternativ ist es bei Umgebungsdruck und -25 °C flüssig - dann aber verdampft Gas durch nicht komplett isolierte Kühltanks. Die Abdampfrate ist langsam, um die 0,02 Prozent pro Tag.^{17, 26} DME kann aus Methanol durch die Abspaltung von Wasser (Dehydratisierung) erzeugt werden. Er wird aktuell hauptsächlich als Treibgas, aber auch zu anderen Zwecken in der chemischen Industrie oder als Kraftstoff eingesetzt. DME in flüssiger Form eignet sich aufgrund der niedrigen Verluste durch Verdampfung als Langzeitspeicher. Da die Eigenschaften von DME und Flüssiggas (englisch Liquefied Petroleum Gas, LPG) ähnlich sind, könnte die bestehende LPG-Transport- und Speicherinfrastruktur, sofern sie nicht mehr verwendet wird, mit minimalen Anpassungen auf DME umgerüstet werden.^{17, 26} Ebenfalls ist es möglich, durch die nötige Zugabe von Wasser bei dem Prozess der Rückumwandlung zusätzlichen Wasserstoff zu erzeugen.²⁶ Bislang sind keine Speicherprojekte mit DME bekannt.

Weitere Speicheroptionen

Drucktanks: Tanks aus unterschiedlichen Werkstoffen und für unterschiedliche Druckbedingungen stehen für die Wasserstoffspeicherung zur Verfügung. Typische Speicher für die stationäre Speicherung (an Industriestandorten oder Tankstellen)^{12, 24, 40} sind gruppierte zylindrische Behälter aus Stahl, die Wasserstoff unter einem Druck von circa 200 bar lagern.^{22, 24} Diese Tanks haben eine Gesamtkapazität von 0,5 t oder 17 MWh H₂ (unterer Heizwert, englisch Lower Heating Value, LHV).²² Investitionskosten für Wasserstoffspeicherung in Stahltanks mit circa 200 bar liegen zwischen 240 und 600 €/kg H₂.^{12, 22} Drucktanks sind nicht für die Langzeitspeicherung geeignet, da Investitionen sich nur dann lohnen, wenn sehr häufig (zum Beispiel täglich) ein- und ausgespeichert wird. Dann sinken die Investitionskosten pro ausgespeichertem Kilogramm Wasserstoff im Laufe der Zeit auf ein Niveau, das mit anderen Speicheroptionen vergleichbar ist.

Ähnlich der Speicherung in Drucktanks ist die Speicherung in Stahlrohren, die einige Meter unter der Erdoberfläche lagern – Röhrenspeicher für Erdgas haben einen maximalen Druck zwischen 70 und 100 bar.^{26, 40} Vorteile der untertägigen Lagerung sind der Schutz vor Witterungsbedingungen^{24, 41} und die Verfügbarkeit der Oberfläche für andere Nutzungszwecke.⁴¹ Geschätzte Investitionskosten liegen zwischen 286 und 376 €/kg H₂.⁴²

Flüssigwasserstoff (LH₂): Durch einen vierschriftigen Prozess (Komprimierung, Vorkühlung, kryogene Abkühlung, dann Verflüssigung und weitere Abkühlung) wird Wasserstoff bei -253 °C in flüssiger Form gespeichert. So liegt die volumetrische Dichte mit circa 70 kg H₂/m³ viel höher als in Tanks mit 200 bar (circa 14 kg H₂/m³).²⁴ Doppelwandige Tanks sowie weitere isolierende Komponenten und Materialien werden benötigt,²⁴ um eine Verdampfung aufgrund eines Temperaturanstiegs (Boil-off) zu minimieren. In der

wachsenden globalen Wasserstoffwirtschaft sollte der abgedampfte Wasserstoff unbedingt aufgefangen und weiterverwendet werden, denn eine Emission in die Atmosphäre ist sowohl aus Kostengründen als auch aufgrund der hohen (indirekten) Klimawirkung unbedingt zu vermeiden. Für sehr große Mengen, wie sie in der Raumfahrt verwendet werden, sind kugelförmige Tanks üblich.⁴³ Dies ist der Fall bei dem weltweit größten bestehenden LH₂-Behälter, der rund 270 t beziehungsweise 4.700 m³ H₂ umfasst.¹² Auch in solch großen Behältern ist typisches Boil-off 0,03 Prozent pro Tag. Jährlich ist mit Verlusten beziehungsweise zusätzlichen Kosten für das Auffangen und die erneute Verflüssigung von knapp 11 Prozent des gespeicherten Wasserstoffs zu rechnen.⁴²

Angesichts der hohen Kosten für die (Wieder-)Verflüssigung wird LH₂ voraussichtlich nur dort als mittel- bis großskaliger Speicher benutzt werden, wo es direkt verwendet wird, zum Beispiel an Flughäfen. In den USA bestehen Forschungsprojekte zu Behältern mit einer Kapazität von 40.000–100.000 m³.⁴⁴ Investitionskosten liegen derzeit bei 90 €/kg H₂ oder 750–3.935 €/MWh H₂, LHV.¹²

Line Packing: Eine Lagerung in Wasserstofftransport- und Verteilnetzen bietet kurzfristige (Sekunden bis Stunden)^{12, 45} Speicherung ohne zusätzliche Baukosten.^{12, 46} Sofern die Wasserstoffnachfrage unter der maximal per Pipeline transportierbaren Menge liegt, kann der Leitungsdruck je nach aktueller Nachfrage zwischen dem maximal zulässigen Betriebsdruck und einem niedrigeren Druck variieren. Die nicht ausgespeiste Menge dient als Reserve. Diese Methode wird für Erdgas verwendet, um vorübergehende Verbrauchsschwankungen auszugleichen. Jedoch entspricht die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff nur in etwa ein Drittel der volumetrischen Energiedichte von

Erdgas. Eine Schätzung der Speicherkapazität liegt bei 19 beziehungsweise 43 t H₂ pro 100 km Pipeline (Durchmesser circa 200 beziehungsweise 600 mm).^{12, 47}

Metallhydride: Wasserstoff kann an Metalle oder Metalllegierungen chemisch gebunden werden. Aufgrund der Bandbreite an möglichen Metallhydriden weisen diese ebenfalls unterschiedliche Speicherkapazitäten auf, die jedoch relativ ähnlich denen von Methanol, Ammoniak und LOHC sein können. Ihre volumetrische Dichte erstreckt sich von 39 bis 106 kg H₂/m³, und die gravimetrische Wasserstoffspeicherdichte kann so

hoch wie 18,5 Gew.-% sein (bei Lithiumborhydrid). Aktuell wird neben einem potenziellen Einsatz im Schiffsverkehr⁴⁸ ebenfalls die Lagerung von Wasserstoff in Industrie- sowie Inselanlagen (Off-Grid-Systeme) als Anwendungsmöglichkeit angesehen.⁴⁹ Perspektivisch kämen sie auch für die Versorgungssicherheit kritischer Infrastrukturen in Betracht.⁵⁰ Aktuell können größere Speicher bis zu 0,12 t Wasserstoff lagern; stapelbare Einheiten mit einer Kapazität von 0,25 t je Einheit sind auch vorstellbar.⁵¹ Ob ihre Dimensionen viel weiter steigen können, ist vor allem aufgrund der Materialkosten unsicher.⁴⁹

Wie kann ausreichend Speicherkapazität entwickelt werden?

Wasserstoffspeicher sind ein unverzichtbarer Bestandteil des zukünftigen klimaneutralen Energiesystems. Ein Vergleich der Schätzungen für den zukünftigen Bedarf und der kurzfristig erschließbaren Potenziale an Speicherkapazität verdeutlicht **den dringenden Handlungsbedarf**. Denn nach Einschätzung von Fachleuten kann selbst der niedrigste in Szenarien ausgewiesene **Bedarf an Wasserstoffspeichern** von 1 TWh für 2030 durch bestehende Projekte voraussichtlich nicht gedeckt werden.

- Um den Speicherbedarf 2030 zu decken, müssten sehr zeitnah **weitere Speicherprojekte** auf den Weg gebracht werden. Zu beachten sind dabei die **langen Vorlaufzeiten** von 10 Jahren für den Neubau von Kavernen und 5 bis 7 Jahren für die Umstellung eines Erdgasspeichers auf Wasserstoff.
- Der **Markt setzt derzeit nicht ausreichend Anreize für den Bau von Wasserstoffspeichern**. Da derzeit niemand langfristige Speicherverträge abschließt, ist die nötige **Investitionssicherheit** für den Speicherbau nicht gegeben. Sollen die Ziele für 2030 erreicht werden, ist eine **staatliche Förderung** entscheidend.
- Es braucht kohärente aufeinander abgestimmte Strategien der Bundesregierung, um ein **konsistentes H₂-Gesamtsystem** aufzubauen. Dafür kann trotz nicht zu vermeidenden Unsicherheiten eine **einheitliche Datenbasis** (unter anderem basierend auf Szenarien) dienen.
- Um den mittelfristigen Bedarf an Speichern abzuschätzen und Fehlinvestitionen zu vermeiden, ist eine **integrierte Planung der Netz- und Speicherinfrastruktur** erforderlich. Ein wichtiger Aspekt ist

dabei die **Planung des Anschlusses** an das Wasserstoffkernnetz **für die Unternehmen**. Ein Gesamtkonzept für das deutsche und europäische H₂-Netz sollte die Speicherstandorte berücksichtigen.

- Auch der **Übergang von einer Erdgasspeicherinfrastruktur zu einer wasserstoffbasierten Speicherinfrastruktur** erfordert ein kohärentes, abgestimmtes Vorgehen zwischen allen Beteiligten, unter anderem Regulierungsbehörden und Netzbetreiber. Um einen geeigneten, übergreifenden Transformationspfad von Erdgas zu Wasserstoff zu entwickeln, sollte in Energieszenarien untersucht werden, wann welche Speicher aus der Erdgasspeicherung herausgenommen und auf Wasserstoff umgestellt werden können, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch die Umstellung aufgrund der niedrigeren Energiedichte von Wasserstoff energetische Speicherkapazität verloren geht.
- In vielen Bereichen ist **Standardisierung** erforderlich, unter anderem bei der für die Netzeinspeisung erforderlichen **Reinheit** sowie bei den **Druckbereichen** im Kernnetz.
- Für ein großskaliges Rollout von Untergrundspeichern müssten ausreichend **Komponenten für den Betrieb mit Wasserstoff** qualifiziert werden.
- Großskalige Demonstratoren, auch für die Erprobung von kompletten Prozessketten, sind unverzichtbar. Sie können unter anderem Erkenntnisse zu Ökonomie und Akzeptanz sowie zu möglichen Hürden bei der Umsetzung liefern. Um Anreize für den Aufbau einer ausreichenden Zahl an Demonstratoren zu schaffen, sind geeignete **Förderinstrumente** erforderlich.

- Welche Speicheroptionen in welchem Umfang und wann zur Verfügung stehen werden, ist noch unklar. Ein **breites Portfolio an Speichertechnologien** erlaubt es, auf unvorhergesehene Entwicklungen zu reagieren. Daher sollten möglichst viele Technologien bis zur kommerziellen Einsatzbereitschaft entwickelt werden. Neben physikalischen Wasserstoffspeichern sollte der Fokus dabei auch auf der **Speicherung in Form von Derivaten** liegen.
- Ob ein Wasserstoffnetz in allen Regionen verfügbar sein wird, ist ungewiss. Werden neben reinem Wasserstoff auch **Derivate** als Energieträger etabliert, mindert das die Abhängigkeit von einem flächendeckenden Wasserstoffnetz. Insbesondere **Methanol** kann in Verbindung mit einem CO₂-Netz regional eine gute Alternative sein.
- Ein großer Teil des Bedarfs an H₂-Speicherung entsteht im Stromsystem durch kalte Dunkelflauten. Die direkte **Verstromung von Derivaten** neben der Verstromung von reinem Wasserstoff könnte die Abhängigkeit von den bisher wenig erprobten H₂-ready-Gasturbinen reduzieren und so die Resilienz des Transformationspfads erhöhen.
- Für den Aufbau der Speicherinfrastruktur besteht ein hoher **Bedarf an zusätzlichen Fachkräften**, hier ist eine Strategie erforderlich, wie dieser gedeckt werden kann.

Literaturverzeichnis

1. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): *Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft. Gespeicherte Energiemengen im Status Quo und Implikationen für die zukünftige Resilienz*, 2024. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/02/Resilienz-im-klimaneutralen-Energiesystem-der-Zukunft.pdf> [Stand: 11.03.2024].
2. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI/ Consentec/ ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg/ Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin: *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Update T45-Strom**, 2021. URL: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> [Stand: 19.03.2024].
3. Nationaler Wasserstoffrat: *Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland. Entwicklungspotenziale und regulatorische Rahmenbedingungen* (Informations- und Grundlagenpapier), 2021. URL: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf [Stand: 07.03.2024].
4. Nationaler Wasserstoffrat: *Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland* (Stellungnahme), 2022. URL: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-11-04_NWR-Stellungnahme_Wasserstoff-Speicher-Roadmap.pdf [Stand: 07.03.2024].
5. Gas Infrastructure Europe: *Picturing the Value of Underground Gas Storage to the European Hydrogen System*, Utrecht: Guidehouse 2021. URL: https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing%20the%20value%20of%20gas%20storage%20to%20the%20European%20hydrogen%20system_FINAL_140621.pdf [Stand: 07.03.2024].
6. Caglayan, D. G./Weber, N./Heinrichs, H. U./Linßen, J./Robinius, M./Kukla, P. A./Stolten, D.: „Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 45: 11, 2020, S. 6793–6805. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>
7. Braun, J. F./Frischmuth, F./Gerhardt, N./Pfennig, M./Schmitz, R./Wietschel, M./Carlier, M./Réveillère, A./Warluzel, G./Wesoly, D.: *Clean Hydrogen Deployment in the Europe-MENA Region from 2030 to 2050. A Technical and Socio-Economic Assessment* (Fraunhofer CINES), 2023. URL: <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/608fe924-4877-4c7a-a190-4cb19f146399/content> [Stand: 07.03.2024].
8. Teilnehmende des Wasserstoff-Kompass Round Table am 28.02.2024.
9. DBI Gas- und Umwelttechnik/ESK/DEEP.KBB/Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme: *Wasserstoff speichern, soviel ist sicher. Transformationspfade für Gasspeicher*, 2022. URL: https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2022/06/20220617_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher.pdf [Stand: 06.03.2024].
10. Warnecke, M./Röhling, S.: „Untertägige Speicherung von Wasserstoff. Status quo“. In: *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 172: 4, 2021, S.641–659 URL: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/2021_Speicherung_Wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 08.03.2024].
11. NRW.Energy4Climate: *Factsheet. Wasserstoffkavernenspeicher*, 2023. URL: <https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Newsroom/2022/factsheet-kavernenspeicher-cr-energy4climate.pdf> [Stand: 07.03.2024].

12. Breitschopf, B./Zheng, L./Plaisir, M./Bard, J./Schröder, R./Kawale, D./Koornneef, J./Melese, Y./Schaaphok, M./Dedecca, J. G./Bene, C./Cerny, O./Gérard, F.: *The Role of Renewable H₂ Import & Storage to Scale up the EU Deployment of Renewable H₂*. Report Hydrogen, Luxemburg: Publication Office of the European Union 2022. DOI: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/727785>
13. Miocic, J./Heinemann, N./Edlmann, K./Scafidi, J./Molaei, F./Alcalde, J.: „Underground Hydrogen Storage. A Review“. In: Miocic, J. M./Heinemann, N./Edlmann, K./Alcalde, J./Schultz, R. A. (Hrsg.): *Enabling Secure Subsurface Storage in Future Energy Systems* (Special Publications, Bd. 528), London: Geological Society 2023, S. 73–86. DOI: <https://doi.org/10.1144/SP528-2022-88>
14. Hystories: *Synthesis on Major Project Outcome and Proposed Implementation Plan, 2023*. URL: https://hystories.eu/wp-content/uploads/2023/12/Hystories_D9.2-0-Synthesis-on-major-project-outcome-and-proposed-implementation-no-appendix-1.pdf [Stand: 06.03.2024].
15. HyUSPR: *Hydrogen Underground Storage in Porous Reservoirs. European Potential for Hydrogen Storage in depleted Gas Fields and Aquifers, 2023*. URL: <https://storymaps.arcgis.com/stories/2349ba3eb36d4473861b7701a08985e1> [Stand: 07.03.2024].
16. UNDERGROUND.SUN.CONVERSION: *Projektbeschreibung*. URL: <https://www.underground-sun-conversion.at/das-projekt/projektbeschreibung.html> [Stand: 07.03.2024].
17. Pawelczyk, E./Łukasik, N./Wysocka, I./Rogala, A./Gębicki, J.: „Recent Progress on Hydrogen Storage and Production Using Chemical Hydrogen Carriers“. In: *Energies*, 15: 14, 2022, 4964. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15144964>
18. Distel, M. M./Margutti, J. M./Obermeier, J./Nuß, A./Baumeister, I./Hritsyshyna, M./Weiß, A./Neubert, M.: „Large-Scale H₂ Storage and Transport with Liquid Organic Hydrogen Carrier Technology. Insights into Current Project Developments and the Future Outlook“. In: *Energy Technology - Generation, Conversion, Storage, Distribution, 2024*, 2301042. DOI: <https://doi.org/10.1002/ente.202301042>
19. Rao, P. C./Yoon, M.: „Potential Liquid-Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Systems. A Review on Recent Progress“. In: *Energies*, 13: 22, 2020, 6040. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13226040>
20. Abdin, Z./Tang, C./Liu, Y./Catchpole, K.: „Large-Scale Stationary Hydrogen Storage via Liquid Organic Hydrogen Carriers“. In: *iScience*, 24: 9, 2021, 102966. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102966>
21. Chu, C./Wu, K./Luo, B./Cao, Q./Zhang, H.: „Hydrogen Storage by Liquid Organic Hydrogen Carriers. Catalyst, Renewable Carrier, and Technology. A Review“. In: *Carbon Resources Conversion*, 6: 4, 2023, S. 334–351. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.crcon.2023.03.007>
22. Yang, M./Hunger, R./Berrettoni, S./Sprecher, B./Wang, B.: „A Review of Hydrogen Storage and Transport Technologies“. In: *Clean Energy*, 7: 1, 2023, S. 190–216. DOI: <https://doi.org/10.1093/ce/zkad021>
23. Brown, T./Hampp, J.: „Ultra-Long-Duration Energy Storage Anywhere. Methanol with Carbon Cycling“. In: *Joule*, 7: 11, 2023, S. 2414–2420. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.10.001>
24. Andersson, J./Grönkvist, S.: „Large-Scale Storage of Hydrogen“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 44: 23, 2019, S. 11901–11919. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>
25. Yan, H./Zhang, W./Kang, J./Yuan, T.: „The Necessity and Feasibility of Hydrogen Storage for Large-Scale, Long-Term Energy Storage in the New Power System in China“. In: *Energies*, 16: 13, 2023, 4837. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16134837>
26. Schühle, P./Stöber, R./Semmel, M./Schaadt, A./Szolak, R./Thill, S./Alders, M./Hebling, C./Wasserscheid, P./Salem, O.: „Dimethyl ether/CO₂- A Hitherto Underestimated H₂ Storage Cycle“. In: *Energy & Environmental Science*, 16: 7, S. 3002–3013, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1039/D3EE00228D>
27. Wissner, N. /Healy, S./Cames, M./Sutter, J.: *Methanol as a Marine Fuel. Advantages and Limitations*, Naturschutzbund Deutschland: Berlin 2023.
28. Verleysen, K.: *Robust Design Optimization of a Power-to-Ammonia Process for Seasonal Hydrogen Storage* (Dissertation), Brüssel: Vrije Universiteit Brussel 2023.
29. Det Norske Veritas (DNV): *Hydrogen Forecast to 2050. Energy Transition Outlook 2022*, Høvik: DNV AS 2022. URL: https://brandcentral.dnv.com/dl/gallery/10651/files/original/20eba40b-1874-43a5-8661-32dec45af297.pdf?f=DNV_Hydrogen_Forecast_2022_to_2050.pdf [Stand: 07.03.2024].

30. Aziz, M./Wijayanta, A. T./Nandiyanto, A. B. D.: „Ammonia as Effective Hydrogen Storage. A Review on Production, Storage and Utilization“. In: *Energies*, 13: 12, 2020, 3062. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13123062>
31. Olabi, A. G./Bahri, A. S./Abdelghafar, A. A./Baroutaji, A./Sayed, E. T./Alami, A. H./Rezk, H./Abdelkareem, M. A.: „Large-Scale Hydrogen Production and Storage Technologies. Current Status and Future Directions“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 46: 45, 2021, S. 23498–23528. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.110>
32. Patonia, A./Poudineh, R.: *Hydrogen Storage for a Net-Zero Carbon Future* (OIES Paper, ET23), Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies 2023.
33. Cames, M./Wissner, N./Sutter, J.: *Ammonia as a Marine Fuel. Risks and Perspectives*, Berlin: Natur-schutzbund Deutschland 2021.
34. acatech/DECHEMA: *Grundchemikalien. Ammoniak*. URL: <https://www.wasserstoff-kompass.de/handlungsfelder#/chemische-industrie/grundchemikalien-ammoniak> [Stand: 06.03.2024].
35. *Hydrogen Supply and Transportation Using Liquid Organic Hydrogen Carriers (HySTOC): WP8 Business Development and Sustainability – Concept Studies, Economic Analysis, Life Cycle Assessment. D8.3: A Preliminary Feasibility Study*, 2019. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5cb31517b&appId=PPGMS> [Stand: 11.03.2024].
36. Thurber, M.: *Power-to-Gas for Long-Term Energy Storage*, 2020. URL: <https://energyforgrowth.org/wp-content/uploads/2020/01/Power-to-gas-for-long-term-energy-storage-1-1-2.pdf> [Stand: 06.03.2024].
37. Gorre, J./Ortloff, F./van Leeuwen, C.: „Production Costs for Synthetic Methane in 2030 and 2050 of an Optimized Power-to-Gas Plant with Intermediate Hydrogen Storage“. In: *Applied Energy*, 253: 1, 2019, 113594. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113594>
38. Talukdar, M./Blum, P./Heinemann, N./Miocic, J.: „Techno-Economic Analysis of Underground Hydrogen Storage in Europe“. In: *Iscience*, 27: 1, 2024, 108771. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.108771>
39. Dias, V./Pochet, M./Contino, F./Jeanmart, H.: „Energy and economic Costs of Chemical Storage“. In: *Frontiers in Mechanical Engineering*, 6: 21, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3389/fmech.2020.00021>
40. Muthukumar, P./Kumar, A./Afzal, M./Bhogilla, S./Sharma, P./Parida, A./Jana, S./Kumar, E. A./Pai, R. K./Jain, I. P.: „Review on Large-Scale Hydrogen Storage Systems for Better Sustainability“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 48: 85, 2023, S. 33223–33259. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.304>
41. Papadias, D. D./Ahluwalia, R. K.: „Bulk Storage of Hydrogen“. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 46: 70, 2021, S. 34527–34541. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.028>
42. Kruck O./Crotogino F./Prelicz R./Rudolph T.: *Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Seasonal Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe. Overview on All Known Underground Storage Technologies for Hydrogen*, 2013. URL: https://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1_Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf [Stand: 07.03.2024].
43. Al Ghafri, S. Z./Munro, S./Cardella, U./Funke, T./Nortardonato, W./Trusler, J. M./Leachman, J./Span, R./Kamiya, S./Pearce, G./Swanger, A./Rodriguez, E. D./Bajada, P./Jiao, F./Peng, K./Siahvashi, A./Johns, M. L./May, E. F.: „Hydrogen Liquefaction. A Review of the Fundamental Physics, Engineering Practice and Future Opportunities“. In: *Energy & Environmental Science*, 15: 7, 2022, 2690–2731. DOI: <https://doi.org/10.1039/D2EE00099G>
44. Ghorbani, B./Zendehboudi, S./Saady, N. M. C./Duan, X./Albayati, T. M.: „Strategies to Improve the Performance of Hydrogen Storage Systems by Liquefaction Methods. A Comprehensive Review“. In: *ACS Omega*, 8: 21, 2023, 18358–18399. DOI: <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c01072>
45. Gurieff, N./Moghtaderi, B./Daiyan, R./Amal, R.: „Gas Transition. Renewable Hydrogen’s Future in Eastern Australia’s Energy Networks“. In: *Energies*, 14: 13, 2021, 3968.
46. Hassanpouryouzband, A./Joonaki, E./Edlmann, K./Haszeldine, R. S.: „Offshore Geological Storage of Hydrogen. Is this Our best Option to Achieve Net-Zero?“. In: *ACS Energy Letters*, 6: 6, 2021, S. 2181–2186. DOI: <https://doi.org/10.1021/acsenenergylett.1c00845>
47. He, G./Mallapragada, D. S./Bose, A./Heuberger,

- C. F./Gençer, E: „Hydrogen Supply Chain Planning with flexible Transmission and Storage Scheduling“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12: 3, 2021, S. 1730–1740. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2021.3064015>
48. Daneberg, J./Deledda, S.: „Can Hydrogen Storage in Metal Hydrides be Economically Competitive with Compressed and liquid Hydrogen Storage? A Techno-Economical Perspective for the Maritime Sector.“ In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 50: D, 2024, S. 1040–1054. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.313>
49. Drawer, C./Lange, J./Kaltschmitt, M.: „Metal Hydrides for Hydrogen Storage. Identification and Evaluation of Stationary and Transportation Applications“. In: *Journal of Energy Storage*, 77, 2024, 109988. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109988>
50. Fraunhofer UMSICHT: „Machbarkeitsstudie zur Nutzung von Metallhydridspeichern im Duisburger Hafengebiet“ (Pressemitteilung vom 12.12.2023). URL: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2023/wasserstoff-speichern.html> [Stand: 12.03.2024].
51. GKN Hydrogen: Green Energy Storage HY2MEGA. URL: https://www.gknhydrogen.com/wp-content/uploads/2022/11/GKN_HY2MEGA_ProductSheet.pdf [Stand: 11.03.2024]

Impressum

HERAUSGEBER



DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

Geschäftsstelle:
Karolinenplatz 4,
80333 München
T: +49 (0)89/52 0309-0

Hauptstadtbüro:
Georgenstraße 25,
10117 Berlin
T: +49 (0)30/2 06 30 96-0

info@acatech.de
www.acatech.de

GESCHÄFTSFÜHRENDES GREMIUM DES PRÄSIDIUMS

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; V. i. S. d. P.: Andrea Lübcke

Redaktion: Miriam Borgmann / Dr. Berit Erlach /
Dr. Andrea Lübcke / Valerie Tilker-Kwan, acatech
Layout-Konzeption: Lars Ole Reimer
Satz: Heilmeyer und Sernau

EMPFOHLENE ZITIERWEISE

acatech (Hrsg.), Langzeitspeicherung von Wasser-
stoff, Berlin 2024.

FOTONACHWEIS TITELSEITE

© scharfsinn86 – stock.adobe.com

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages