

[EWI-STUDIE]

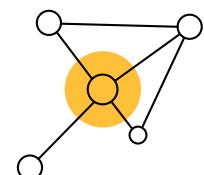
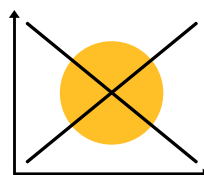
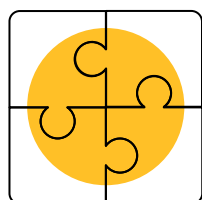
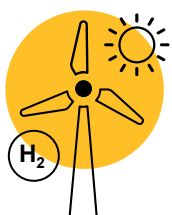
## Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern

Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten

Im Auftrag von:

Förderinitiative Wasserstoff der Gesellschaft zur Förderung  
des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu  
Köln e.V.

März 2024



**Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

**Verfasst von**

Dr.-Ing. Ann-Kathrin Klaas

David Schlund

Jan Hendrik Kopp

Meike Vey

**Bitte zitieren als**

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024). Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern - Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

## Executive Summary

Wasserstoffspeicher werden in einem zunehmend dekarbonisierten Energiesystem durch die Bereitstellung von kurz- und langfristiger Flexibilität sowie als Element zur Sektorenkopplung eine Schlüsselrolle einnehmen. So kann Wasserstoff zur Rückverstromung verwendet werden, um kurzfristige Schwankungen zwischen Stromerzeugung und -nachfrage auszugleichen oder längere Perioden mit geringer Erzeugung aus Erneuerbarer Energien, wie z. B. während einer Dunkelflaute, zu überbrücken. Voraussetzung dafür ist die Speicherung des regenerativ erzeugten Stroms in Form von Wasserstoff. Außerdem können Wasserstoffspeicher als Resilienzpuffer im Hinblick auf das Ausbleiben von Energieimporten die Versorgungssicherheit erhöhen. Der Aufbau von Speicherkapazitäten bedarf langer Planungs- und Investitionszeiten. Bisher fehlt allerdings in Deutschland ein rechtlicher Rahmen zur Realisierung von Wasserstoffspeichern und es bestehen vielfältige Unsicherheiten zur effizienten Auslegung von Speicherkapazitäten.

Für die untertägige Speicherung von Wasserstoff werden Salz- und Felskavernen sowie erschöpfte Lagerstätten und Aquifere diskutiert. Ein qualitativer Vergleich zeigt, dass sich Salzkavernen aufgrund ihrer geologischen und physikalisch-chemischen Eigenschaften, der hohen Betriebsflexibilität sowie den vergleichsweise geringen Risiken, wie z. B. Verunreinigung des Wasserstoffs, als besonders vorteilhaft für die Wasserstoffspeicherung erweisen.

Für Deutschland wird im Rahmen von verschiedenen Szenarien bereits bis 2030 ein Wasserstoffspeicherbedarf von bis zu 3 TWh erwartet. Dieser Bedarf könnte bis 2045 auf 104 TWh steigen (ISI, 2022). Die Spannbreite der Speicherbedarfe in den ausgewerteten Szenarien ist dabei erheblich. Wasserstoffspeicher lassen sich durch die Umstellung bestehender Erdgasspeicher sowie durch den Neubau von untertägigen Speichern realisieren. Aufgrund heutiger großer Erdgasspeicherkapazitäten sowie vorteilhafter Salzkavernenpotenziale hat Deutschland gute Ausgangsbedingungen und könnte in Europa ein zentraler Standort für die Wasserstoffspeicherung werden. Das Speicherpotenzial für Wasserstoff bei Umstellung aller Erdgaskavernen in Deutschland wird auf 30 bis 33 TWh geschätzt (NWR, 2021b; DBI, 2022). Sollten sich nur Kavernenspeicher für die Wasserstoffspeicherung eignen, könnte sich daraus ein Neubaubedarf ab spätestens 2040 ergeben.

Eine Abschätzung der Speicherkosten unter Zuhilfenahme beispielhafter Kosten- und Dimensionierungsparameter ergibt eine Spannbreite zwischen 0,66 und 1,75 €/kg bezogen auf den ausgespeicherten Wasserstoff. Maßgeblichen Einfluss auf die Speicherkosten hat dabei die Zyklenzahl und somit die Betriebsweise des Speichers. Bei nur einem jährlichen Zyklus verdoppeln sich die Levelized Cost of Hydrogen Storage (LCOS) einer kleinen Kaverne auf bis zu 3,50 €/kg. Hingegen können die LCOS einer großen Kaverne auf unter 0,45 €/kg sinken, sollte der Speicher mit drei Zyklen pro Jahr betrieben werden. Die für Deutschland typische Speicherkapazität einer Salzkaverne liegt dabei zwischen 35 und 140 GWh, unter sehr guten Bedingungen bei über 200 GWh (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff).

Für Wasserstoffspeicher besteht derzeit in Deutschland kein vollumfänglicher rechtlicher Rahmen. Der Entwurf einer Richtlinie innerhalb der EU sieht vor, dass Wasserstoffspeicher stärker als bisher Erdgasspeicher reguliert werden. Eine wesentliche Herausforderung bei der Entwicklung des regulatorischen Rahmens für Wasserstoffspeicher ist die hohe Dynamik und Unsicherheit während des Markthochlaufs. Durch ein kontinuierliches Monitoring und mögliche zeitliche Befristungen von Markteingriffen kann auf sich verändernde Marktumgebungen reagiert werden. Außerdem ist eine integrierte Systembetrachtung aufgrund des sich abzeichnenden hohen Systemwerts von Wasserstoffspeichern zu empfehlen.

Die vorliegende Studie beschreibt die Rolle von Wasserstoffspeichern im dekarbonisierten Energiesystem und identifiziert erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich künftiger Bedarfe, Betriebsweisen, Standorte, Kosten und regulatorischer Rahmenbedingungen. Die Spannweite der prognostizierten Speicherbedarfe unter limitierter regionaler Betrachtung sowie die Kostenvariabilität in den zugrundeliegenden Annahmen erschweren derzeit belastbare Abschätzungen der Speicherkosten und eine verlässliche Planung künftiger Speicher. Außerdem ist ein sicherer Planungs- und Rechtsrahmen in Deutschland notwendig, um Investitionsentscheidungen zu treffen. Daraus könnte sich eine Debatte über alternative Finanzierungsmodelle und den volkswirtschaftlichen Nutzen von Untertagespeichern für Wasserstoff ergeben.

## Inhaltsverzeichnis

1	Notwendigkeit von Untertagespeichern.....	5
1.1	Rolle von Speichern im Energiesystem.....	5
1.2	Wert der untertägigen Speicherung.....	7
1.3	Zukünftiger Speicherbedarf.....	8
2	Untertagespeicher für Wasserstoff.....	11
2.1	Speicherarten.....	11
2.2	Speicherpotenziale.....	16
3	Abschätzung der Speicherkosten für Modellkavernen.....	18
3.1	Speicherkapazität.....	18
3.2	Levelized Cost of Storage.....	20
4	Regulatorische Rahmenbedingungen von Gasspeichern.....	24
4.1	Regulatorik von Erdgasspeichern.....	24
4.2	Diskussion zum regulatorischen Rahmen von Wasserstoffspeichern.....	25
5	Ausblick.....	28
	Literaturverzeichnis.....	30
	Abbildungsverzeichnis.....	36
	Tabellenverzeichnis.....	37
	Anhang.....	38

# 1 Notwendigkeit von Untertagespeichern

Der Ausbau erneuerbarer Energien stellt das Energiesystem vor diverse Herausforderungen. Die zunehmend volatile, dezentrale Stromerzeugung erhöht die Abhängigkeit von regionalen Wetterbedingungen und verfügbaren Übertragungskapazitäten. Aufgrund der volatilen Erzeugung ergibt sich oftmals ein Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage. Zusätzlich erschweren Engpässe im Stromnetz die effiziente Nutzung erneuerbar produzierten Stroms. Erneuerbare Energien allein können daher keine konstante und zuverlässige Energieversorgung garantieren. Für diese Problematik stellt die Speicherung des Stroms in Form von Wasserstoff eine vielversprechende Lösung dar. Es wird prognostiziert, dass bereits ab 2025 der Überschuss von erneuerbarer Energie so stark ansteigt, dass die Wasserstoffspeicherung aus Systemsicht relevant wird (BMWK, 2023).

Aufgrund der langfristigen Investitionszyklen müssen bereits heute Entscheidungen getroffen werden, um den notwendigen Hochlauf für Wasserstoffspeicher anzustoßen. Daher ist laut Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie ein Konzept für Wasserstoffspeicher geplant, das die schrittweise Umstellung bestehender Erdgasspeicher sowie den Neubau von Wasserstoffspeichern regeln soll (BMWK, 2023). Ein solches Konzept wird benötigt, um grundsätzliche technische und wirtschaftliche Fragestellungen, wie z. B. die Refinanzierung von Investitionen in Wasserstoffspeicher, zu thematisieren und die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff zukünftig zu gewährleisten<sup>1</sup> (NWR, 2023). Trotzdem werden Wasserstoffspeicher bereits an vielen Stellen bei der Infrastrukturplanung berücksichtigt. Fernleitungs- und Wasserstoffnetzbetreiber sind laut § 28q EnWG<sup>2</sup> verpflichtet, zweijährlich einen Bericht zur Notwendigkeit eines Netzentwicklungsplans Wasserstoff vorzulegen, bei dem auch Wasserstoffspeicher zu berücksichtigen sind (Kemmerzell et al., 2024). Bei einer Vielzahl der Machbarkeitsstudien im Rahmen des European Hydrogen Backbone sind bestehende Erdgasspeicher bzw. geplante Wasserstoffspeicher ebenfalls Bestandteil der Planung (EHB, 2023). Auch bei der Szenariobildung für das deutsche Wasserstoffkernnetz wurden europäische IPCEI- und PCI-Projekte<sup>3</sup> zu Wasserstoffspeichern integriert (FNB, 2023). Außerdem sieht § 39o EEG die Einführung von Ausschreibungen für Konzepte mit wasserstoffbasierten Stromspeichern vor, mit dem Ziel, „Anlagenkombinationen aus Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen mit einem chemischen Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas zu fördern.“

## 1.1 Rolle von Speichern im Energiesystem

Grüner Wasserstoff soll im zukünftigen Energiesystem eine zentrale Rolle einnehmen. Die Wertschöpfungskette eines dekarbonisierten Energiesystems in Deutschland, beispielhaft dargestellt in Abbildung 1, umfasst die Energiebereitstellung, Umwandlung und Speicherung,

<sup>1</sup> Die Veröffentlichung einer Wasserstoffspeicherstrategie durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) könnte 2024 erfolgen (TSB, 2023; energate, 2023).

<sup>2</sup> Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 5. Februar 2024

<sup>3</sup> IPCEI: Important Project of Common European Interest, PCI: Projects of Common Interest

sowie verschiedene Verbrauchssektoren im Strom- und Wasserstoffsystem. Grüner Wasserstoff koppelt die Sektoren Strom, Wärme, Industrie und Verkehr und kann heimisch durch Elektrolyse mittels erneuerbarer Energien wie beispielsweise Wind, Photovoltaik, Wasserkraft oder Biomasse produziert werden. Alternativ kann Wasserstoff per Pipeline oder schiffsgebundenem Transport, z. B. von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak, importiert werden. Auf der Nachfrageseite wird Wasserstoff zukünftig vor allem für Anwendungen im Industrie- und Mobilitätssektor vorgesehen (Kopp et al., 2022). Daneben kann Wasserstoff zur Rückverstromung in Wasserstoffkraftwerken genutzt werden, um die Stromnachfrage zu decken.

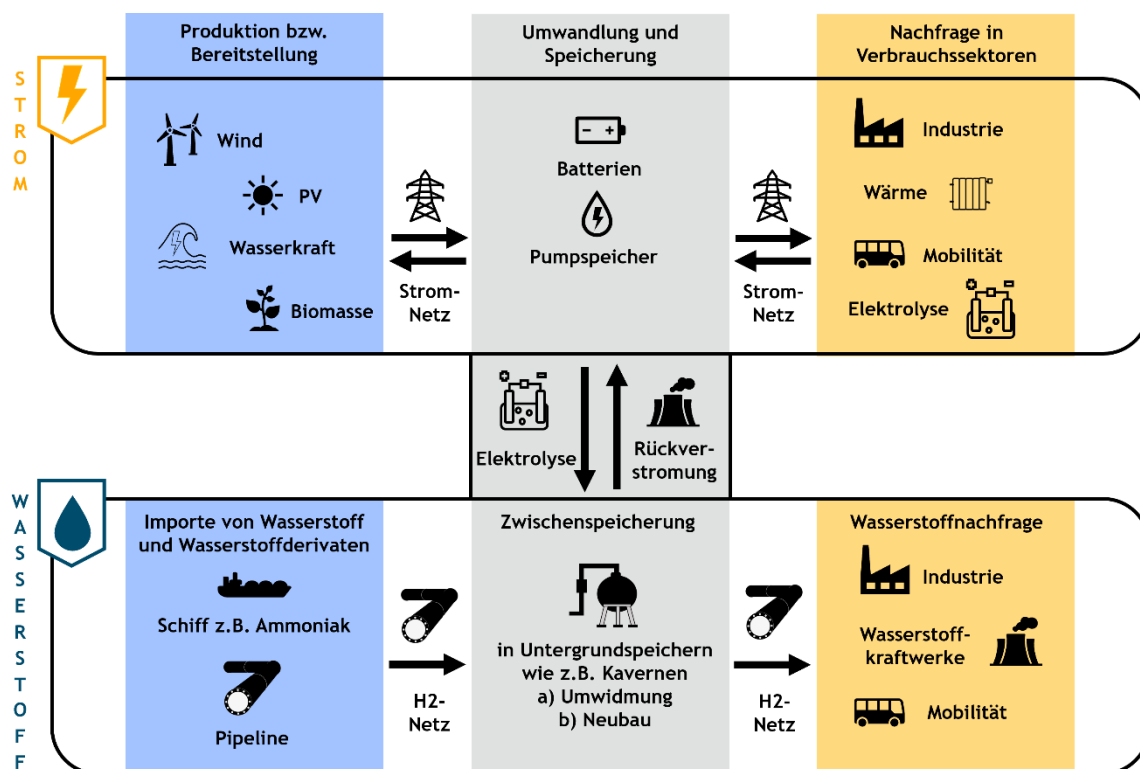


Abbildung 1: Rolle von Wasserstoffspeichern in einem dekarbonisierten Energiesystem

Quelle: Keutz und Kopp, 2024 (bevorstehend)

Wasserstoffspeicher nehmen hierbei eine Schlüsselrolle zur Kopplung des Strom- und Wasserstoffsektors und der verschiedenen Wertschöpfungsketten von der Produktion bis zum Verbrauch ein. Mit Wasserstoff in Untertagespeichern lässt sich erneuerbarer Strom verhältnismäßig kostengünstig, großskalig sowie langfristig einspeichern (Yousefi et al., 2023). So kann Wasserstoff bei erhöhtem Stromangebot aus erneuerbaren Energien hergestellt, gespeichert, und in Zeiten erhöhter Stromnachfrage zurückverstromt werden. Somit sind Wasserstoffspeicher aufgrund hoher Speicherkapazitäten (vgl. Kapitel 3.1) in Kombination mit langen Ausspeicherdauern von bis zu mehreren Monaten für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Vergleich zu anderen Speicherarten als vorteilhaft zur Stromspeicherung anzusehen. Andere Arten von Stromspeichern, wie z. B. Batterien und Pumpspeicher, erfüllen hingegen eher den Zweck der kurz- bis mittelfristigen Flexibilitätsbereitstellung zur Systemstabilisierung oder für Arbitragegeschäfte (Sterner und Stadler, 2017). Allerdings können Wasserstoffspeicher aufgrund der geringen Energiedichte des

Wasserstoffs<sup>4</sup> heute vorhandene Speicherreserven, wie z. B. die strategische Reserve von Mineralöl(-produkten) kaum vollumfänglich substituieren. Hierfür könnte Wasserstoff in synthetische (flüssige) Energieträger umgewandelt werden, was jedoch einen zusätzlichen Wirkungsgradverlust mit sich bringt.

Die Wasserstoffspeicherung kann als Flexibilitätsoption zwischen Strom- und Wasserstoffsektor für kurzfristige Schwankungen oder über längerfristige Zeiträume wie z. B. bei Eintreten von Extremwetterereignissen wie Dunkelflauten im Winter genutzt werden (Lux et al., 2022; Chen et al., 2023; Michaelski et al., 2017). Zudem gleichen Wasserstoffspeicher Schwankungen der Wasserstoffnachfrage in den Endverbrauchssektoren aus und unterstützen die Stabilisierung des angeschlossenen Wasserstoffnetzes. Ein weiterer Vorteil besteht im Aufbau eines Resilienzpuffers durch die Nutzung von Wasserstoffspeichern. Somit kann die Wasserstoffnachfrage auch beim Ausfall schiffs- oder pipelinegebundener Importe über einen gewissen Zeitraum weiterhin gedeckt werden (Crotogino et al., 2010; Miocic et al., 2023).

Bislang bestehen grundlegende Unsicherheiten darüber, in welcher Weise Untertagespeicher für Wasserstoff zukünftig betrieben werden können. Für Erdgasspeicher ergibt sich historisch aufgrund von konstanten, pipelinegebundenen Erdgasimporten und einer deutlich erhöhten Winternachfrage, hervorgerufen durch die Wärmebereitstellung durch Erdgas, ein saisonales Profil mit annähernd einem Ein- und Ausspeicherzyklus pro Jahr. Für Wasserstoff könnte sich dieses Profil verändern. Auf der Nachfrageseite wird angenommen, dass die saisonale Wärmebereitstellung durch Wasserstoff deutlich geringer ausfällt als historisch im Erdgasmarkt. Zusätzlich ist das Wasserstoff-Nachfrageprofil von Industrie und Rückverstromung derzeit weitestgehend unbekannt. Gleichzeitig könnte die Einspeicherung von Wasserstoff durch eine wetterabhängige Erzeugung und durch die Verfügbarkeit von Importen bestimmt werden, sodass die Befüllung der Speicher im Gegensatz zum Erdgasmarkt zunehmend volatileren Profilen auf Angebots- und Nachfrageseite folgen könnte.

## 1.2 Wert der untertägigen Speicherung

Die großskalige Speicherung von Wasserstoff lässt sich grundsätzlich mit der heutigen untertägigen Speicherung von Erdgas vergleichen. Der Wert von Untertagespeichern im Erdgasmarkt wird entlang verschiedener Aspekte bemessen, welche direkt bzw. indirekt durch die Nutzung der Speicher entstehen. Dabei lässt sich der Wert eines Speichers direkt im Handelswert und indirekt im System- und Versicherungswert bemessen. Diese Werte können perspektivisch auch der Speichernutzung für Wasserstoff zugerechnet werden.

**Handelswert:** Zeitlicher Ausgleich (stündlich, täglich, saisonal) von Angebot und Nachfrage aufgrund von zeitlichen Preisschwankungen

Hierbei wird Erdgas bzw. Wasserstoff zu Zeitpunkten mit Angebotsüberhang eingespeichert und während Zeitpunkten mit Nachfrageüberhang wieder ausgespeichert. Dabei können die aus Angebots- und Nachfrageschwankungen resultierenden Preisunterschiede genutzt werden, um

---

<sup>4</sup> Der Heizwert von Wasserstoff beträgt 3,0 kWh/m<sup>3</sup>, während Erdgas je nach Gasqualität mit ca. 10 kWh/m<sup>3</sup> einen deutlich größeren Heizwert besitzt. Flüssige Energieträger wie Mineralöl weisen nochmals einen deutlich höheren Heizwert von ca. 10 kWh/l auf (Sternier und Stadler, 2017).



Kunden vor größeren Preisschwankungen zu schützen. Gleichzeitig ermöglichen solche Arbitragegeschäfte die Erwirtschaftung von Gewinnen für Nutzer von Untertagespeichern (INES, 2014; Cihlar et al., 2021).

Bedeutsam im Erdgasmarkt ist heute die Nutzung des Sommer-Winter-Preisspreads, der durch eine deutlich erhöhte Winternachfrage entsteht. Dadurch können saisonal bedingte Preisschwankungen für Konsumenten reduziert werden. Inwieweit künftig Marktakteure von saisonalen Preisunterschieden für Wasserstoff profitieren können, hängt maßgeblich von der Entstehung eines liquiden Spot- und Terminmarkts für Wasserstoff ab. Bei ausreichenden Preisunterschieden könnten somit Anreize für die Nutzung von Speichern anstehen. Außerdem werden künftige Nachfrage- und Erzeugungsprofile von Wasserstoff einen Einfluss auf die Nutzung von Speichern haben.

**Systemwert:** Nutzung von Speichern zur effizienteren Dimensionierung anderer Komponenten im Energiesystem

Durch die Bereitstellung von Speichern können andere Infrastrukturkomponenten im Energiesystem, wie z. B. Pipeline- oder Importterminalkapazitäten, reduziert werden, wobei in Spitzenlastsituationen weiterhin für eine ausreichende Nachfragedeckung gesorgt wird. Dadurch lassen sich Investitionen in das Energiesystem reduzieren bzw. effizienter nutzen (INES, 2014; Cihlar et al., 2021). Besonders in der Wasserstoffmarkthochlaufphase bestehen große Unsicherheiten bezüglich der zeitlichen und räumlichen Ausgestaltung von Angebot und Nachfrage, die mithilfe von Wasserstoffspeichern begrenzt werden können. Zudem können Wasserstoffspeicher Bedarfsspitzen durch die Ausspeicherung abfangen und Erzeugungsspitzen aufgrund hoher erneuerbarer Erzeugung durch eine erhöhte Einspeicherung dämpfen. Eine integrierte Betriebsweise von Wasserstoff- und Stromsystem könnte außerdem aufgrund der dafür vorteilhaften Eigenschaften von Wasserstoff deutlich ausgeprägter ausfallen, als dies historisch zwischen Erdgas- und Stromsystem der Fall gewesen ist.

**Versicherungswert:** Erhöhung der Versorgungssicherheit für Endverbraucher durch den Einsatz von Speichern

Erdgasspeicher können eine kontinuierliche und sichere Versorgung von Endverbrauchern wie Haushalts- und Industriekunden oder Kraftwerken gegenüber unvorhergesehenen Störungen, wie z. B. dem Ausbleiben von Importen, Extremwetterereignissen oder technische Störungen der Versorgungsinfrastruktur absichern (INES, 2014; Cihlar et al., 2021). Künftige Wasserstoffspeicher können hier ebenfalls einen erheblichen Beitrag leisten, da mit ihnen die Versorgungssicherheit aller Sektoren gegenüber Ausfallrisiken gesteigert werden kann.

### 1.3 Zukünftiger Speicherbedarf

Die Notwendigkeit von Wasserstoffuntertagespeichern in einem künftigen Energiesystem hat in der aktuellen Diskussion an Bedeutung gewonnen (NWR, 2021a; ISI, 2022; Lux et al., 2022; Kondziella et al., 2023). Es bestehen bereits Projekte zur Realisierung von Wasserstoffspeichern

und es werden erste Erdgaskavernen auf Wasserstoff umgestellt.<sup>5</sup> Allerdings ist die Quantifizierung des zukünftigen Speicherbedarfs in Europa und Deutschland aufgrund der Interdependenzen im Energiesektor komplex und wurde bislang nur in wenigen Untersuchungen durchgeführt. Auch die Allokation der Speicherkapazitäten unter Berücksichtigung der verfügbaren geologischen Potenziale findet aktuell wenig Beachtung in der Forschung.

Erste Bedarfsabschätzungen für Wasserstoffspeicher in bestehenden Energiesystemstudien zeigen eine große Bandbreite zukünftiger Speicherbedarfe. Die Langfristszenarien 3 gehen bis zum Jahr 2030 von einem europäischen Bedarf zwischen 7,3 und 12,6 TWh aus. Bis zum Jahr 2045 zeigen die Szenarien einen Bedarf zwischen 243 und 412 TWh (ISI, 2022). In einer Weiterentwicklung dieser Szenarien mit Fokus auf alternativen Entwicklungen und Restriktionen im Stromsystem ergeben sich größere Unsicherheiten zukünftiger europäischer Speicherbedarfe. Bis 2030 könnte den Sensitivitäten zufolge der Speicherbedarf zwischen 0 und 14,3 TWh liegen und bis 2045 zwischen 41 und 406 TWh erreichen (ISI, 2024). Daneben zeigen weitere Untersuchungen eine weite Bandbreite an benötigten Wasserstoffspeichern bis zur Erreichung der Klimaneutralität in Europa im Jahr 2050. In Abhängigkeit verschiedener Annahmen und Szenarien zeigt sich in der Literatur ein Speicherbedarf zwischen 45 und 197 TWh (Moser et al., 2020; Caglayan et al., 2021; Neumann et al., 2023; Schlund, 2023).

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten könnte ein Großteil der europäischen Speicherbedarfe in Deutschland verortet werden. Bereits heute nehmen deutsche Erdgasspeicher eine grenzüberschreitende Bedeutung bei der Erdgasversorgung einiger Nachbarstaaten Deutschlands ein. Diese Rolle könnte Deutschland in einem zukünftigen Energiesystem mit Untertagespeichern zur Versorgung eines grenzüberschreitenden, europäischen Wasserstoffsystems in ähnlicher Form zuteilwerden. Hierbei könnten deutsche Wasserstoffspeicher die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff in angrenzenden Staaten im Falle von wetterbedingten oder anderen Ereignissen wie z. B. Importausfällen unterstützen.

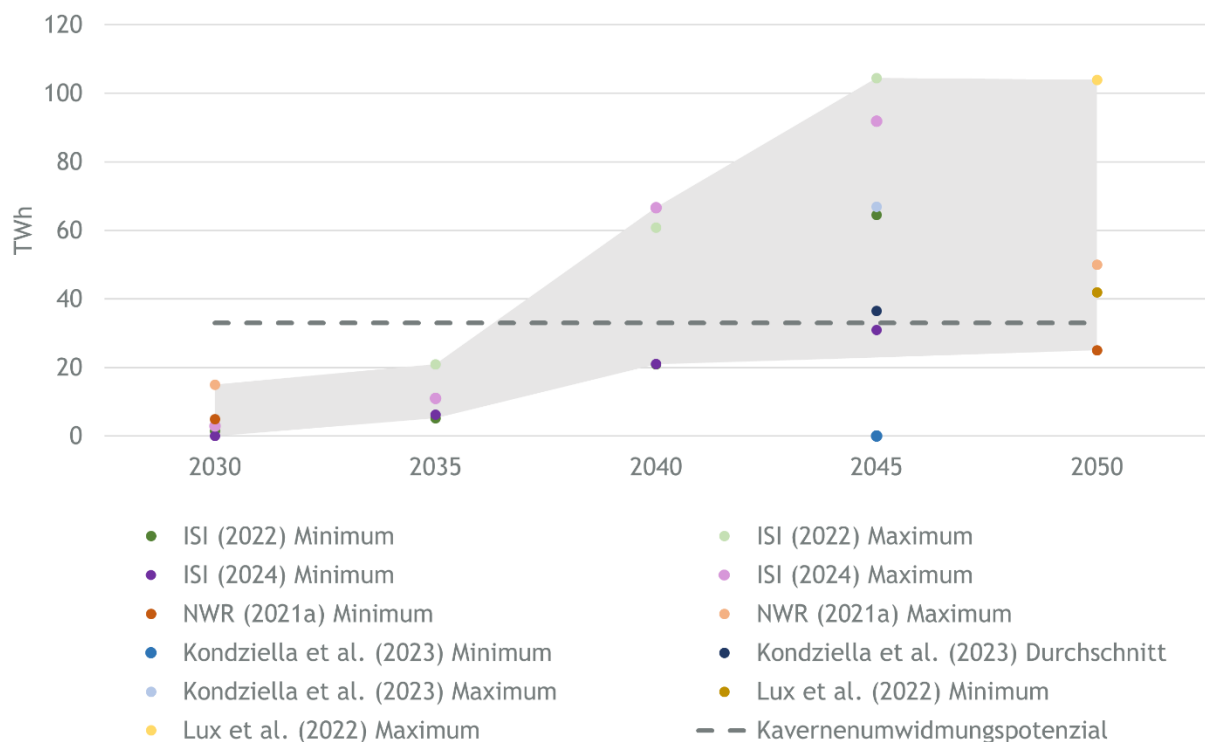
Ein Studienvergleich ausgewiesener Speicherbedarfe für Wasserstoff in Deutschland, dargestellt in Abbildung 2, umfasst die Berechnungen der Langfristszenarien 3 (ISI, 2022) und deren weiteren Sensitivitäten (ISI, 2024), eine Abschätzung des Nationalen Wasserstoffrates (NWR, 2021a), sowie weitere Berechnungen aus akademischer Literatur (Lux et al., 2022; Kondziella et al., 2023). Zur Abschätzung des Neubaubedarfs wird ein Kavernenumwidmungspotenzial von 33 TWh unterstellt (vgl. Kapitel 2.2).

Der Vergleich zeigt, dass die Unsicherheiten hinsichtlich notwendiger Speicherbedarfe in Deutschland im Zeitverlauf bis 2045 bzw. 2050 stark zunehmen. Außerdem ergibt sich aus den Bedarfen einiger Studien ein Neubaubedarf für Wasserstoffspeicher bis spätestens 2040, sollten sich nur Kavernen auf Wasserstoff umwidmen lassen. Der Nationale Wasserstoffrat schätzt den Wasserstoffspeicherbedarf im Jahr 2030 in Deutschland in Abhängigkeit des Szenarios auf 5 bis 15 TWh. Dies entspricht ca. 10 % der unterstellten Wasserstoffnachfrage. Hierfür könnten umgewidmete Erdgaskavernen genutzt werden. Für das Jahr 2050 könnte sich laut dem Nationalen Wasserrat ein Speicherbedarf zwischen 25 und 50 TWh ergeben. Neben der Umwidmung und Nachsolung von Kavernen wird teilweise auch der Ausbau neuer

---

<sup>5</sup> Im November 2023 und Januar 2024 wurden erstmalig Genehmigungen zur Stilllegung und Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff in Deutschland erteilt (BNetzA, 2023a, BNetzA, 2024).

Speicherkapazitäten erwartet (NWR, 2021a). Die Langfristszenarien 3 berechnen optimierte Speicherbedarfe für Deutschland auf Grundlage von gekoppelten Sektorenmodellen. Für das Jahr 2030 wird ein Speicherbedarf in Abhängigkeit des Szenarios zwischen 1,6 und 2,9 TWh ausgewiesen. Dieser Speicherbedarf erhöht sich in den Szenarien bis zum Jahr 2045 auf 64 bis 104 TWh (ISI, 2022). Die darauf aufbauenden Sensitivitäten zeigen auch für Deutschland größere Unsicherheiten. Demnach könnte sich bis 2030 ein Speicherbedarf zwischen 0 und 2,9 TWh einstellen, welcher bis zum Jahr 2045 zwischen 30 und 91 TWh liegen könnte (ISI, 2024).



**Abbildung 2: Studienvergleich zu Wasserstoffspeicherbedarfen in Deutschland**

Quelle: ISI, 2022; ISI, 2024; NWR, 2021a; Kondziella et al., 2023; Lux et al., 2022

Weitere Abschätzungen zu Wasserstoffspeicherbedarfen in Deutschland ergeben sich aus verschiedenen wissenschaftlichen Veröffentlichungen. Kondziella et al. (2023) weisen für ein klimaneutrales Energiesystem Deutschlands einen Wasserstoffspeicherbedarf im Jahr 2045 von durchschnittlich 37 TWh bzw. maximal 67 TWh in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios aus. Für den saisonalen Ausgleich volatiler Stromerzeugung mit einem Nachfrageüberhang im Winter berechnen Lux et al. (2022) die benötigte Wasserstoffspeicherkapazität in Untertagespeichern im Jahr 2050 szenarioabhängig zwischen 42 und 104 TWh.

Neben der kostenoptimalen Berechnung von Wasserstoffspeicherbedarfen in Energiesystemstudien lassen sich Speicherbedarfe anhand von Resilienzanforderungen an das Energiesystem herleiten. Eine zentrale Anforderung ist die Importresilienz von Energieträgern. Hierbei wird untersucht, wie lange ein Energiesystem die Versorgung mit den gespeicherten Energiemengen im Falle eines Importstopps aufrechterhalten kann. Das EWI schätzt in einer kürzlich veröffentlichten Analyse die notwendige Wasserstoffspeicherkapazität in Deutschland zur Aufrechterhaltung eines heutigen Resilienzniveaus für das Jahr 2045 auf 165 TWh (EWI, 2024).

## 2 Untertagespeicher für Wasserstoff

Für die künftige Speicherung von Wasserstoff können verschiedene Speicherarten genutzt werden. Für die großskalige, langfristige Speicherung eignen sich besonders Untertagespeicher. Diese lassen sich in Salz- und Felskavernen sowie erschöpfte Lagerstätten und Aquifere unterteilen. Abbildung 3 zeigt eine Übersicht über die verschiedenen Arten der Untertagespeicherung. Daneben lässt sich Wasserstoff auch obertägig in geringeren Mengen in Drucktanks speichern. Außerdem könnte ein künftiges Wasserstoffnetz unter Nutzung des Netzpuffers eine zusätzliche Speichermöglichkeit darstellen. Der Fokus dieser Studie liegt auf den untertägigen Speicherarten, da sich diese für eine langfristige und großskalige Speicherung von Wasserstoff eignen. Obertägige Speicher und Netzpuffer werden hingegen vor allem für die kurzfristige Bereitstellung von Wasserstoff eingesetzt.

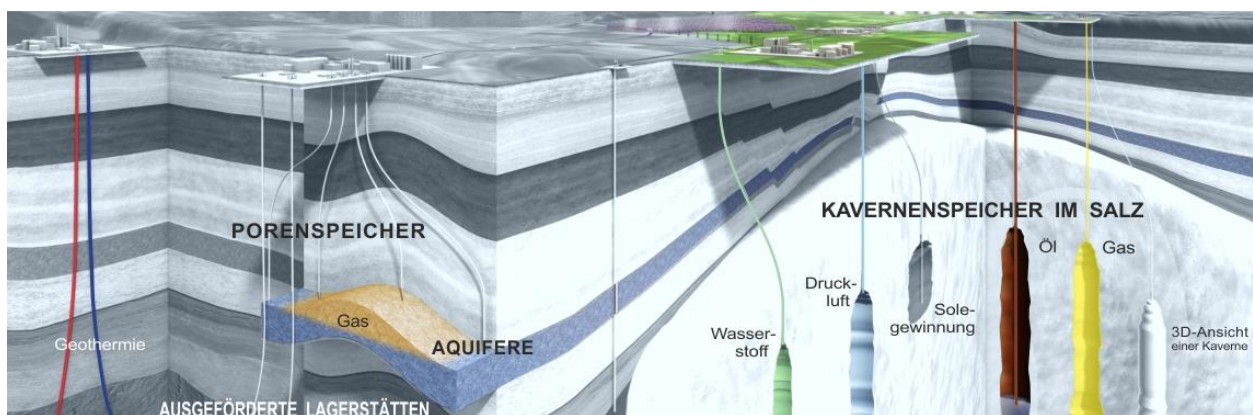


Abbildung 3: Vergleich der Speicherarten für die Untertagespeicherung

Quelle: DEEP.KBB GmbH, 2023

### 2.1 Speicherarten

#### Kavernenspeicher

Untertägige Salzkavernen werden heutzutage vor allem für die Speicherung von Erdgas oder Rohöl verwendet. Allerdings werden Salzkavernen auch seit einigen Jahrzehnten für die Speicherung von Wasserstoff im großen Maßstab eingesetzt. Beispiele dafür sind Wasserstoffkavernen in Teeside (GB), Clemens Dome, Spindletop und Moss Bluff (USA) oder die ehemalige Bevorratung von Stadtgas mit hohem Anteil an Wasserstoff in Salzkavernen in Kiel und Bad Lauchstädt (Warnecke und Röhling, 2021).

Kavernenspeicher lassen sich grundsätzlich in Fels- und Salzkavernen unterscheiden. Bei Salzkavernen handelt es sich um unterirdische künstliche Hohlräume in Salzstrukturen wie z.B. Salzschichten oder -kissen, die durch Bohrung und Aussolung entstehen. Bei diesem Prozess wird

das Salz mittels Wasser gelöst und an die Oberfläche befördert. In Abhängigkeit der zu schaffenden Kavernenanzahl und des Kavernenvolumens entstehen hierbei bedeutsame Mengen Sole, die entsorgt werden müssen. Daher sind vor allem Standorte in Küstennähe interessant, da dort die Sole ins Meer geleitet werden kann (Caglayan et al., 2020). Salzkavernen weisen einen minimalen Druck auf, der im Betrieb nicht unterschritten werden darf, um die Integrität der Kaverne zu gewährleisten. Aus diesem Grund wird ein Teil des gespeicherten Gases dauerhaft in der Kaverne gelagert. Dieser Anteil, der Kissengas genannt wird, liegt bei Salzkavernen bei ca. 30 % des gesamten Gasvolumens (Ozarlan, 2012).

Felskavernen hingegen bestehen aus massivem, homogenem Gestein mit minimalen strukturellen oder texturellen Schwächen, hoher mechanischer Stabilität und geringer Durchlässigkeit. Zur Nutzung ist eine zusätzliche Versiegelung durch Grundwassermanagement oder die Aushöhlung und Auskleidung der Felskaverne notwendig (Malachowska, 2022; Warnecke und Röhling, 2021). Bei der Auskleidung wird zwischen der Stahlauskleidung und dem Gestein eine tragende Betonschicht eingesetzt, um eine glatte Oberfläche für die innere Stahlverkleidung zu erzeugen und den Druck auf das umliegende Gestein zu verteilen. Die Stahlauskleidung selbst ist sowohl gasdicht als auch resistent gegen die chemischen Eigenschaften des gelagerten Gases. Bei der Speicherung von Wasserstoff in solchen Kavernen bestehen die größten technischen Herausforderungen in der Sicherstellung der dichten Einschließung und der Erhaltung der strukturellen Integrität. Zudem kann die Reaktion von Wasserstoff mit Metallen zu einer beschleunigten Materialermüdung führen. Daher befindet sich die Anwendung von ausgekleideten Felskavernen für Wasserstoff noch in der Entwicklungsphase (Patanwar et al., 2023) und der Bau von Felskavernen ist insbesondere dann von Relevanz, wenn nicht auf andere Speicherarten zurückgegriffen werden kann (Kruck und Crotofino, 2013; Kruck et al., 2013; Tarkowski, 2019).

### Porenspeicher

Porenspeicher bestehen aus porösen Gesteinsschichten (z. B. Sand- oder Kalkstein) mit natürlichen Hohlräumen, wie beispielsweise erschöpfte Erdgas- und Öllagerstätten oder Aquifere. Bei erschöpften Lagerstätten werden unterirdische geologische Formationen genutzt, aus denen vormals Erdgas und Öl gefördert wurde. Aktuell wird Erdgas in Europa an ca. 90 Standorten in erschöpften Lagerstätten gespeichert, davon ca. zehn in Deutschland (GIE, 2021). Perspektivisch könnte auch dort Wasserstoff gespeichert werden.<sup>6</sup> Jedoch zeigen erste in der Umsetzung befindliche Projekte, dass die mit Porenspeichern assoziierten Hürden und Fragestellungen zur Eignung für eine Wasserstoffwirtschaft eine individuelle Beantwortung erfordern (DBI, 2022; NWR, 2021b). Darüber hinaus besteht die Gefahr von Verunreinigungen des Wasserstoffs durch Vermischung mit verbleibenden Kohlenwasserstoffen im Speicher (Tarkowski, 2019).

Falls keine erschöpften Lagerstätten verfügbar sind, kann der Wasserstoff auch in wasserführenden Reservoirs, sogenannten Aquiferformationen, gespeichert werden. Die porösen Gesteinsschichten des Aquifers enthalten Wasser, das bei der Injektion des Gases in tieferliegende Schichten verdrängt wird. So wird ein Reservoir für das Gas geschaffen, aus dem bei Bedarf das Gas wieder entnommen wird (Bünger et al., 2016).

---

<sup>6</sup> Das Projekt Underground Sun Storage bzw. Underground Sun Conversion (Folgeprojekt) konnte im Jahr 2023 erstmals die Speicherung von grünem Wasserstoff in einem erschöpften Erdgasfeld in Österreich im Demonstrationsmaßstab realisieren (RAG Austria AG, 2024).

Das Gas in Porenspeichern muss kleine Poren zwischen den Bohrlöchern passieren, was zu einem Widerstand führt. Dadurch wird der Durchfluss limitiert, sodass mehrere Bohrungen an der Oberfläche benötigt werden (Reitenbach et al., 2015; Crotogino et al., 2017). Zusätzlich liegt die erforderliche Kissengasmenge mit 45 bis 60 % deutlich höher als bei Salzkavernen (Ozarlan, 2013). Für die praktische Anwendung der Wasserstoffspeicherung bedarf es noch weiterer Forschung, da chemische Reaktionen, mikrobielle Aktivitäten und die Durchlässigkeit des porösen Gesteins Risiken bergen, die untersucht werden müssen. Die Nutzbarkeit von Aquiferformationen muss zusätzlich durch Testbohrungen bestätigt werden (Crotogino et al., 2016; NWR, 2021b).

### Vergleich der Untertagespeicher

Tabelle 1 zeigt einen Literaturvergleich relevanter Eigenschaften von Salz- und Felskavernen, erschöpften Lagerstätten und Aquiferen. Grundsätzlich zeigt sich, dass sich Salzkavernen u. a. aufgrund ihrer geologischen sowie physikalisch-chemischen Eigenschaften, der hohen Betriebsflexibilität und den vergleichsweise geringen Risiken gegenüber anderen Speicharten für die untertägige Wasserstoffspeicherung als vorteilhaft erweisen.

Salzstrukturen in Salzkavernen zeichnen sich durch eine geringe Porosität und Durchlässigkeit in Kombination mit einem vergleichsweise hohen viskoplastischen Verhalten aus. Dadurch lassen sich die Bildung und Ausbreitung von Rissen vorbeugen, sodass die Dichtheit des Speichers gewährleistet ist (Tarkowski et al., 2020; Malachowska, 2022; Panfilov, 2016; Abe et al., 2019). Aufgrund der Inertheit der Salzstruktur innerhalb der geschaffenen Hohlräume besteht zudem kein erhöhtes Risiko von Verunreinigungen durch geochemische Reaktionen oder mikrobielle Aktivitäten, wie es bei Porenspeichern zu beobachten ist. Zusätzlich kann Wasserstoff in Salzkavernen aufgrund höherer Strömungsgeschwindigkeiten häufiger ein- und wieder ausgespeist werden (sogenannte Ein- und Ausspeicherzyklen) als in Porenspeichern. Dadurch ist sowohl der Einsatz für die saisonale Grund- als auch für die kurzfristige Spitzenlastabdeckung möglich, während Porenspeicher hauptsächlich zur Abdeckung der saisonalen Grundlast in Frage kommen (Bünger et al., 2016; NRW.Energy4Climate, 2022). Die Gesamtspeicherkapazität von Salzkavernen kann an Bedarfsänderungen angepasst werden, da mehrere Kavernen an einem Standort ausgesolt werden können. Die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen gilt als technologisch am weitesten entwickelt und wird seit Jahrzehnten angewendet. Da Deutschland über hohe Salzkavernenpotenziale verfügt, erscheint die Nutzung hierzulande umso vorteilhafter. Diese Potenziale sind vor allem im Nordwesten und in der Landesmitte aufzufinden (vgl. Kapitel 2.2).



**Tabelle 1: Literaturvergleich zu Speicherarten für die zukünftige Speicherung von Wasserstoff**

Speicherart	Kavernenspeicher		Porenspeicher		Quellen
	Salzkavernen	Felskavernen	Erschöpfte Lagerstätten	Aquifere	
<b>Geologie</b>	Salzstrukturen (Salzstock, Salzkissen) unterschiedlicher Mächtigkeit	Massives, homogenes Gestein, Versiegelung (Grundwasser-management, Aushöhlung und Auskleidung)	Erschöpfte Lagerstätten in porösen Gesteinsschichten (z.B. Sandstein, Kalkstein)	Poröse und permeable Gesteinsschichten (z.B. Sandstein, Kalkstein)	[1,2,3]
<b>Teufe</b>	300 - 2.500 m	100 - 1.000 m	300 - 2.700 m	400 - 2.300 m	[1, 3, 4, 5, 6, 7]
<b>Druckbereich</b>	35 - 275 bar	10 - 230 bar	15 - 285 bar	30 - 315 bar	[4, 5, 8]
<b>Gasdichtheit</b>	sehr hoch	mittel	mittel	mittel	[4, 7, 8, 9, 10]
<b>Arbeitsgas- bzw. Speichervolumen</b>	hoch	mittel	hoch bis sehr hoch	hoch bis sehr hoch	[1, 9]
<b>Anteil Kissengas</b>	20 - 30 %	30 %	50 - 60 %	50 - 80 %	[2, 3, 9, 10]
<b>Zyklenzahl pro Jahr</b>	hoch	hoch	gering	gering	[1, 2, 4, 8, 11]
<b>Flexibilität</b>	sehr hoch	hoch	mittel	mittel	[7, 9, 10]
<b>Spezifische Investitionskosten</b>	mittel - höher als erschöpfte Lagerstätten	hoch	gering - niedriger als Kavernen und Aquifer	mittel - höher als Kavernen und erschöpfte Lagerstätten	[1, 2, 4, 7, 9, 10]
<b>Eignung für Wasserstoff</b>	bestätigt	Untersuchungsgegenstand	Untersuchungsgegenstand	Untersuchungsgegenstand	[1, 2, 4]
<b>Risiken</b>	geringes Risiko für bakterielle Reaktionen, Entsorgung der Salzsole	Materialermüdung, Gewährleistung der Dichte	mikrobielle Aktivitäten, geochemische Reaktionen, Vermischung mit verbleibenden Kohlenwasserstoffen	mikrobielle Aktivitäten, geochemische Reaktionen, sehr durchlässig Verunreinigungen von Grundwasser	[1, 2, 4, 8, 12]

[1] Tarkowski, 2019; [2] Warnecke und Röhling, 2021; [3] Malachowska, 2022; [4] Epelle et al., 2022; [5] Ahluwalia et al., 2019; [6] NRW.Energy4Climate, 2022; [7] Crotogino et al., 2017; [8] Saraf, 2022; [9] Kruck und Crotogino, 2013; [10] Zivar et al., 2021; [11] Lord et al., 2014; [12] Patanwar et al., 2023.

## Obertägige Anlagen

Neben den untertägigen Bestandteilen von Wasserstoffspeichern werden obertätig weitere Komponenten für die Trocknung, Verdichtung, Gasaufbereitung, Messung und Einspeisung des Wasserstoffs benötigt. Je nach Wasserstoffquelle (Elektrolyse, Pipeline) und Betriebsdruck des Speichers ist es erforderlich, den Wasserstoff vor der Einspeicherung zu verdichten. Für die Wasserstoffverdichtung eignen sich in diesem Rahmen vor allem Kolbenverdichter. Der Einsatz von Turboverdichtern, wie sie bei Erdgasspeichern üblich sind, ist aufgrund des geringeren Verdichtungsverhältnisses bei Wasserstoff bei gegebener Drehzahl problematisch (DBI, 2022). Bei der Umstellung von Erdgaskavernen können einige Kernkomponenten ohne Anpassungsbedarf weiterverwendet werden, bei den meisten Komponenten müssen allerdings Anpassungen vorgenommen werden und ein paar Komponenten wie Dichtungen müssen vollständig ausgetauscht werden (DBI, 2022).

Die Reinheit von Wasserstoff nach Produktion durch eine Elektrolyse beträgt mindestens 99,97 %. Durch die Speicherung in einem Untertagespeicher reduziert sich die Reinheit, wobei die quantitativen Auswirkungen derzeit Gegenstand von laufenden Untersuchungen sind. Für die Verwendung in einer Brennstoffzelle in der Mobilität wird eine Reinheit von mindestens 99,97 % benötigt, für die Verbrennung in Wasserstoff-Kraftwerken oder zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie ist eine Reinheit von 98 % ausreichend (NWR, 2021b). Je nach Reinheitsanforderungen wird eine Aufbereitungsanlage am Standort des Untertagespeichers oder beim Endkunden benötigt.

## Weitere Möglichkeiten zur Wasserstoffspeicherung

Für die Speicherung von Wasserstoff in geringerem Umfang eignen sich Röhrenspeicher bzw. Drucktanks. Diese können entweder ober- oder untertägig installiert werden. Als Röhrenspeicher bezeichnet man beispielsweise Stahlrohre, in die Wasserstoff injiziert wird (Bünger et al., 2016; Ahluwalia et al., 2019). Drucktanks unterscheiden sich von Röhrenspeichern vor allem durch ihre Form und den maximal zulässigen Betriebsdrücken. Je nach Behälterart und Material (z.B. Stahl, faserverstärkte Kunststoffe) sind Speicherdrücke zwischen 200 und 700 bar üblich (Barthelemy et al., 2017; Moradi und Groth, 2019; Saraf, 2022). Röhrenspeicher bzw. Drucktanks weisen deutlich höhere spezifische Investitions- und Betriebskosten in Bezug auf die eingespeicherte Wasserstoffmenge sowie ein erhöhtes Wasserstoffverlustrisiko als Untertagespeicher auf (Malachowska, 2022; Kruck und Crotogino, 2013; Ahluwalia et al., 2019). Daher sind diese für eine großskalige und langfristige Wasserstoffspeicherung nicht geeignet.

Neben stationären Röhrenspeichern und Drucktanks können umgewidmete und neugebaute Wasserstoffpipelines bzw. -netze als Zwischenspeicher dienen, um kurzfristige Schwankungen auszugleichen. Diese Funktion wird bereits im heutigen Erdgasnetz genutzt, um durch eine dynamische Betriebsweise unter Einhaltung von erlaubten Druckschwankungen einen Netzpuffer zum Ausgleich kurzfristiger Angebots- und Nachfrageschwankungen einzusetzen (Gotzes, 2019). Da Netzpuffer nur als kurzfristige Überbrückung von Schwankungen dienen, sind sie keine Alternative zu Langfristspeichern.



## 2.2 Speicherpotenziale

Die Potenziale für die untertägige Speicherung von Wasserstoff ergeben sich aus der Umwidmung bereits existierender Erdgasspeicher auf Wasserstoff sowie durch den Neubau von Lagerstätten unter der Nutzung geologisch geeigneter Formationen, wie z. B. Salzstöcken.

Deutschland verfügte im Jahr 2023 über insgesamt ca. 286 TWh Speicherkapazitäten für Erdgas (BNetzA, 2023b). Gemessen an den gesamteuropäischen Speicherkapazitäten von über 1.100 TWh, weist Deutschland mit mehr als 25 % den größten Anteil daran auf (GIE, 2021). Nach Speicharten machen Kavernenspeicher (62 %) den größten Anteil in Deutschland aus, gefolgt von ausgeförderten Gasfeldern (37 %) sowie Aquiferen (1 %) (LBEG, 2023b). Die Karte der Speicherstandorte in Deutschland in Abbildung 8 im Anhang zeigt, dass Erdgaskavernen ausschließlich in Nord- und Mitteldeutschland, vor allem an der deutschen Nordseeküste, entlang der deutsch-niederländischen Grenze, sowie in Sachsen-Anhalt aufzufinden sind. Standorte von Porenspeichern befinden sich hingegen verstärkt in Süddeutschland (LBEG, 2023b).

Bei der Umwidmung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff kann von einem energetischen Umwidmungsfaktor von ca.  $0,2 \text{ TWh}_{\text{H}_2} / \text{TWh}_{\text{CH}_4}$  ausgegangen werden (DBI, 2022). Die verfügbare Speicherkapazität reduziert sich damit bei der Umstellung auf Wasserstoff erheblich, maßgeblich hervorgerufen durch eine geringere volumetrische Energiedichte des Wasserstoffs und ein geringeres Verhältnis des Arbeitsgasvolumens zum Kissengas im Vergleich zur Erdgasspeicherung (DBI, 2022). Die Umstellung aller deutschen Erdgaskavernenspeicher auf Wasserstoff resultiert somit in einem theoretischen Speicherpotenzial von ca. 30-33 TWh (NWR, 2021b; DBI, 2022). Dabei unberücksichtigt bleiben standort- sowie speicherspezifische Charakteristika, die zu einem veränderten Potenzial für umgewidmete Speicher in Deutschland führen können. Für umgestellte Porenspeicher werden ca. 18 TWh Speicherpotenzial für Wasserstoff geschätzt (DBI, 2022). Es ist allerdings zu beachten, dass aufgrund der bestehenden Problematiken, wie z. B. Verunreinigung des gespeicherten Wasserstoffs oder geochemischer Reaktionen, größere Unsicherheiten in Bezug auf das Umwidmungspotenzial von Porenspeichern auf Wasserstoff bestehen.

Neben der Umwidmung existierender Speicherstandorte könnte, abhängig vom sich einstellenden Speicherbedarf, auch der Neubau von Kavernenspeichern erforderlich sein. Stellt man oben dargestellte Umwidmungspotenziale und Szenarien zu künftigen Speicherbedarfen gegenüber, könnte Deutschland bis spätestens 2040 auf die Errichtung neuer Speicher angewiesen sein (NWR 2021; ISI, 2022). Die Betrachtung der hierfür als vorteilhaft angesehenen Salzkavernen verdeutlicht die exponierte Lage Deutschlands in Europa. Insgesamt weist Europa ein technisches Potenzial<sup>7</sup> von knapp 85 PWh<sub>H<sub>2</sub></sub> für Salzkavernenspeicher an Land und unter dem Meer auf, von denen 42 % bzw. 36 PWh<sub>H<sub>2</sub></sub> auf Deutschland entfallen. Betrachtet man nur Kavernen an Land, so reduziert sich das Potenzial auf 23,2 PWh<sub>H<sub>2</sub></sub> bzw. 9,5 PWh<sub>H<sub>2</sub></sub> in Deutschland. Unter der Annahme, dass Kavernen maximal 50 km von der Küste entfernt sein dürfen, um die Entsorgung der bei der Kavernenherstellung entstehenden Sole zu gewährleisten, verringert sich das europäische Potenzial nochmals auf 7,3 PWh<sub>H<sub>2</sub></sub> bzw. 4,4 PWh<sub>H<sub>2</sub></sub> für Deutschland (Caglayan et al., 2020). Die technischen Potenziale erscheinen zunächst als überaus groß, schrumpfen allerdings erheblich,

<sup>7</sup> Das technische Potenzial von Untertagespeichern beschreibt die maximal mögliche Speicherkapazität, die unter Berücksichtigung technischer Parameter (u.a. Teufe, Druck, Temperatur) realisiert werden kann. Das wirtschaftliche Potenzial ist geringer als das technische Potenzial, da es zusätzlich ökonomische Faktoren wie beispielsweise Speicherkosten, Marktpreise für das Speichermedium sowie regulatorische Rahmenbedingungen berücksichtigt.

sofern weitere technische, ökonomische, rechtliche sowie soziale Faktoren miteinbezogen, werden. Unter der Berücksichtigung von Anforderungen schützenswerter Gebiete, der Soleverbringung, Vermeidung von Bodensenkung und Abstand zu weiterer Infrastruktur sinkt das Potenzial in Deutschland auf 1,6 PWh (Donadei et al., 2016). Der Wert liegt jedoch weiterhin deutlich über den für Deutschland bzw. Europa berechneten Speicherbedarfen (vgl. Kapitel 1.3).

Abbildung 4 zeigt Salzvorkommen verschiedener Art in Europa. Neben Deutschland verfügen vor allem die Niederlande, das Vereinigte Königreich, Dänemark, Norwegen, und Polen über ausgiebige technische Potenziale für die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen. Andere Nachbarstaaten Deutschlands, wie Belgien, Luxemburg, Schweiz, Österreich oder Tschechien verfügen hingegen über keine nennenswerten Salzkavernenpotenziale (Caglayan et al. 2020). Größere Umwidmungspotenziale existierender Erdgasporenspeicher auf Wasserstoff bestehen innerhalb der EU in Italien, Österreich, Tschechien, Frankreich, Ungarn, Rumänien, Slowakei, den Niederlanden und Deutschland (GIE, 2021).

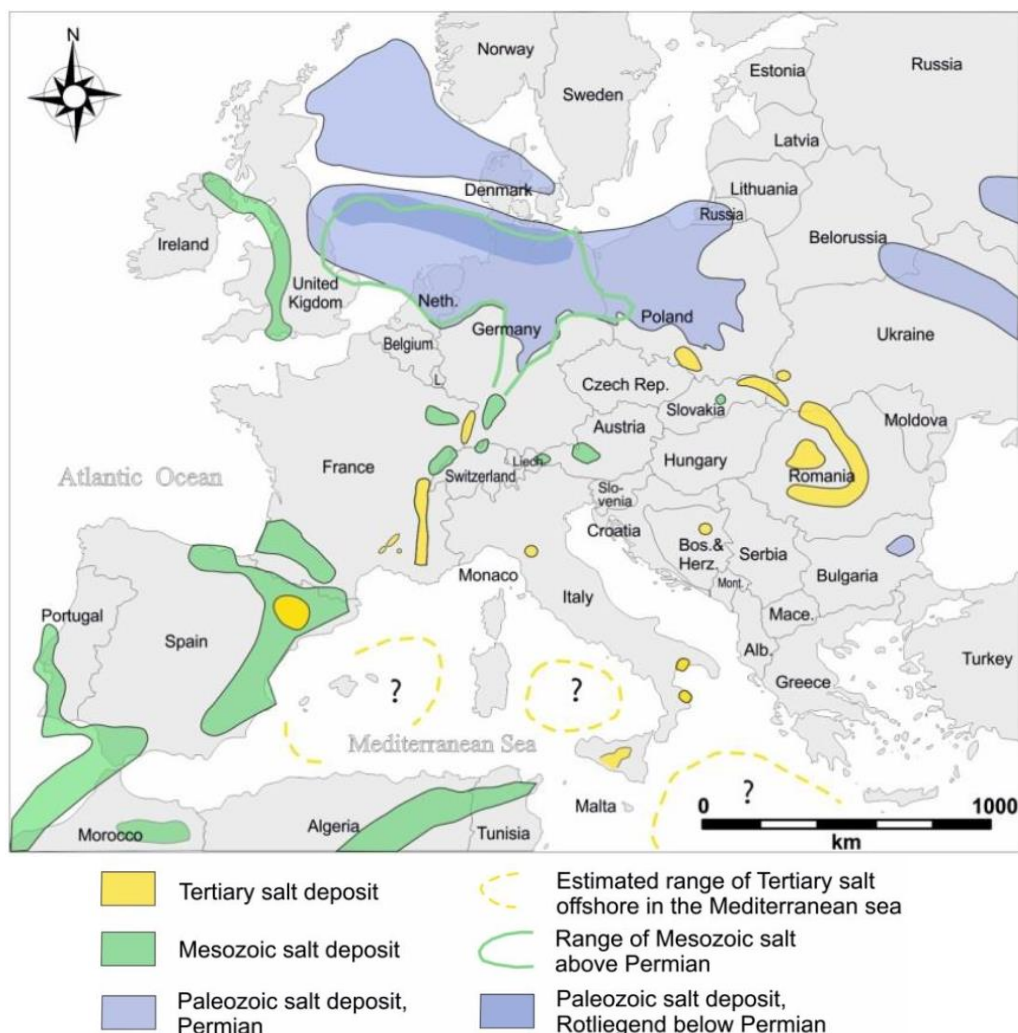


Abbildung 4: Salzstrukturen in Europa

Quelle: (Kruck et al., 2013)

### 3 Abschätzung der Speicherkosten für Modellkavernen

Die Gegenüberstellung verschiedener Wasserstoffspeichertechnologien in Kapitel 2 zeigt, dass Salzkavernen in Deutschland das größte Potenzial aufweisen, da sie sich technisch für die Speicherung von Wasserstoff eignen und die geologischen Gegebenheiten in Norddeutschland in ausreichendem Maße vorhanden sind. Für den zukünftigen Einsatz von Wasserstoffspeichern im Allgemeinen und Salzkavernen im Spezifischen sind zwei Faktoren entscheidend: Die Speicherkapazität und die Speicherkosten. Im Folgenden werden anhand von vereinfachten Berechnungen die Speicherkapazität und die Levelized Cost of Hydrogen Storage (LCOS) mehrerer Modellkavernen (MK) abgeschätzt.

#### 3.1 Speicherkapazität

Die Wasserstoffmenge, die in einer Salzkaverne gespeichert werden kann, wird vor allem durch das geometrische Volumen und die Lage der Kaverne bestimmt. Das geometrische Volumen beschreibt die Größe des untertägigen Hohlraums. Die Lage der Kaverne wird durch die Teufe und die sekundäre Mächtigkeit beschrieben. Die Teufe beschreibt den Abstand zwischen der Geländeoberkante und einem Punkt untertage, z.B. dem Kavernenkopf. Der minimale Betriebsdruck der Kaverne bestimmt die erforderliche Menge Kissengas und der maximale Betriebsdruck definiert die speicherbare Menge Arbeitsgas. Die Drücke sind abhängig von der Teufe des Kavernenkopfs  $t$  und können mit folgendem Zusammenhang abgeschätzt werden (Caglayan et al., 2020):

$$p_{min}(t) = \frac{130 \text{ bar}}{2000 \text{ m}} \cdot t \quad \text{und} \quad p_{max}(t) = \frac{340 \text{ bar}}{2000 \text{ m}} \cdot t$$

Die sekundäre Mächtigkeit ist der Abstand zwischen dem Kavernenkopf und dem Kavernensumpf, also die Höhe der Kaverne (Stolzenburg et al., 2014). Vereinfacht kann angenommen werden, dass es sich bei der Kaverne um einen Zylinder handelt, sodass die Mächtigkeit  $h$  und das Volumen  $V$  über den Durchmesser  $d$  der Kaverne verknüpft sind:

$$V = \pi \cdot \left(\frac{d}{2}\right)^2 \cdot h$$

Die Wasserstoffmasse ergibt sich vereinfacht aus dem idealen Gasgesetz. Dafür wird zusätzlich die Temperatur in der Kaverne bestimmt, die der Temperatur des Gesteins der Kavernenwand entspricht. Vereinfacht wird angenommen, dass die Temperatur über die Höhe der Kaverne konstant ist und einem Mittelwert entspricht (Caglayan et al., 2020):

$$T(t) = 288 \text{ K} + 0,025 \frac{\text{K}}{\text{m}} \cdot \left(t + \frac{h}{2}\right)$$

Die Speicherkapazität  $E$  ergibt sich dann mit folgender Formel, wobei der Heizwert für Wasserstoff mit  $H_u = 119,972 \text{ MJ/kg}$  angenommen wird und  $R_S$  die spezifische Gaskonstante für Wasserstoff darstellt:

$$E = m \cdot H_u = \frac{(p_{max} - p_{min}) \cdot V}{R_S \cdot T} \cdot H_u$$

Bei diesem Vorgehen handelt es sich um eine vereinfachte Abschätzung der Speicherkapazität. Für eine detaillierte Berechnung von Wasserstoffkavernen muss u. a. die Verdichtung von Wasserstoff (Caglayan et al., 2020) sowie die ausspeicherbare Menge, die durch die Temperaturänderung in der Kaverne im Ausspeicherprozess beeinflusst wird (Donadei et al., 2016), berücksichtigt werden.

Abbildung 5 zeigt die Speicherkapazität einer Salzkaverne in  $\text{GWh}_{\text{th}}$  bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff in Abhängigkeit vom geometrischen Volumen und der Teufe des Kavernenkopfs.<sup>8</sup> Die Ergebnisse liegen zwischen 6 GWh für eine  $100.000 \text{ m}^3$  Kaverne mit 200 m Teufe und bis zu 493 GWh für  $1.000.000 \text{ m}^3$  Volumen und 2.000 m Teufe.

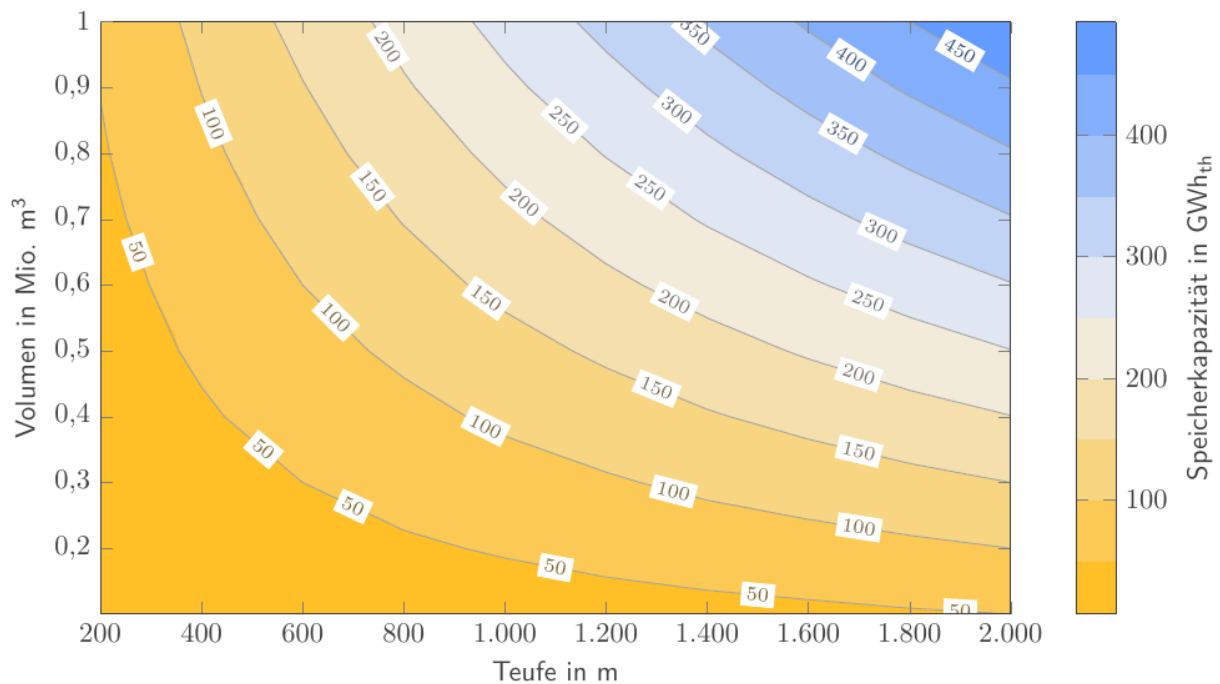


Abbildung 5: Speicherkapazität einer Salzkaverne in Abhängigkeit vom geometrischen Volumen und der Teufe des Kavernenkopfs

Bestehende Erdgaskavernen in Deutschland weisen Teufen zwischen 400 bis 1.800 m auf (LBEG, 2023a). Typische geometrische Volumina liegen zwischen  $150.000 \text{ m}^3$  und  $800.000 \text{ m}^3$ , unter idealen Bedingungen können auch einzelne Kavernen mit einem Volumen von bis zu  $1.000.000 \text{ m}^3$  realisiert werden (Kruck et al., 2013). Für eine durchschnittliche Kaverne mit einem Volumen von  $500.000 \text{ m}^3$  und einer Teufe von 1.000 m (Stolzenburg et al., 2014) ergibt sich eine Speicherkapazität von 134 GWh.

<sup>8</sup> Durchmesser der Kaverne:  $d=50 \text{ m}$  (Stolzenburg et al. 2014)

## 3.2 Levelized Cost of Storage

Die LCOS beschreiben die Kosten für die Speicherung von Energie bezogen auf die Energiemenge. Im Folgenden werden die LCOS bezogen auf die jährliche ausgespeicherte Wasserstoffmenge  $m_{dch,a}$  angelehnt an (Hittinger und Ciez, 2020) folgendermaßen definiert:

$$LCOS = \frac{CAPEX \cdot a + OPEX_a}{m_{dch,a}}$$

Die CAPEX werden mit einem Annuitätenfaktor  $a$  multipliziert, hierbei wird eine Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen. Die OPEX beinhalten ausschließlich jährliche fixe und variable Betriebskosten exkl. der Kosten für den Wasserstoffkauf. Die ausgespeicherte Wasserstoffmenge ergibt sich aus der Speicherkapazität und der Anzahl Zyklen pro Jahr. Die Zyklenzahl oder sogenannte Drehung des Arbeitsgases ist ein Maß für die Speicherbewegung, also wie häufig das Arbeitsgas im Jahresverlauf vollständig ein- und ausgespeichert wird. Ein Wert von eins bedeutet, dass die ausgespeicherte Menge im Jahr genau der Speicherkapazität entspricht (Bassemir, 2023).

### Modellkavernen

Für die folgende Abschätzung der Investitionskosten werden vier MK definiert, die das Spektrum typischer geologischer Formationen in Deutschland repräsentieren. Die Parameter der Kavernen sind in Tabelle 2 dargestellt. Sie unterscheiden sich hinsichtlich des geometrischen Volumens und der Teufe des Kavernenkopfs. Die übrigen Parameter werden analog zu Kapitel 3.1 berechnet. Die resultierenden Speicherkapazitäten liegen zwischen 35 und 266 GWh bzw. 1,05 bis 7,97 Mio. kg.

Tabelle 2: Übersicht der Parameter der MK

	Geometrisches Volumen	Teufe Kavernenkopf	Mächtigkeit	Minimaler Druck	Maximaler Druck	Durchschn. Temperatur	Speicherkapazität
MK 1	250.000 m <sup>3</sup>	500 m	127 m	33 bar	85 bar	302 K	35 GWh 1,05 Mio. kg H <sub>2</sub>
MK 2	500.000 m <sup>3</sup>	500 m	255 m	33 bar	85 bar	304 K	70 GWh 2,10 Mio. kg H <sub>2</sub>
MK 3	500.000 m <sup>3</sup>	1000 m	255 m	65 bar	170 bar	316 K	134 GWh 4,03 Mio. kg H <sub>2</sub>
MK 4	1.000.000 m <sup>3</sup>	1000 m	509 m	65 bar	170 bar	319 K	266 GWh 7,97 Mio. kg H <sub>2</sub>

### Investitionskosten

Die Investitionskosten für eine Salzkaverne setzen sich zusammen aus den Kosten für die Aussolung (Bohrungen, Solungsprozess, Soleverbringung), den Kosten für das Kissengas sowie Kosten für den Verdichter und sonstige obertägige Anlagen (Stolzenburg et al., 2014). Angaben zu spezifischen Investitionskosten der Komponenten und absoluten Investitionskosten von Kavernen variieren stark.

Spezifische Kosten für die Aussolung der Kaverne stehen nicht im linearen Zusammenhang mit der Größe der Kaverne, sondern sinken mit steigendem geometrischem Volumen. Die Kosten sinken außerdem mit steigender Anzahl an Kavernen am Standort, da die Aussolungsanlagen für mehrere Kavernen verwendet werden können (Stolzenburg et al., 2014). Hinzu kommen Kosten für die Bohrungen, die von der Teufe der Kaverne abhängen, und Kosten für die Soleverbringung,



die vom Abstand zur Küste abhängen (Lord et al., 2014). Literaturangaben für die Aussolungskosten variieren zwischen 20 Mio. €<sub>2023</sub> und 75 Mio. €<sub>2023</sub> (Stolzenburg et al., 2014; Lord et al., 2014; Chen et al., 2023; DBI, 2022)

Die Kosten für das Kissengas sind abhängig von der erforderlichen Kissengasmenge und den Gesteungskosten des Wasserstoffs. Die Kissengasmenge ergibt sich aus dem minimalen Betriebsdruck und dem Volumen der Kaverne. Die Wasserstoffgestehungskosten hängen maßgeblich vom Strompreis und dem Wirkungsgrad der Elektrolyse ab.

Der Wasserstoff muss zur Einspeicherung in die Kaverne komprimiert werden. Hierbei wird der Startdruck von der Wasserstoffquelle (z.B. Elektrolyse, Pipeline) vorgegeben und der Enddruck vom Momentandruck der Kaverne (minimaler bis maximaler Betriebsdruck). Der in der Literatur angegebene Energiebedarf liegt zwischen 0,7 und 2,2 kWh/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> (Stolzenburg et al., 2014; Michaelski et al., 2017; Lord et al., 2014; Yousefi et al., 2023; Chen et al., 2023). Der Durchfluss wird von der gewünschten Einspeicherrate bestimmt. Die Investitionskosten hängen vom Durchfluss und dem Druckverhältnis ab. Literaturangaben liegen zwischen 10 Mio. €<sub>2023</sub> bis 35 Mio. €<sub>2023</sub> (Stolzenburg et al., 2014; Lord et al., 2014; Yousefi et al., 2023; Chen et al., 2023).

Die Kosten für die restlichen obertägigen Anlagen beinhalten u.a. eine Adsorptionstrocknungsanlage, eine Messstation, Druckreduzierungsanlagen, Gebäude und Straßen sowie Kosten für das Engineering (Stolzenburg et al., 2014).

Nicht berücksichtigt werden in der folgenden Untersuchung eine Variation der Investitionskosten für obertägige Anlagen hinsichtlich der Kapazität der Trocknungs- oder Druckreduzierungsanlagen. Zusätzlich sind die Kosten für die Soleverbringung in der Realität abhängig vom Abstand zur Küste und somit vom Standort der Kaverne (Donadei et al., 2016). Weiterhin wird die Annahme getroffen, dass der Speichervorgang keine Wasserstoffverluste aufweist (vgl. Stolzenburg et al., 2014). Die Verdichtungsenergie wird anhand des Energiebedarfs des Kompressors und eines konstanten Strompreises in den Betriebskosten berücksichtigt. Tabelle 4 im Anhang zeigt die Basisannahmen für die folgende Berechnung der LCOS der Modellkavernen.

## Ergebnisse

Abbildung 6 zeigt die LCOS für die ausgewählten MK. Die LCOS variieren zwischen 0,66 €/kg und 1,75 €/kg, das entspricht 19,8 €/MWh bis 52,2 €/MWh. Dabei weisen Kavernen mit größeren Speicherkapazitäten immer geringeren Kosten auf. Die Investitionskosten für die Aussolung einer Kaverne weisen in jedem Fall den höchsten Anteil der Gesamtkosten auf. Bei kleinen und flach gelegenen Kavernen (MK 1) entfällt zusätzlich ein großer Anteil der Kosten auf den Verdichter. Mit steigendem Volumen und Teufe der Kaverne steigt der Anteil der Aussolung an den Gesamtkosten, wobei in dieser Berechnung die Skaleneffekte bei größeren Kavernen unberücksichtigt bleiben. Das Kissengas und die restlichen obertägigen Anlagen sind unter den gegebenen Annahmen nur für einen geringen Anteil der Gesamtkosten verantwortlich.

Kosten für in Deutschland produzierten grünen Wasserstoff werden für das Jahr 2030 mit ca. 3,5 €/kg abgeschätzt. Für den Wasserstoffimport aus vorteilhaften Ländern wie Spanien oder Algerien liegen die prognostizierten Kosten bei 3 €/kg bis über 4 €/kg, in Abhängigkeit vom Transportweg (EWI, 2020). Unter diesen Umständen stellen Speicherkosten von ca. 1 €/kg, die für eine Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage zu den Produktionskosten addiert werden

müssen, einen relevanten Kostenanteil dar. Um das Kostenoptimum von flexibler Wasserstoffproduktion, Import, Speicherung und flexibler Nachfrage zu ermitteln, sind allerdings umfangreiche Energiesystemmodellierungen notwendig.

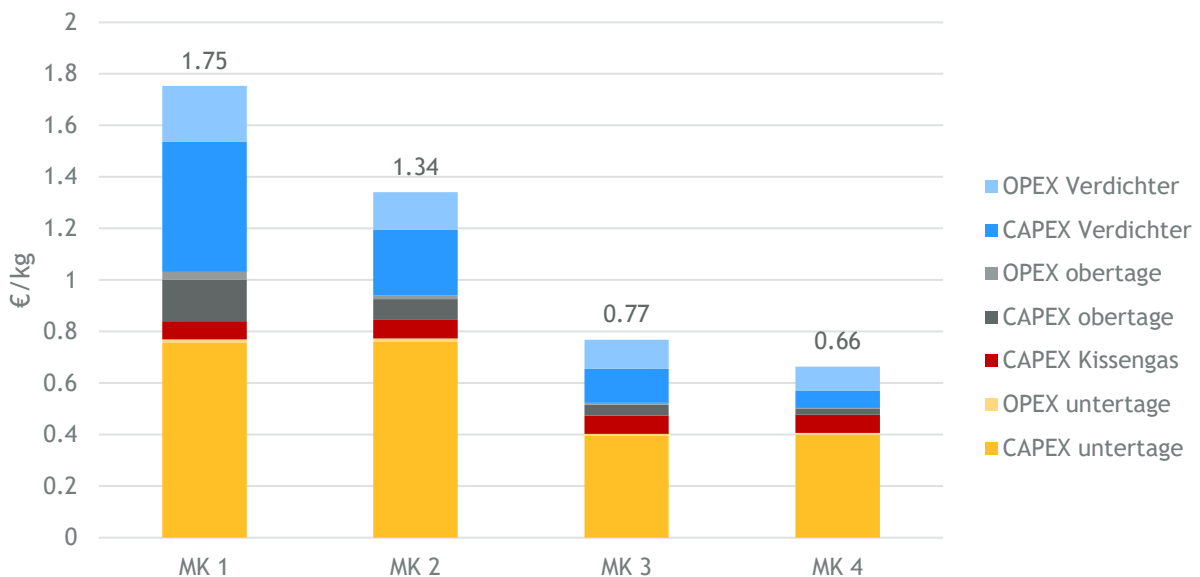


Abbildung 6: Levelized Cost of Storage der vier MK

Annahmen: spezifische CAPEX Kaverne: 60 €/m<sup>3</sup>, CAPEX Verdichter: 10 Mio. €, Zyklenzahl: zwei

Die in Abbildung 6 dargestellten Ergebnisse basieren auf den Annahmen, dass die spezifischen Investitionskosten der untertägigen Kaverne bei 60 €/m<sup>3</sup> liegen, die Verdichterkosten bei 10 Mio. € und das Arbeitsgas zwei Mal pro Jahr vollständig ausgespeichert wird (zwei Zyklen). Diese drei Parameter weisen den höchsten Einfluss auf die LCOS sowie die größten Unsicherheiten auf. Vor allem die Zyklenzahl für Wasserstoffspeicher ist bisher unbekannt, da vielschichtige Aspekte des Wasserstoffmarkts, wie die Import- und Produktionsstruktur, der (systemdienliche) Betrieb von heimischen Elektrolyseuren sowie die Nachfrageelastizität von Wasserstoffabnehmern, auf den Speicherbetrieb Einfluss haben. Aus diesem Grund werden die Parameter für die Berechnung der LCOS in Abbildung 7 variiert. Die Basisvariante in grau entspricht dabei den Ergebnissen aus Abbildung 6. Die spezifischen Kavernenkosten werden zwischen 30 und 90 €/m<sup>3</sup> variiert, die Verdichterkosten zwischen 5 und 20 Mio. € und die Zyklenzahl zwischen eins und drei.

Den größten Einfluss zeigt dabei die Anzahl der Zyklen pro Jahr: bei einem Zyklus pro Jahr halbiert sich die ausgespeicherte Wasserstoffmenge im Vergleich zum Basisszenario, sodass sich die LCOS verdoppeln. Für die MK 1 liegen die LCOS dann bei bis zu 3,51 €/kg. Bei drei Zyklen pro Jahr sinken die LCOS für die MK 4 auf unter 0,45 €/kg. Bei kleineren Kavernen hat der Verdichter einen größeren Einfluss auf die Gesamtkosten, bei größeren Kavernen überwiegt der Einfluss der Kavernenkosten.

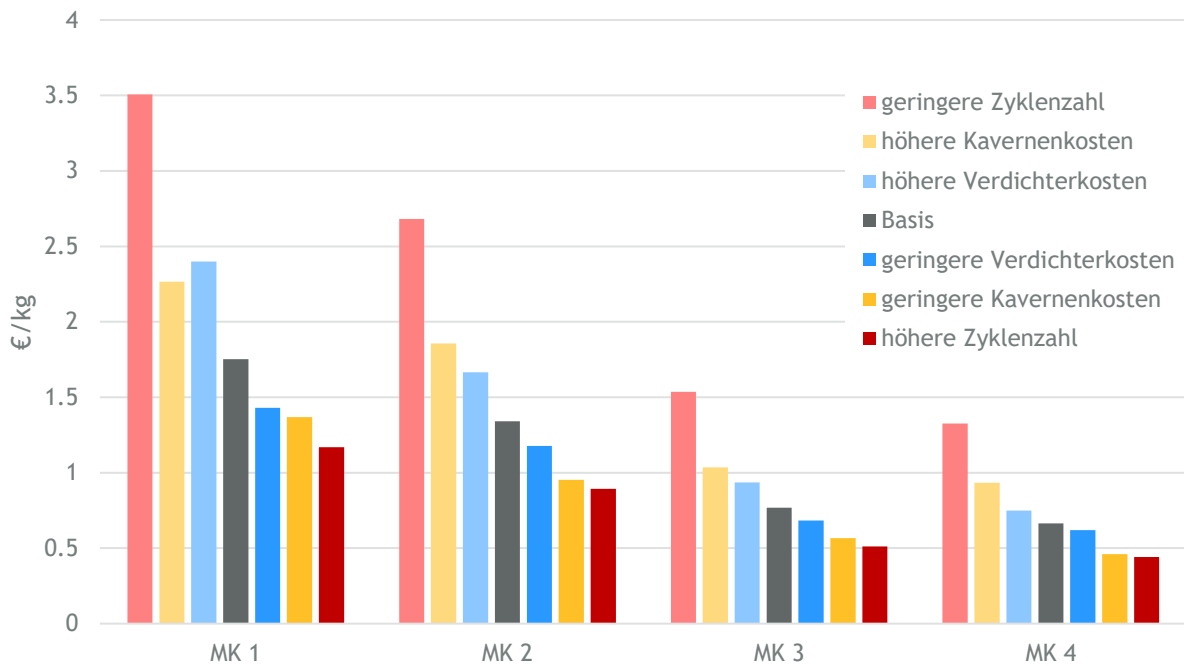


Abbildung 7: Levelized Cost of Storage der MK bei Variation der Parameter Zyklen pro Jahr, Kavernenkosten und Verdichterkosten

Die LCOS sind nicht mit den spezifischen Investitionskosten zu verwechseln. Die LCOS beschreiben die Kosten pro ausgespeicherter Einheit Wasserstoff und berücksichtigen Investitions- und Betriebskosten und sind somit auch abhängig von der Betriebsweise des Speichers. Die spezifischen Investitionskosten hingegen berücksichtigen nur die Investitionskosten und werden auf die Speicherkapazität bezogen. Dieser Parameter ist vor allem für Investitionsentscheidungen im Rahmen der Modellierung von Energiesystemen relevant. Tabelle 3 zeigt eine Abschätzung der Gesamtkosten und der sich daraus ergebenden spezifischen Investitionskosten für die vier MK unter den gegebenen Annahmen.

Tabelle 3: Spezifische Investitionskosten der MK bezogen auf die Speicherkapazität

Quelle: eigene Darstellung

Modellkaverne	Gesamtkosten	Spez. Investitionskosten
MK 1	29,6 Mio. €	0,84 €/kWh <sub>H2</sub>
MK 2	46,0 Mio. €	0,66 €/kWh <sub>H2</sub>
MK 3	48,6 Mio. €	0,36 €/kWh <sub>H2</sub>
MK 4	83,9 Mio. €	0,32 €/kWh <sub>H2</sub>



## 4 Regulatorische Rahmenbedingungen von Gasspeichern

Regulierung verfolgt grundsätzlich das Ziel, ins Marktgeschehen und den Wettbewerb einzugreifen, um ein mögliches Marktversagen zu vermeiden oder zu beheben. Marktversagen kann zum Beispiel aufgrund marktbeherrschender Stellungen einzelner Unternehmen (Monopole) oder aufgrund des Vorliegens von Externalitäten, d. h. Kosten oder Nutzen, die nicht im Marktpreis enthalten sind, vorliegen.

Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, leisten untertägige und großskalige Speicher für Wasserstoff einen wichtigen Beitrag in einem zukünftigen und klimaneutralen Energiesystem. Durch sie wird einerseits die Versorgungssicherheit erhöht und andererseits eine effiziente Auslegung des Energiesystems ermöglicht. Gleichzeitig stellen die Speicher investitionsintensive Vermögensgegenstände dar, deren Wert sich erst in der langen Frist amortisieren könnte. Bisher ist jedoch ungeklärt, ob und in welchem Umfang Wasserstoffspeicher in Zukunft Gegenstand einer Regulierung sein werden. Häufig wird davon ausgegangen, dass sich die regulatorischen Rahmenbedingungen grob an den derzeitigen Rahmenbedingungen für Erdgasspeicher orientieren werden. Im Folgenden wird daher zunächst zusammenfassend dargestellt, in welcher Form Erdgasspeicher in Deutschland derzeit reguliert werden. Anschließend erfolgt eine überblicksartige Diskussion zu potenzieller Regulierung von Wasserstoffspeichern.

### 4.1 Regulatorik von Erdgasspeichern

Über Umfang und Form der Regulierung von Untertagespeichern entscheiden innerhalb der EU die jeweiligen Mitgliedstaaten im Rahmen der auf EU-Ebene vordefinierter Rahmenbedingungen. Entsprechend verfügt jedes Land über individuelle Gesetze und Regelungen zum Wettbewerb auf dem Speichermarkt. Die gesetzliche Grundlage für den kommerziellen Betrieb von Untertagespeichern für Erdgas in Deutschland liefern das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) mit den zugehörigen Verordnungen sowie die Energiebinnenmarktpakete der Europäischen Union.

In Deutschland ist der Gasspeichermarkt im Vergleich zu anderen europäischen Ländern begrenzt reguliert (CEER, 2022). Um die Unabhängigkeit des Speicherbetriebs zu gewährleisten, muss der Speicherbetrieb bei vertikal integrierten Unternehmen von anderen Aktivitäten entlang der Wertschöpfungskette rechtlich entflochten sein. Der Zugang zu den Speichern erfolgt über einen verhandelten Netzzugang Dritter (negotiated Third Party Access). Den Speichernutzern ist diskriminierungsfreier Zugriff, bei Vorliegen technischer und/ oder wirtschaftlicher Erfordernisse auf Basis von Verhandlungen zwischen Speichernutzer und -betreiber, zu gewährleisten (CEER, 2022).<sup>9</sup>

Der Betrieb und die Nutzung der Erdgasspeicher obliegt den Entscheidungen der Marktakteure auf dem Gasspeichermarkt. Eine Regulierung des Speicherangebots oder der Preise erfolgt nicht. Typischerweise stellen die Speicherbetreiber ihre Speicherkapazitäten (Ein-/ Ausspeicherung, Speicherkapazität) in Form buchbarer Speicherprodukte oder Speicherbündel zur Verfügung. Die

---

<sup>9</sup> § 23 EnWG

Produkte werden entweder durch direkte Buchung bzw. bilaterale Verträge oder durch Auktionen an die Nachfrager veräußert (Bassemir, 2023). Nutzer der Speicher sind meist Erdgasversorgungsunternehmen, die ein heterogenes Portfolio an Erdgasversorgungs- und -kaufverträgen besitzen. Sie nutzen die Speicher beispielsweise zur physischen Strukturierung einer volatilen Nachfrage oder für Arbitragegeschäfte schwankender Großhandelspreise für Erdgas im Zeitverlauf. Für die Preisbildung am Speichermarkt, d. h. die Höhe der Entgelte für die Speichernutzung und -buchung, erfolgt keine Preisregulierung. Stattdessen bilden sich die Preise durch den Wettbewerb am Gasspeichermarkt (CEER, 2022).

Während in einigen europäischen Ländern unterschiedliche Mechanismen zur Vorhaltung von Mindestmengen in Erdgasspeichern gesetzlich verankert sind, gab es in Deutschland bis zum Jahr 2022 keine staatlichen Eingriffe in die Nutzung der Speicher. Die Befüllung und Nutzung der Speicher basierte bis zu diesem Zeitpunkt auf Entscheidungen der Marktakteure. Dieser Ansatz hat sich im Zuge der Energiekrise im Jahr 2022 geändert, als am 30.04.2022 das zeitlich befristete Gasspeichergesetz in Kraft getreten ist. Das Gesetz mit zugehöriger Verordnung schreibt Mindestfüllstände für die deutschen Gasspeicher in Höhe von 85 % am 1. Oktober, 95 % am 1. November und 40 % am 1. Februar jeden Jahres vor, mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit für Erdgas zu erhöhen.<sup>10</sup>

Der Systemwert der Speicher und ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit ist jedoch während der Jahre 2022/2023 wesentlich sichtbar geworden, was zur Einführung von Mindestspeicherfüllständen geführt hat. Da Wasserstoff in einem zukünftigen Energiesystem ebenfalls eine zentrale Rolle bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit spielen wird, könnten die rechtlichen Rahmenbedingungen für Erdgasspeicher als Ausgangsbasis für die Regulierung von Wasserstoffspeichern dienen.

## 4.2 Diskussion zum regulatorischen Rahmen von Wasserstoffspeichern

Während sich für Wasserstoffnetze in Deutschland ein Regulierungsrahmen in Entwicklung befindet bzw. teilweise bereits verabschiedet ist, besteht für den Aufbau und kommerziellen Betrieb von Untertagespeichern für Wasserstoff derzeit noch kein vollumfänglicher rechtlicher Rahmen.<sup>11</sup> Auf Ebene der EU wurde zuletzt im Rahmen von Trilog-Verhandlungen zwischen der Europäischen Kommission, dem EU-Parlament und dem EU-Rat eine Grundsatzvereinbarung zu den Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase, Erdgas und Wasserstoff erzielt (EU, 2023).<sup>12</sup> Die neue Richtlinie sieht bei erfolgreicher Verabschiedung eine stärkere Regulierung von Wasserstoff- im Vergleich zu Erdgasspeichern vor. So soll der Zugang zu Wasserstoffspeichern auf Grundlage eines regulierten Zugangs (im Gegensatz zum verhandelten Zugang bei Erdgasspeichern) erfolgen. Begründet wird dies mit der ungleichen Verteilung von Speicherpotenzialen innerhalb Europas (vgl. Kapitel 2.2), die zu Wettbewerbsnachteilen für einzelne Akteure führen könnte. Zudem sieht die Richtlinie vor, dass die Festlegung von Tarifen

<sup>10</sup> § 35 EnWG und Verordnung zur Anpassung von Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen (Gasspeicherfüllstandsverordnung - GasSpFüllstV).

<sup>11</sup> § 28 EnWG Abschnitt 3b. Mit Ausnahme der bereits beschlossenen eigentumsrechtlichen Entflechtung von Wasserstoffspeicher- und -netzbetreibern (§ 28m EnWG).

<sup>12</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff. COM(2021)803 final.

bzw. die Methode zur Berechnung von Tarifen für die Nutzung von Wasserstoffspeichern von den nationalen Regulierungsbehörden genehmigt werden müssen. Die von der EU beschlossenen Zugangs- und Tarifregulierungen sollen der Richtlinie nach jedoch erst ab dem Jahr 2031 verbindlich greifen.<sup>13</sup>

Für den Zubau von Wasserstoffspeichern können bestehende Erdgasspeicher umgestellt oder neue Speicher gebaut werden (vgl. Kapitel 2.2). Eine Umstellung bestehender Speicher auf Wasserstoff stellt faktisch eine Stilllegung von Erdgasspeichern dar und ist daher nach § 35h EnWG bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) anzumelden. Eine Genehmigung durch die BNetzA erfordert die Prüfung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit für Erdgas in Deutschland und der EU durch die Speicherumstellung.<sup>14</sup> Für den Neubau (wie auch für die Umstellung) von Untertagespeichern für Wasserstoff sind im Wesentlichen bergrechtliche Rahmenbedingungen vorgegeben, die an dieser Stelle nicht näher erläutert werden. Bei den bisher in Deutschland geplanten Wasserstoffspeichern handelt es sich zum Großteil um öffentlich geförderte Projekte.

Die langfristige Entwicklung der Wasserstoffspeicherbedarfe und -kapazitäten ist sehr großen Unsicherheiten unterworfen (vgl. Kapitel 1.3). Ein effizientes Marktvolumen, im Sinne des notwendigen Arbeitsgasvolumens, kann daher zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht bestimmt werden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Bau der Speicher, die mit bis zu zehn Jahren beim Neubau und rund 5 Jahren für eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff geschätzt werden (NWR, 2022, BDEW, 2023), können aber heutige Ineffizienzen, wie bspw. fehlende Preissignale, erst mit großem Zeitverzug behoben werden. Die in Kapitel 2 dargestellte Bedeutung von Wasserstoffspeichern erfordert daher ein frühes Monitoring der erwarteten Wasserstoffspeicherbedarfe und des geplanten Zubaus, um rechtzeitig Maßnahmen im Falle einer Zielverfehlung zu ergreifen. Ein regulatorischer Markteingriff könnte so zur Korrektur von Marktversagen führen, indem beispielsweise zeitlich befristete Förderinstrumente zur Verstärkung von Investitionssignalen eingeführt werden.

Mit Blick auf die Einführung von Förderinstrumenten oder regulatorischen Markteingriffen sind dabei auch Ziel und Zweck der Speicher in einem künftigen Energiesystem entscheidend. So wird der in Kapitel 1 eingeführte Handelswert von Speichern vor allem durch die Nutzung von Arbitragegeschäften realisiert. Der Systemwert von Wasserstoffspeichern zeigt sich dagegen erst in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung. Er hängt von Investitionsentscheidungen in anderen Bereichen des Energiesystems ab und kann nur durch eine integrierte Betrachtung des Gesamtsystems bestimmt werden. Eine (im volkswirtschaftlichen Sinne) effiziente Speicherkapazität kann dazu beitragen, dass Ausbaubedarfe interagierender Infrastrukturkomponenten, wie z. B. Import- und Transportkapazitäten, verringert werden können und damit eine Senkung der Gesamtsystemkosten erzielt wird. Zuletzt ist der Versicherungswert eines Speichers durch die physische Bereitstellung von Energie in Zeiten hoher Nachfrage oder im Falle unerwarteter Versorgungsunterbrechungen zu nennen. Speicher konkurrieren zwar grundsätzlich mit anderen Flexibilitätsoptionen (z. B. flexible Bezugsverträge, Leitungspuffer, diversifizierte Handelsportfolios) (Barbknecht, 2012), weisen jedoch im Gegensatz zu den Alternativen den Vorteil der physischen Vorhaltung von Wasserstoff im Inland

<sup>13</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff. COM(2021)803 final.

<sup>14</sup> § 35h EnWG. Im November 2023 und Januar 2024 wurden erstmalig Genehmigungen zur Stilllegung und Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff erteilt (BNetzA, 2023a, BNetzA, 2024).

dar. Dadurch haben sie im Hinblick auf die Versorgungssicherheit einen höheren Wert als z.B. flexible Importverträge, da letztere höhere Risiken entlang der Transportkette (z. B. Ausfallrisiken) aufweisen können. Inwieweit dieser Versicherungswert vergütet werden kann, ist nur schwer zu beziffern.

Ein gesicherter Ausbau der Speicherkapazität geht nicht zwangsläufig mit einer effizienten Nutzung der Anlagen einher. So war es im Fall von Erdgasspeichern in Deutschland bis zur Energiekrise des Jahres 2022 dem Markt überlassen, über die Nutzung und Befüllung der Speicher zu entscheiden, während andere EU-Länder Nutzungsverpflichtungen oder strategische Reserven gesetzlich verankert hatten. Seit 2022 existieren in Deutschland gesetzlich verpflichtende Füllstandsvorgaben für Erdgasspeicher (siehe Kapitel 4). Der Einsatz von Wasserstoffspeichern ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht absehbar. Wenn Wasserstoffspeicher einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten sollen, könnte sich aber eine Debatte zur Regulierung von Mindestfüllständen - ähnlich zur Situation auf dem Erdgasspeichermarkt - ergeben.

Die grundsätzliche Herausforderung bei der Entwicklung des regulatorischen Rahmens für Wasserstoffspeicher ist die hohe Dynamik und Unsicherheit während des Wasserstoff-Markthochlaufs. Dies bezieht sich sowohl auf die Investitionen, d. h. den Zubau, der Speicherkapazitäten als auch auf deren Betrieb. Das Vorliegen von Externalitäten kann dabei ein Hinweis auf Marktversagen darstellen und entsprechende Maßnahmen bzw. Instrumente rechtfertigen, stellt aber kein automatisches Erfordernis für deren Einführung dar. Regulatorische Maßnahmen sollten im Zweifelsfall zeitlich befristet oder zumindest durch ein kontinuierliches Monitoring begleitet werden, um bei Veränderungen der Marktumgebung entsprechend Gegenmaßnahmen ergreifen zu können. So könnte beispielsweise für den Zubau der Speicherkapazitäten ein Investitionsrahmen geschaffen werden, falls die Marktsignale unzureichend sind, um einen effizienten Kapazitätsaufbau zu gewährleisten. Für die Phase des Markthochlaufs könnten spezifische Vorgaben für den Speicherzugang oder die Speicherentgelte gelten, um einen zügigen Ausbau der Speicherinfrastruktur anzureizen, die mit zunehmender Marktreife zu überprüfen wären. Zudem ist zu klären, welche Rolle die Wasserstoffspeicher im zukünftigen Energiesystem spielen sollen. Die Vorhaltung von Mindestmengen in den Speichern könnte die Gewährleistung von Versorgungssicherheit unterstützen; dies könnte aber regulatorische Eingriffe in den Betrieb der Speicher erfordern, falls die erforderlichen Mindestfüllstände nicht durch eine marktbasierete Befüllung erreicht werden. Aufgrund des sich abzeichnenden hohen Systemwerts von Wasserstoffspeichern ist daher eine integrierte Systembetrachtung anzuraten. Das heißt, dass die Planungen zu Strom-, Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen (inklusive Speicherplanung) gemeinsam erfolgen sollten, um Wechselwirkungen zu erkennen und effiziente Ausbaumaßnahmen zu identifizieren.

## 5 Ausblick

Wasserstoffspeicher werden eine Schlüsselrolle im zunehmend dekarbonisierten Energiesystem einnehmen, da sie zur Flexibilität und Versorgungssicherheit beitragen. Die vorliegende Analyse zeigt, dass derzeit zentrale Unwägbarkeiten in Bezug auf die Untertagespeicherung von Wasserstoff bestehen. Diese ergeben sich u. a. aus den prognostizierten Speicherbedarfen in Verbindung mit Standorten und Betriebsweisen, den Kosten für unter- und obertägige Anlagen, zukünftigen Geschäftsmodellen für einen wirtschaftlichen Betrieb sowie einem verlässlichen Planungs- und Rechtsrahmen zum Hochlauf von Wasserstoffspeichern.

Ein Vergleich der prognostizierten Speicherbedarfe verdeutlicht, dass bislang nur wenige Studien den Gesamtbedarf an Wasserstoffspeicherkapazitäten ausweisen. Die ermittelten Bedarfe variieren stark und werden oftmals begrenzt regionalisiert sowie ohne Berücksichtigung der Betriebsweise der Speicher hergeleitet. Dies führt zu Unsicherheiten bei Investitionen und der ganzheitlichen Planung von Wasserstoffspeichern. Dabei ist bislang kaum untersucht, ab welchem Zeitpunkt neben der Umwidmung ein Neubau von Speicherkapazitäten notwendig sein wird. Aufgrund der langen Planungs- und Investitionszeiträume von bis zu zehn Jahren sind entsprechende Ausbaumaßnahmen allerdings entsprechend frühzeitig anzustoßen.

Eine quantitative Abschätzung der Speicherkosten (LCOS) verdeutlicht, dass die Investitionskosten zusammen mit der jährlichen Zyklenzahl maßgeblichen Einfluss auf die Speicherkosten haben. In der Literatur zeigt sich ein breites Spektrum an Kostenannahmen für Kavernen, Verdichter und sonstige Anlagen. Der Hochlauf von Wasserstoffspeichern erfordert daher weitere Untersuchungen zu den zentralen Betriebscharakteristika sowie Kostenannahmen. Die Speicherkosten haben außerdem maßgeblichen Einfluss auf die Abschätzung zukünftiger, kostenoptimaler Speicherbedarfe im Rahmen von Energiesystemmodellen.

Für den Betrieb von Wasserstoffspeichern sind verschiedene Geschäftsmodelle denkbar. So können Speicher zukünftig über Arbitragegeschäfte Preisunterschiede nutzen, die insbesondere von der Entwicklung des Wasserstoffpreises und dessen Volatilität in Abhängigkeit der regenerativen Erzeugung beeinflusst werden. Sollte dadurch kein kostendeckender Betrieb ermöglicht werden, müssten alternative Finanzierungsmodelle diskutiert werden, wie die Vergütung von System- und Versicherungswert. Dies erfordert eine Debatte über den volkswirtschaftlichen Nutzen von Wasserstoffspeichern und deren Beitrag zur Versorgungssicherheit eines künftigen Energiesystems. Der unzureichende rechtliche Rahmen erschwert derzeit zusätzlich die Investitionsanreize. Eine wesentliche Herausforderung bei der Entwicklung der Regulatorik ist die hohe Dynamik und Unsicherheit während des Markthochlaufs. Daher sollten Maßnahmen und Markteingriffe zeitlich begrenzt und durch ein kontinuierliches Monitoring begleitet werden.

Die vorliegende Studie zeigt die große Bedeutung und das Nutzungspotenzial von untertägigen Wasserstoffspeichern sowie Herausforderungen und Forschungsbedarfe. Neben weiteren Abschätzungen von erforderlichen Speicherkapazitäten und deren Treibern, betrifft dies vor allem auch technische und geologische Fragen zur Eignung verschiedener Speicherarten sowie deren Kosten. Außerdem ist eine regionalisierte Betrachtung möglicher Speicherstandorte im

europäischen Verbundnetz notwendig. Weiterhin ist ein Fahrplan zur Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff erforderlich, der die Erdgasversorgungssicherheit sowie den Wasserstoffmarkthochlauf berücksichtigt. Zudem ist die zukünftige Betriebsweise der Speicher näher zu untersuchen, da sie Auswirkungen auf die Speicherkosten hat, die wiederum den zukünftigen Wasserstoffpreis beeinflussen. Zuletzt sind weitere Erkenntnisse zur Wirtschaftlichkeit und zum Investitionsumfeld notwendig, um den entsprechenden rechtlichen Rahmen mit ausreichend Vorlaufzeit zu entwickeln.



## Literaturverzeichnis

**Abe et al., 2019:** J.O. Abe, A.P.I. Popoola, E. Ajenifuja, O.M. Popoola; *Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 44, Ausgabe 29, Seiten 15072-15086, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068.

**Ahluwalia et al., 2019:** R.K. Ahluwalia, D.D. Papadias, J-K Peng, and H.S. Roh; *System Level Analysis of Hydrogen Storage Options*, U.S. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program 2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting Washington, D.C.

**Barbknecht, 2012:** Klaus-Dieter Barbknecht; *Regulierung von Gasspeichern in Europa. Veröffentlichungen des Instituts für Energierecht an der Universität zu Köln*, Band 166.

**Barthelemy et al., 2017:** Herve Barthelemy, Mathilde Weber, Françoise Barbier; *Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 42, Ausgabe 11, Seiten 7254-7262, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178.

**Bassemir, 2023:** Moritz Bassemir; *Werttreiber von Gasspeicherbetreibern für Zwecke der Unternehmensbewertung*, Der Betrieb, Nr. 37. September 2023.

**BDEW, 2023:** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; *Den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur beschleunigen*, Positionspapier. September 2023.

**BMWK, 2023:** Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz; *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. Juli 2023.

**BNetzA, 2023a:** Bundesnetzagentur; *Beschluss der Beschlusskammer 7 in dem Verwaltungsverfahren wegen Außerbetriebnahme und Stilllegung von Gasspeichern (§ 25h EnWG)*; BK7-23-016. Oktober 2023.

**BNetzA, 2023b:** Bundesnetzagentur; *Monitoringbericht 2023*, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. November 2023.

**BNetzA, 2024:** Bundesnetzagentur; *Beschluss der Beschlusskammer 7 in dem Verwaltungsverfahren wegen Außerbetriebnahme und Stilllegung von Gasspeichern (§ 25h EnWG)*; BK7-23-042. Januar 2024.

**Bünger et al., 2016:** U. Bünger, J. Michalski, F. Crotogino, O. Kruck; *Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications*, Compendium of Hydrogen Energy, Band 4, Seiten 133-163, DOI: 10.1016/B978-1-78242-364-5.00007-5.

**Caglayan et al., 2020:** Dilara Gulcin Caglayan, Nikolaus Weber, Heidi Heinrichs, Jochen Linßen, Martin Robinius, Peter Kukla, Detlef Stolzen; *Technical Potenzial of salt caverns for hydrogen storage in Europe*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 45, Ausgabe 11, Seiten 6793-6805, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.

**Caglayan et al., 2021:** Dilara Gulcin Caglayan, Heidi U. Heinrichs, Martin Robinius, Detlef Stolten; *Robust design of a future 100% renewable european energy supply system with hydrogen infrastructure*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 46, Ausgabe 57, Seiten 29376-29390, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.197.

**CEER, 2022:** Council of European Energy Regulators; *Regulation of Long-Term Energy Storage from a Sector-Coupling Perspective: Lessons from gas storage*. CEER Analysis, Gas Working Group. April 2022.

**Chen et al., 2023:** Fangxuan Chen, Zhiwei Ma, Hadi Hasrabadi, Bailian Chen, Mohamed Zakaria Saad Mehana, Jolante Van Wijk; *Capacity assessment and cost analysis of geologic storage of hydrogen: A case study in Intermountain-West Region USA*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 48, Ausgabe 24, Seiten 9008-9022, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.292.

**Cihlar et al., 2021:** Jan Cihlar, David Mavins, Kees van der Leun; *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system*, Studie, Hrg.: Gas Infrastructure Europe und Guidehouse. Juni 2021.

**Crotogino et al., 2010:** Fritz Crotogino, Sabine Donadei, Ulrich Bünger, Hubert Landinger; *Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies*.

**Crotogino et al., 2016:** Fritz Crotogino; *Chapter 19 - Traditional Bulk Energy Storage—Coal and Underground Natural Gas and Oil Storage*, Storing Energy With Special Reference to Renewable Energy Source, Seiten 319-409, DOI: 10.1016/B978-0-12-803440-8.00019-1.

**Crotogino et al., 2017:** Fritz Crotogino, Gregor-Sönke Schneider and David J Evans; *Renewable energy storage in geological formations*, Special Issue: Energy Sources and Carbon Sinks Underground, Band 232, Ausgabe 1, Seiten 100-114, DOI: 10.1177/0957650917731181.

**DBI, 2022:** DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, ESK GmbH, DEEP.KBB GmbH, Untergrundspeicher- und Getechnologie-Systeme GmbH; *Wasserstoff speichern - soviel ist sicher, Transformationspfade für Gasspeicher*, Studie, Hrg.: INES Initiative Energien Speichern e.V., Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., DVWG Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. Juni 2022.

**DEEP.KBB, 2023:** DEEP.KBB GmbH; *Untergrundspeicher*, <https://deep-kbb.de/Untergrundspeicher>, zuletzt aufgerufen am 14.02.2024.

**Donadei et al., 2016:** Sabine Donadei, Reinhard Rokahr, Stephanie Fleig, Gabriela von Goerne; *Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft)*, Sachbericht. März 2016.

**EHB, 2023:** European Hydrogen Backbone; *Implementation Roadmap - Cross border projects and costs update*. November 2023.

**energate, 2023:** energate messenger; *BMW plant ganzheitliche Speicherstrategie*. <https://www.energate-messenger.de/news/238011/bmwk-plant-ganzheitliche-speicherstrategie>, zuletzt abgerufen am 14.02.2024.

**Epelle et al., 2022:** Emmanuel I. Epelle, Winifred Obande, Godwin A. Udourioh, Inioluwa Christianah Afolabi, Kwaghtaver S. Desongu, Uzezi Orivri, Burcu Gunes, Jude A. Okolie; *Perspectives and prospects of underground hydrogen storage and natural hydrogen*, Sustainable Energy & Fuels, Band 6, Seiten 3324-3343, DOI: 10.1039/D2SE00618A.

**EU, 2023:** Europäischer Rat der Europäischen Union (EU); *Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff: Rat und Parlament erzielen Einigung*, Pressemitteilung. November 2023.



**EWI, 2020:** Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; *Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland - Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff*, Policy Brief, November 2020.

**EWI, 2024:** Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; *Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft*, Analyse. Januar 2024.

**FNB, 2023:** Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.; *Planungsstand Wasserstoff-Kernnetz*. Juli 2023.

**GIE, 2021:** Gas Infrastructure Europe; *AGSI Storage Database*. Juli 2021.

**Gotzes, 2019:** Uwe Gotzes; *Ein neuer Ansatz zur Optimierung des Bilanzausgleichs in einem Gasmarktgebiet*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 43, Seiten 213-225, DOI: 10.1007/s12398-019-00257-6.

**Hittinger und Ciez, 2020:** Eric Hittinger, Rebecca Ciez; *Modeling Costs and Benefits of Energy Storage Systems*, Annual Review of Environment and Resources, Band 42, Ausgabe 1, Seiten 445-469, DOI: 10.1146/annurev-environ-012320-082101.

**INES, 2014:** Initiative Erdgasspeicher e.V.; *Erdgasspeicher als zentraler Baustein für die Versorgungssicherheit Gas*, energie | wasser-praxis - DVGW-Jahresreview.

**ISI, 2022:** Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien T45*, November 2022.

**ISI, 2024:** Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien T45-Strom*, Februar 2024.

**Kemmerzell et al., 2024:** Jörg Kemmerzell, Michael Kalis, Jens Hartmann, Michèle Knodt; *Systementwicklung - Wasserstoff, Infrastrukturplanung und der geltende Rechtsrahmen*, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, DOI: 10.48485/pik.2023.026.

**Keutz und Kopp, 2024:** Julian Keutz, Jan Hendrik Kopp; *Assessing the Impact of Take-or-Pay Rates in Long-Term Contracts for Hydrogen Imports on a Decarbonized European Energy System under Weather Variability*. EWI Working Paper.

**Kondziella et al., 2023:** Hendrik Kondziella, Karl Specht, Philipp Lerch, Fabian Scheller, Thomas Bruckner; *The techno-economic Potential of large-scale hydrogen storage in Germany for a climate-neutral energy system*, Renewable and Sustainable Energy Review, Band 182, DOI: 10.1016/j.rser.2023.113430.

**Kopp et al., 2022:** Jan Hendrik Kopp, Michael Moritz, Hendrik Scharf, Julius Schmidt; *Strukturwandel in der Gaswirtschaft - Was bedeutet die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnachfrage für die zukünftige Infrastruktur?*, Zeitschrift für Energiewirtschaft 46, 255-266 (2022), DOI: 10.1007/s12398-022-00335-2.

**Kruck et al., 2013:** Olaf Kruck, Fritz Crotofino, Ruth Prelicz, Tobias Rudolph; *Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen (HyUnder)*, Bericht, Hrg.: KBB Underground Technologies GmbH, Shell International Explorations and Production, E.ON Gas Storage GmbH. August 2013.

**Kruck und Crotogino, 2013:** Olaf Kruck, Fritz Crotogino; *Benchmarking of Selected Storage Options (HyUnder)*, Bericht, Hrg.: KBB Underground Technologies GmbH. August 2013.

**LBEG, 2023a:** Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022*. Oktober 2023.

**LBEG, 2023b:** Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; *Untertage Gasspeicherung in Deutschland*. Januar 2023.

**Lord et al., 2014:** Anna Lord, Peter Kobos, David Borns; *Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 39, Ausgabe 28, Seiten 15570-15582, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.

**Lux et al., 2022:** Benjamin Lux, Gerda Deac, Christoph P. Kiefer, Christoph Kleinschmitt, Christiane Bernath, Katja Franke, Benjamin Pfluger, Sebastian Willemsen, Frank Sensfuß; *The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany*, Energy Conversion and Management, Band 270, DOI: 10.1016/j.enconman.2022.116188.

**Malachowska et al., 2022:** Aleksandra Małachowska, Natalia Łukasik, Joanna Mioduska, Jacek Gebicki; *Hydrogen Storage in Geological Formations—The Potential of Salt Caverns*, Energies, Band 15, Ausgabe 14, DOI: 10.3390/en15145038.

**Michaelski et al., 2017:** Jan Michaelski, Ulrich Bünger, Fritz Crotogino, Sabine Donadei, Gregor-Sönke Schneider, Thomas Pregar, Karl-Kiên Cao, Dominik Heide; *Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 42, Ausgabe 19, Seiten 13427-13443, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.02.102.

**Miocic et al., 2023:** Johannes Miocic, Niklas Heinemann, Katriona Edlmann, Jonathan Scafidi, Fatemeh Molaei, Juan Alcalde; *Underground hydrogen storage: a review*, Geological Society, London, Special Publications, DOI: 10.1144/sp528-2022-88.

**Moradi und Groth, 2019:** Ramin Moradi, Katrina M. Groth; *Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 44, Ausgabe 23, Seiten 12254-12269, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.041.

**Moser et al., 2020:** Massimo Moser, Hans-Christian Gils, Gabriel Pivaró; *A sensitivity analysis on large-scale electrical energy storage requirements in Europe under consideration of innovative storage technologies*, Journal of Cleaner Production, Band 269, DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.122261.

**Neumann et al., 2023:** Fabian Neumann, Elisabeth Zeyen, Marta Victoria, Tom Brown; *The Potential role of a hydrogen network in Europe*, Joule, Band 7, Ausgabe 8, Seiten 1793-1817, DOI: 10.1016/j.joule.2023.06.016.

**NRW.Energy4Climate, 2022:** NRW.Energy4Climate; Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher.

**NWR, 2021a:** Nationaler Wasserstoffrat; *Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland*, Informations- und Grundlagenpapier. Oktober 2021.

**NWR, 2021b:** Nationaler Wasserstoffrat; *Wasserstofftransport*, Grundlagenpapier. Juli 2021.

- NWR, 2022:** Nationaler Wasserstoffrat; *Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland*, Stellungnahme. November 2022.
- NWR, 2023:** Nationaler Wasserstoffrat; *Stellungnahme zur Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*, Stellungnahme. Juli 2023.
- Ozarlan, 2012:** Ahmet Ozarlan; *Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 37, Ausgabe 19, Seiten 14265-14277, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.111.
- Panfilov, 2016:** M. Panfilov; *Underground and pipeline hydrogen storage*, Compendium of Hydrogen Energy, Band 2, Seiten 91-115, DOI: 10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3.
- Patanwar et al., 2023:** Yugal Kishor Patanwar, Hyung-Mok Kim, Debasis Deb, Yashwanth Kumar Gujjala; *Underground storage of hydrogen in lined rock caverns: An overview of key components and hydrogen embrittlement challenges*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 50, Seiten 116-133, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.08.342.
- RAG Austria AG, 2024:** Underground.Sun.Conversion, Projektwebsite, <https://www.underground-sun-conversion.at>, zuletzt abgerufen am 14.12.2024.
- Reitenbach et al., 2015:** Viktor Reitenbach, Leonhard Ganzer, Daniel Albrecht, Birger Hagemann; *Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues*, Environ Earth Sci, Band 73, Seiten 6927-6937, DOI: 10.1007/s12665-015-4176-2.
- Saraf, 2022:** Ananya Saraf; *Techno-economic Pricing model for Carbon Neutral Fuels as Seasonal Energy Storage*, Master Thesis, Department of Energy Technology, KTH 2021.
- Schlund, 2023:** David Schlund; *Integrating Cross-Border Hydrogen Infrastructure in European Natural Gas Networks: A Comprehensive Optimization Approach*, EWI Working Paper.
- Sterner und Stadler, 2017:** Michael Sterner und Ingo Stadler; *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Springer Vieweg 2017, ISBN: 978-3-662-48893-5.
- Stolzenburg et al., 2014:** Klaus Stolzenburg, Roland Hamelmann, Martin Wietschel, Jochen Lehmann, Sabine Donadei; *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem*, Abschlussbericht. März 2014.
- Tarkowski, 2019:** Radoslaw Tarkowski; *Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Band 105, Seiten 86-94, DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.051.
- TSB, 2023:** Tagesspiegel Background; *Wirtschaftsministerium entwickelt Speicherstrategie*, Energie & Klima. März 2023.
- Warnecke und Röhling, 2021:** Matthias Warnecke, Simone Röhling; *Untertägige Speicherung von Wasserstoff - Status quo*, Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Band 172, Ausgabe 4, Seiten 641-659, DOI: 10.1127/zdgg/2021/0295.
- Yousefi et al., 2023:** Seyed Hamidreza Yousefi, Remco Groenenberg, Joris Koornneef, Joaquim Juez-Larré, Mina Shahi; *Techno-economic analysis of developing an underground hydrogen storage facility in depleted gas field: A Dutch case study*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 48, Ausgabe 74, Seiten 28824-28842, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.090.

**Zivar et al., 2021:** Davood Zivar, Sunil Kumar, Jalal Foroozesh; *Underground hydrogen storage: A comprehensive review*, International Journal of Hydrogen Energy, Band 46, Ausgabe 45, Seiten 23436-23462, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.138.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Rolle von Wasserstoffspeichern in einem dekarbonisierten Energiesystem.....	6
Abbildung 2: Studienvergleich zu Wasserstoffspeicherbedarfen in Deutschland .....	10
Abbildung 3: Vergleich der Speicherarten für die Untertagespeicherung .....	11
Abbildung 4: Salzstrukturen in Europa.....	17
Abbildung 5: Speicherkapazität einer Salzkaverne in Abhängigkeit vom geometrischen Volumen und der Teufe des Kavernenkopfs.....	19
Abbildung 6: Levelized Cost of Storage der vier MK.....	22
Abbildung 7: Levelized Cost of Storage der MK bei Variation der Parameter Zyklen pro Jahr, Kavernenkosten und Verdichterkosten .....	23
Abbildung 8: Übersicht der Untertagespeicherstandorte für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas in Deutschland.....	39

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Literaturvergleich zu Speicherarten für die zukünftige Speicherung von Wasserstoff .....	14
Tabelle 2: Übersicht der Parameter der MK .....	20
Tabelle 3: Spezifische Investitionskosten der MK bezogen auf die Speicherkapazität .....	23
Tabelle 4: Basisparameter der Modellberechnung der LCOS.....	38

## Anhang

**Tabelle 4: Basisparameter der Modellberechnung der LCOS**

Quellen: Stolzenburg et al., 2014; Michaelski et al., 2017; Lord et al., 2014; Yousefi et al., 2023; Chen et al., 2023

Komponente	Parameter	Wert
Aussolung	CAPEX	60 €/m <sup>3</sup>
	FOM	0,2 %
Kissengas	Wirkungsgrad Elektrolyse	65 %
	Strompreis	100 €/MWh
Verdichter	CAPEX	10 Mio. €
	FOM	3 %
	Energiebedarf	1,5 kWh <sub>el</sub> /kg
Restliche obertägige Anlagen	CAPEX	3,2 Mio. €
	FOM	2 %
Allgemein	Nutzungsdauer	30 Jahre
	Zinssatz	10 %
	Arbeitsgasdrehung (Zyklen)	2 pro Jahr

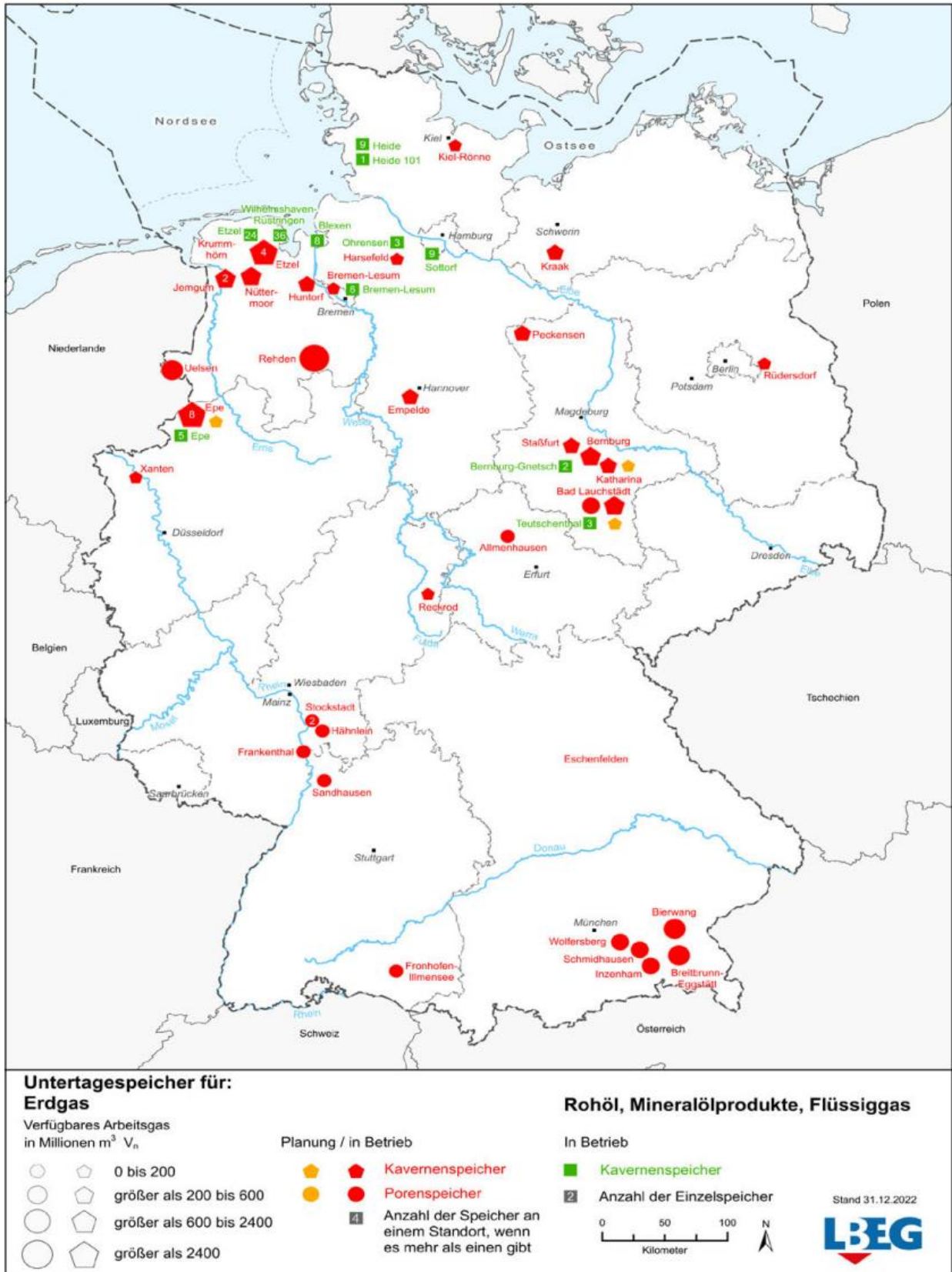


Abbildung 8: Übersicht der Untertagespeicherstandorte für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas in Deutschland

Quelle: LBEG, 2023a