NATIONALER WASSERSTOFFRAT

INFORMATIONS- UND GRUNDLAGENPAPIER 29. OKTOBER 2021

Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland

Entwicklungspotenziale und regulatorische Rahmenbedingungen

1 ZUSAMMENFASSUNG

Deutschland verfügt über eine gut ausgebaute Speicherinfrastruktur, die auch für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes in Deutschland in Zukunft eine wichtige Rolle einnehmen kann und deren Optionen zur langfristigen Energiespeicherung auch vor dem Hintergrund ihrer gesamtwirtschaftlichen Vorteile genutzt werden sollten. Hinzu kommt, dass sich die heute vorhandenen Gasspeicherinfrastrukturen wie z. B. in Nordrhein-Westfalen, Mitteldeutschland oder Niedersachsen in räumlicher Nähe von zu erwartenden Verbrauchszentren befinden oder durch ihre Anbindung an die bestehende Netzinfrastruktur deutschlandweit verfügbar gemacht werden können. Dies ermöglicht den effizienten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Heute werden Gasspeicher überwiegend saisonal genutzt. Mit dem Aufbau eines zunächst vor allem leistungsgetriebenen Wasserstoffmarktes wird das Nutzungsprofil von Wasserstoffspeichern durch höhere Ein- und Ausspeicherraten gekennzeichnet sein. So kann der stetige Wasserstoffbedarf der Industrie gedeckt und gleichzeitig das aus erneuerbaren Energiequellen schwankende Erzeugungsvolumen grünen Wasserstoffs ausgeglichen werden.

Kavernenspeicher sind aufgrund ihrer potenziell höheren Ein- und Ausspeicherraten leistungsfähiger als Porenspeicher und aufgrund ihrer geologischen Voraussetzungen besonders gut für die Speicherung von Wasserstoff geeignet. Kavernenspeicher können vollumfänglich auf Wasserstoff umgerüstet werden, während bei den Porenspeichern noch signifikanter Forschungsbedarf besteht, in welchem Ausmaß Wasserstoff gespeichert bzw. beigemischt werden kann.

Deutschland verfügt mit ca. 262 Terawattstunden (TWh) über das größte nationale Erdgasspeichervolumen in Europa, wobei sich die Gasspeicherinfrastruktur etwa zu ca. zwei Dritteln aus Kavernenspeichern und knapp einem Drittel aus Porenspeichern zusammensetzt. Kavernenspeicher befinden sich primär im Nordwesten Deutschlands und in Mitteldeutschland. Die Porenspeicher liegen im Wesentlichen im Süden Deutschlands.

Aufgrund der geringeren Energiedichte und eines anderen Kompressionsverhaltens von Wasserstoff ist – verglichen mit der Erdgasspeicherung – von einer 80%igen Reduktion der energetischen Speicherkapazität bei der Speicherung von Wasserstoff auszugehen. Das heißt, dass bei gleichem Speichervolumen mit Wasserstoff nur 20 % des Energieinhalts von Erdgas gespeichert werden können.

Basierend auf Simulationen im Rahmen von Projektentwicklungen wird momentan von einem Speicherbedarf von rund 10 % des jährlichen Wasserstoffbedarfs ausgegangen (im Vergleich dazu werden in Deutschland rund 30 % des Erdgasabsatzes gespeichert), sodass sich daraus und gemessen an den Zielen der nationalen Wasserstoffstrategie bei einem Wasserstoffbedarf von ca. 100 TWh für 2030 im betrachteten Base-Case-Szenario ein jährlicher Wasserstoffspeicherbedarf von 10 TWh ergeben würde. Dafür wären etwa 50 TWh oder 30 % der gesamten derzeit vorhandenen Erdgaskavernenspeicher bis 2030 auf Wasserstoffbetrieb umzurüsten.

Mit Blick auf einen deutlich höheren prognostizierten Wasserstoffbedarf bis 2050 könnte im betrachteten Low-Case-Szenario bei Umstellung aller heutigen Kavernenspeicher der Speicherbedarf nahezu vollständig gedeckt werden. Im Base- und High-Case-Szenario müssten ebenfalls alle Kavernenspeicher umgerüstet werden bzw. könnte der erforderliche Mehrbedarf durch technische Maßnahmen wie Nachsolung oder Umrüstung abgedeckt werden. Nur im High-Case-Szenario wäre ein tatsächlicher Ausbaubedarf von Wasserstoffspeichern im Ausmaß von 14 TWh erforderlich.

Aus Erfahrungen bei ersten Pilotprojekten zeigt sich, dass die Umrüstungskosten zur vollständigen Speicherung von Wasserstoff in bestehenden Untergrundspeichern mindestens 30 % der Neuinvestitionskosten für eine Kavernenspeicheranlage betragen. Hochgerechnet auf alle bestehenden Kavernenspeicher in Deutschland würde das einen Investitionsbedarf für Umrüstungen zur Speicherung von Wasserstoff von mindestens 30 Mrd. Euro bis 2050 erfordern.

Damit die Speicherung von Wasserstoff ihren Beitrag für eine bedarfsgerechte, sichere und effiziente Wasserstoffwirtschaft leisten kann, sollten Anpassungen des rechtlich-regulatorischen Rahmens geprüft werden:

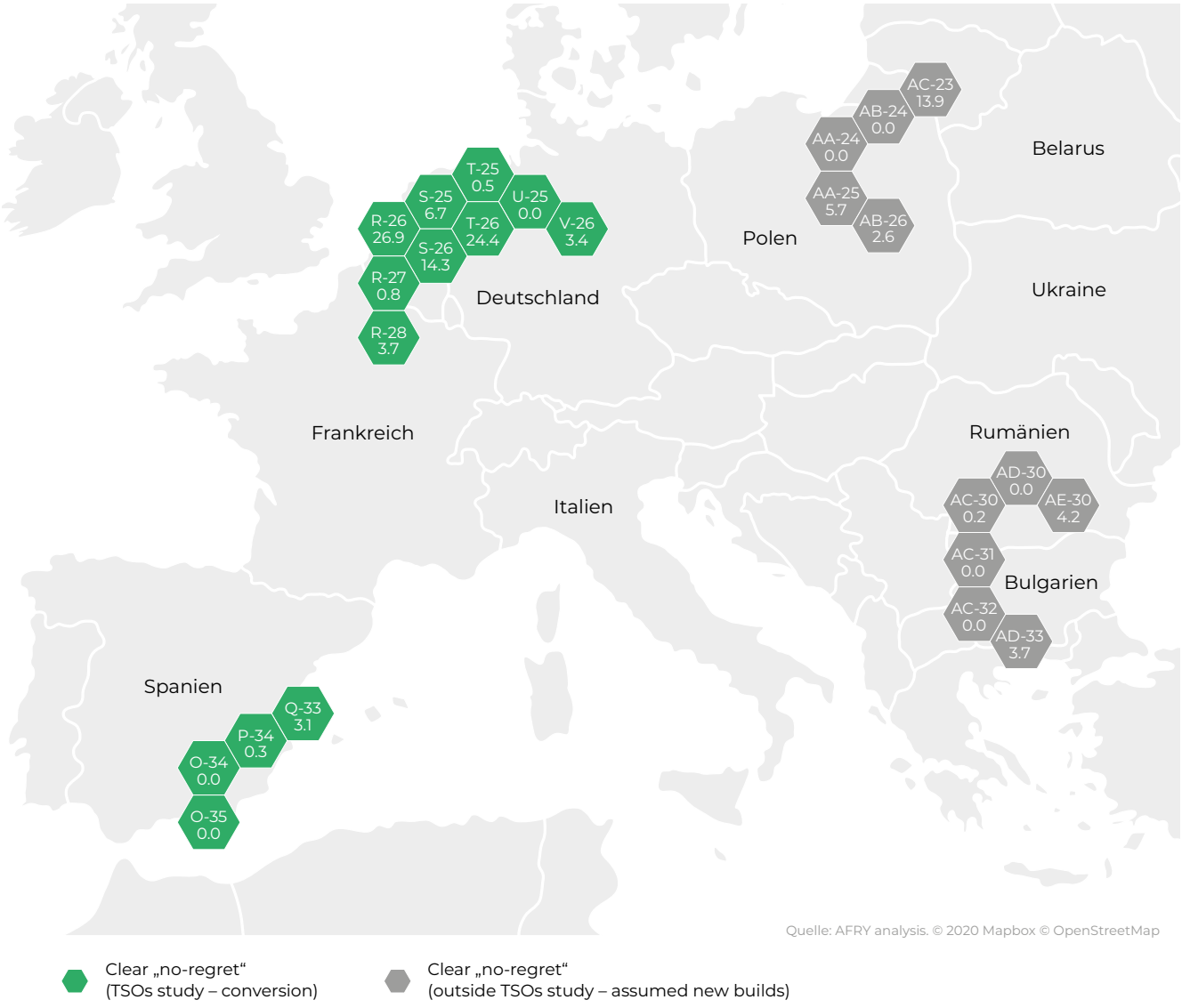
Während sich die marktbasierte Vermarktung von Speicherkapazitäten bewährt hat und in dieser Form auch für Wasserstoff fortgesetzt werden sollte, erfordert die Umrüstung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff eine erhebliche finanzielle Unterstützung, sowohl im Bereich der Investitions- und Betriebskostenförderung als auch mittelbar durch Entlastung des Speichernutzers von Netzentgelten und Umlagen, die die Wirtschaftlichkeit der Speichernutzung gefährden. Netzentgelte und Umlagen sollten deshalb für die Nutzung von Wasserstoffspeichern vollständig gestrichen werden. Inwieweit der nun auch im Rahmen des EnWG festgelegte Regulierungsansatz für den verhandelten Speicherzugang zukunftsfähig sein wird, sollte nach 5 Jahren mit Blick auf etwaige Marktentwicklungen noch einmal überprüft werden. Darüber hinaus sollten Wasserstoffspeicher in die Szenarioplanung der Netzentwicklung einbezogen und die Genehmigungsverfahren für Errichtung und Betrieb vereinfacht und beschleunigt werden, während die für die Wasserstoff-Wertschöpfungskette geltenden Unbundling-Vorschriften zur vertikalen Entflechtung erhalten bleiben sollten.

2 ENTWICKLUNG DES WASSERSTOFFBEDARFS IN CLUSTER-REGIONEN

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wird es unterschiedlich gut geeignete Regionen geben[1]. Insbesondere für Regionen mit energieintensiver, nur begrenzt elektrifizierbarer Produktion wie etwa der Stahl- oder der Chemieindustrie stellt das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045/2050 eine enorme Herausforderung dar. Um klimaneutral zu werden, kommt dem Einsatz von Wasserstoff eine gravierende Bedeutung zu, was insgesamt einen stark wachsenden Wasserstoffbedarf in Deutschland erwarten lässt. Agora Energiewende hat in einer jüngeren Studie zwei wesentliche Regionen (Cluster) in Deutschland identifiziert, in denen ein besonderer Bedarf an Wasserstoff entstehen dürfte, wobei das Cluster Nordrhein-Westfalen unter Einbezug der niederländischen und belgischen Grenzregion mit einem Bedarf von erwarteten 24,4 TWh in 2050 besonders hervorsticht.

Abbildung 1

Entwicklung von Wasserstoff-Clustern



[1] Studie Agora Energiewende: „No-regret hydrogen – Charting early steps for H_2 infrastructure in Europe“, Februar 2021.

3 ROLLE DER UNTERGRUND-GAS-SPEICHER IN EINEM WASSERSTOFFMARKT

Deutschland verfügt mit ca. 262 TWh über das größte Erdgasspeichervolumen in Europa. Damit ca. ein Drittel des Gesamtjahresverbrauchs abgesichert werden. Allein in den verbrauchsstarken Monaten im Januar und Februar kann die dreifache Menge gegenüber den verbrauchsschwächeren Monaten im Sommer ausgespeichert werden. Zum Vergleich beträgt das Stromspeichervolumen in Deutschland heute ca. 0,04 TWh.[2] Deutschlands Gasspeicherinfrastruktur setzt sich zu ca. zwei Dritteln aus Kavernenspeichern und knapp einem Drittel aus Porenspeichern zusammen.

In einem sich aufbauenden Markt für Wasserstoff können in Zukunft auch die vorhandenen Erdgasspeicher eine wichtige Rolle einnehmen. Werden Gasspeicher heute überwiegend saisonal genutzt, ist zu erwarten, dass ein im Aufbau befindlicher Wasserstoffmarkt insbesondere zu Beginn stark leistungsgetrieben sein wird. Das heißt, es werden schneller sowie häufiger Ein- und Ausspeicherungen erfolgen. Denn auf der einen Seite ist im Rahmen des Markthochlaufes zu erwarten, dass Wasserstoff zunächst eine vorwiegend industrielle Nutzung erfährt. Hierfür ist insbesondere die stetige Verfügbarkeit von Wasserstoff in gewünschter Qualität erforderlich, um allen industriellen Nutzern eine durchgehende und sichere Herstellung ihrer Produkte zu ermöglichen. Auf der anderen Seite ist die Stromerzeugung aus Wind und Sonne und insoweit auch das Angebot an grünem Wasserstoff witterungsabhängig, was eine kontinuierliche Wasserelektrolyse umso stärker beeinträchtigt, je enger die geforderte zeitliche Korrelation zwischen beiden ist. Gasspeichern kommt hier angesichts einer möglicherweise volatilen Erzeugung eine hohe Bedeutung zu. Sie ermöglichen die kurz- und langfristige Speicherung überschüssiger Energiemengen und können dem Markt die benötigte Energie bedarfsgerecht zur Verfügung stellen.

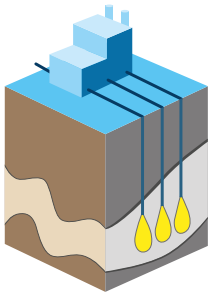
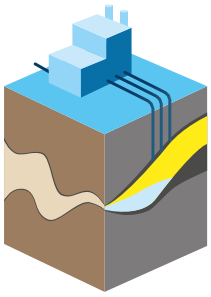
Es wird erwartet, dass sich mit einer wachsenden Marktdurchdringung von Wasserstoff im weiteren Zeitablauf auch die Nutzung von Wasserstoffspeichern verändert. Durch die mögliche Einbeziehung weiterer Verbrauchssektoren wird sich auch der saisonale Strukturierungsbedarf erhöhen, der vor allem aus großvolumigen Untertagespeichern bereitgestellt werden kann.

Untergrund-Gas-Speicher lassen sich im Wesentlichen in zwei Speichertypen unterteilen: Salzkavernenspeicher (künstlich erstellte Hohlräume in Salzlagerstätten) und Porenspeicher (ehemalige Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Aquifere). Während Porenspeicher grundsätzlich der großvolumigen saisonalen Grundlastabdeckung dienen, sind Salzkavernenspeicher in ihren Ein- und Ausspeicherraten leistungsfähiger und daher neben der saisonalen Grundlastabdeckung besonders für die tageszeitliche Spitzenlastabdeckung geeignet.

[2] https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2015/06/DVGW-2955-Brosch%C3%BCre-Wasserstoff-RZ-Screen.pdf.

Tabelle 1

Vor- und Nachteile von Kavernen- und Porenspeichern zur Wasserstoffspeicherung

	 **Kavernenspeicher**	 **Porenspeicher**
Charakteristika	◆ Hohlräume in Salzstöcken überwiegend im Nordwesten Deutschlands und in Mitteldeutschland ◆ Praktische Erfahrungen mit Wasserstoffkavernen sind bereits verfügbar	◆ Gas wird wie in einen Schwamm in Gesteinsporen eingepresst, meist in ausgeförderte Erdgas- oder Erdölreservoirs ◆ Deutlicher F&E-Bedarf zur Wasserstoffspeicherung erforderlich, da chemische Reaktionen Veränderungen der Lagerstätte bewirken können
Vorteile	◆ Hohlräume können vollständig mit Wasserstoff befüllt werden (keine Reaktivität mit Salzgestein) ◆ Ein- und Ausspeichervorgang kurzfristig möglich	◆ Aufnahme großer Volumina für saisonalen Speicherbedarf ◆ Hohe Verfügbarkeit im Süden Deutschlands
Nachteile	◆ Wasserstoff reagiert in Verbindung mit Materialien wie Stahl und Zement ◆ Regionale Konzentration im Nordwesten/ in der Mitte Deutschlands	◆ Wasserstoff reagiert in Verbindung mit Materialien wie Stahl und Zement ◆ Risiko eines Bakterienwachstums mit dadurch ausgelöster H_2S-Produktion bzw. mögliche bakterielle Versottung der Poren

Aus verschiedenen wissenschaftlichen Untersuchungen[3] wird deutlich, dass insbesondere Salzkavernen sehr gut für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind.

Aus den geologischen Formationen in Europa haben Deutschland, die Niederlande und Großbritannien besonders gute Voraussetzungen zur Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen. Die vorliegenden Salzvorkommen liegen in der nördlichen Hälfte von Deutschland und decken sich entlang der niederländischen Grenze mit der durch Agora Energiewende ausgewiesenen Bedarfszone in Nordrhein-Westfalen.

[3] HyUnder – ein Projekt initiiert durch FCH JU (Fuel Cell & Hydrogen Joint Undertaking).

Im nordrhein-westfälischen Gronau-Epe befindet sich nahe der niederländischen Grenze eines der größten Gaskavernenfelder der Welt, genutzt für die Speicherung von Erdgas mit Anbindungen an den deutschen und niederländischen Erdgasmarkt. Weitere Salzkavernen, die bereits heute für die Speicherung von Erdgas genutzt werden, befinden sich in Nordrhein-Westfalen bei Xanten sowie an weiteren Standorten wie in Niedersachen bei Etzel oder in Sachsen-Anhalt bei Staßfurt. Diese Salzstöcke mit ihren vorhandenen Kavernen und weiterem Potenzial befinden sich in der Nähe der großen Bedarfszentren für Wasserstoff.

Für die Umrüstung von Erdgasspeichern zur Speicherung von Wasserstoff sind zum einen die notwendigen Genehmigungsverfahren und zum anderen die anfallenden Arbeiten zur Ertüchtigung der obertägigen Anlagen sowie der untertägigen Kavernen zu beachten. Die Dauer der untertägigen Arbeiten variiert hierbei je nach Größe der Kavernen. Bei den folgenden Ausführungen wird von einem initialen Wasserstoffspeicher mit durchschnittlich großen Kavernen (z. B. am Standort Gronau-Epe) ausgegangen. Der Zeitraum zur Umrüstung beträgt in diesem Fall insgesamt schätzungsweise ca. 5 Jahre. Dieser Zeitraum beinhaltet:

- ca. 2,5 Jahre (mangels praktischer Erfahrung in Deutschland grob abgeschätzt) für die vollständig zu durchlaufenden Verfahren zur betrieblichen Genehmigung (inkl. der Erstellung und Einreichung von Gutachten) und für die Sicherung privatrechtlicher Vereinbarungen, insbesondere Grunddienstbarkeiten, Straßen- und Trassenkreuzungsvereinbarungen und Rechten an der Kavernennutzung zur Wasserstoffspeicherung;
- eine hierzu parallel erfolgende Detailplanung und Materialbeschaffung;
- anschließend ca. 1 Jahr für die Ertüchtigung der obertägigen Anlagen zur Ein- und Ausspeicherung wie z. B. den Umbau der Verdichter sowie der Anlagen zur Gastrocknung, -reinigung, -messung;
- anschließend ca. 1,5 Jahre für die untertägigen Arbeiten wie z. B. die Flutung der noch mit restlichem Erdgas befüllten Kavernen, das Umrüsten der Bohrungen und die Erstbefüllung der Kavernen mit Wasserstoff.

Für den Fall, dass nicht ein bestehender Erdgasspeicher umgerüstet, sondern ein neuer Wasserstoffspeicher mit neuen obertägigen Anlagen auf Basis bereits fertig gesolter Kavernen gebaut wird, ist mit ca. 5,5 Jahren von einem ähnlichen Gesamtzeitraum zur Errichtung des Speichers auszugehen. Unter der Annahme von einem unveränderten Genehmigungszeitraum von geschätzt ca. 2,5 Jahren ist hier – im Vergleich zur Umrüstung eines Erdgasspeichers – der Zeitraum für den Bau der neuen obertägigen Anlagen mit ca. 2 Jahren länger angesetzt. Im Unterschied dazu dauern die untertägigen Arbeiten an den bereits gesolten Kavernen aufgrund der nicht notwendigen Flutung mit ca. 1 Jahr etwas kürzer. Sofern für den Bau eines neuen Wasserstoffspeichers keine bereits fertig gesolten Kavernen verfügbar sind, verlängert sich wegen der dann notwendigen Solung der Kavernen der Zeitraum zur Errichtung des Neuspeichers um mindestens ca. 5 Jahre auf insgesamt mindestens ca. 10 Jahre.

Diese Fristen zeigen auf, welche Vorlaufzeiten zu berücksichtigen sind, bis eine Wasserstoffspeicherinfrastruktur zur Verfügung stehen kann.

4 ENERGIE- UND GESAMTWIRTSCHAFTLICHE VORTEILE VON UNTERGRUNDSPEICHERN (UGS) ZUR BEREITSTELLUNG VON FLEXIBILITÄT IM WASSERSTOFFMARKT 2030 – 2050

4.1 Wasserstoffspeicherpotenzial

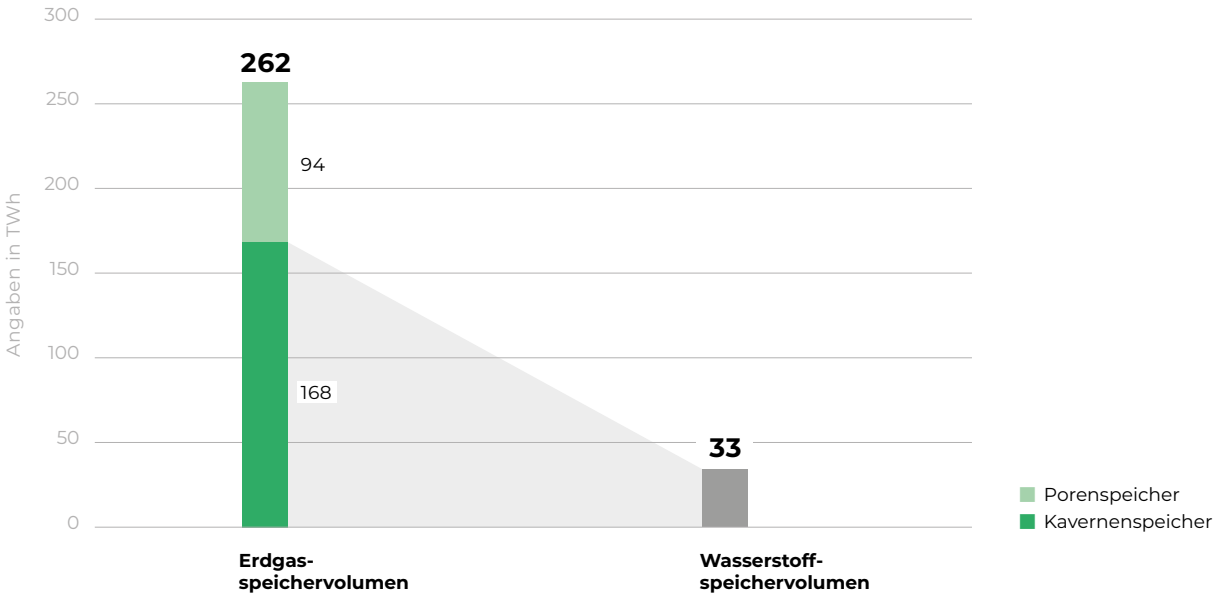
Bei der Herleitung des Wasserstoffspeicherpotenzials ist zu berücksichtigen, dass Wasserstoff a) eine geringere volumenbezogene Energiedichte[4] sowie b) ein unterschiedliches Kompressionsverhalten im Vergleich zu Erdgas aufweist. Bezogen auf die Energiemenge des Arbeitsgasvolumens ist aufgrund dieser beiden Effekte daher von einer 80%igen Reduktion der Speicherkapazität bei der Speicherung von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas auszugehen. Das heißt, dass bei gleichem Speichervolumen mit Wasserstoff nur 20 % des Energieinhalts von Erdgas, wie in Abbildung 6 dargestellt, gespeichert werden können.

Für die weiteren Betrachtungen einer reinen Wasserstoffspeicherung werden die Porenspeicher nicht in das Wasserstoffspeicherpotenzial einbezogen. Bei Porenspeichern ist weiterer Forschungsbedarf zur Löslichkeit von Wasserstoff-Gas-Gemischen im Wasser und zu geochemischen Wechselwirkungen mit dem Reservoirgestein erforderlich. Im Unterschied zu Kavernenspeichern liegen noch keine praktischen Erfahrungswerte vor. Erste Pilotprojekte[5] zur Beimischung von Wasserstoff in Porenspeichern wurden allerdings gestartet.

Das auf Basis der heutigen Kavernenspeicher abgeleitete Wasserstoffspeicherpotenzial beträgt damit ca. 33 TWh.

Abbildung 2

Vorhandene Untergrund-Gas-Speicher[6] und deren Potenzial zur Speicherung von Wasserstoff in Deutschland



[4] Heizwert von Erdgas ist mit rund 11 kWh/Nm3 etwa dreimal so hoch wie der von Wasserstoff mit 3,5 kWh/Nm3, sodass bei gleichem Druck etwa das dreifache Volumen an Wasserstoff benötigt wird, um den Energieinhalt konstant zu halten.
[5] https://www.underground-sun-storage.at/.
[6] https://www.lbeg.niedersachsen.de/download/162009/Untertage-Gasspeicherung_in_Deutschland_Stand_1.1.2020_.pdf.

4.2 Wasserstoffbedarfsprognose für den Zeithorizont 2030 und 2050

Die Bundesregierung sieht bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh.[7] Um einen Teil dieses Bedarfs zu decken, sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Elektrolyseanlagen bis zu 14 TWh[8] grünen Wasserstoff produzieren.

Die heutige Wasserstoffproduktion in Deutschland liegt bei 57 TWh pro Jahr. Diese Menge wird fast vollständig mit fossilen Energieträgern hergestellt. Aktuelle Studien prognostizieren jedoch einen deutlich höheren Wasserstoffbedarf. So zeigen die Potenzialabschätzungen der drei Fraunhoferinstitute ISI, ISE und IEG aus einer Metastudie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats ab 2030 erste relevante Nachfragemengen nach grünem Wasserstoff und Derivaten von bis zu 80 TWh. Dieser Bedarf wächst im Jahr 2040 auf 100 bis 300 TWh an. Für das Jahr 2050 steigt die Bandbreite des Bedarfs an Wasserstoff und wasserstoffbasierten Syntheseprodukten dann auf 400 bis knapp 800 TWh. Den größten Bedarf an Wasserstoff und wasserstoffbasierten Syntheseprodukten erkennt die Studie im Industriesektor. Im Jahr 2050 werden hier bis zu 500 TWh benötigt. Die größten Abnehmer sind die Eisen- und Stahl- sowie die chemische Industrie. Einen großen Bedarf sehen die Studien auch im Verkehrssektor. Er benötigt im Jahr 2050 zwischen 150 und 300 TWh. Im Fokus steht dabei insbesondere der internationale Flug- und Schiffsverkehr mit einem Bedarf von 140 bis 200 TWh. Im straßengebundenen Verkehr sehen neuere Studien das größte Potenzial im Schwerlastverkehr. Weitere Abnehmer sieht die Metastudie im Gebäudesektor (bis zu 200 TWh bis zum Jahr 2050) und im Umwandlungssektor zur Strom- und Wärmeerzeugung (zwischen 50 und 150 TWh bis zum Jahr 2050).

Tabelle 2

Potenzielle Wasserstoff-, Syntheseprodukte- und Biomassepotenziale in den Nachfragesektoren in Deutschland 2030, 2040 und 2050[9]

	2030	**2040**	**2050**
Wasserstoff, Syntheseprodukte und Biomasse	34 bis 232 TWh	119 bis 382 TWh	234 bis 740 TWh
Nur Wasserstoff	0 bis 47 TWh	15 bis 176 TWh	0 bis 316 TWh
Nur Syntheseprodukte	0 bis 40 TWh (bis 60 TWh mit Syntheseprodukten als Rohstoffen)	0 bis 158 TWh (bis 303 TWh mit Syntheseprodukten als Rohstoffen)	0 bis 653 TWh (davon Rohstoffe bis 260 TWh)

[7] Die Nationale Wasserstoffstrategie (bmwi.de), S. 5.
[8] Die Nationale Wasserstoffstrategie (bmwi.de), S. 5.
[9] Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats, Juni 2021.

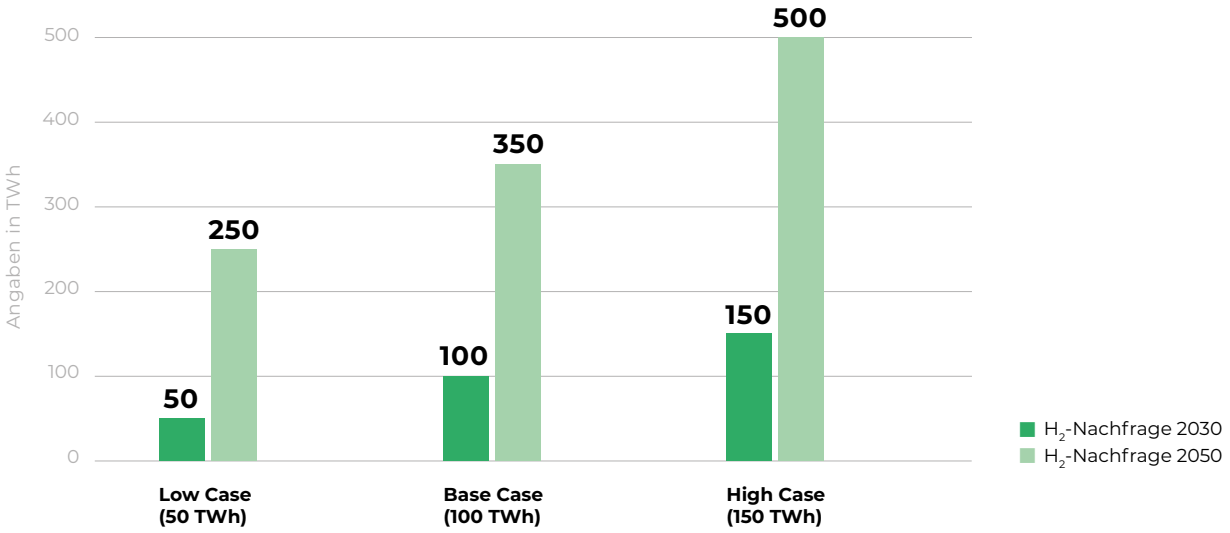
4.3 Wasserstoffspeicherbedarf im Zeitraum 2030–2050

Die Abschätzung des Wasserstoff-Nachfragepotenzials hat einen signifikanten Einfluss auf die Abschätzung des erwarteten Speicherbedarfs.

Auf Basis der Potenzialabschätzungen der Metastudie sowie der Bedarfserhebung der Fernleitungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen 2022–2032[10] werden drei modellhafte Szenarien dargestellt, um den Speicherbedarf von Wasserstoff bis 2030 und 2050 abzuschätzen.

Abbildung 3

Szenarien Wasserstoffnachfrage 2030 und 2050



4.3.1 Wasserstoff-Nachfrageszenarien und Speicherbedarf 2030

Wie oben beschrieben wird für den Wasserstoffspeicherbedarf mit einer vorwiegenden Nutzung in Industrie und Verkehr eine deutlich geringere Saisonalität erwartet. Gleichzeitig ist die Wasserstofferzeugung über den Jahresverlauf volatiler, weshalb eine Nutzung mit höheren Ein- und Auslagerungsleistungen und mehrfachen Jahresumschlägen unterstellt wird. Erste Untersuchungen der Lastprofile industrieller Wasserstoffabnehmer in Raffinerien und Chemieparks zeigen, dass der Strukturierungsbedarf weitaus geringer ausfällt, als dies derzeit im Gasmarkt festzustellen ist. Es wird basierend auf Simulationen im Rahmen von Projektentwicklungen abgeschätzt, dass der Speicherbedarf rund 10 % des jährlichen Wasserstoffbedarfs beträgt (im Vergleich dazu werden aktuell in Deutschland rund 30 % des Erdgasabsatzes gespeichert). Sobald Wasserstoff verstärkt im Gebäudesektor sowie zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird und daher von einem höheren saisonalen Speicherbedarf auszugehen ist, muss der Wasserstoffspeicherbedarf im Gesamtenergiesystem neuerlich bewertet werden.

In der Potenzialabschätzung für alle drei Szenarien wird auch die bei Salzkavernen vorhandene natürliche Hohlraumverringerung, die sogenannte Konvergenz mitberücksichtigt. Bei einer abgeschätzten durchschnittlichen Konvergenz von 1 % pro Jahr gehen bis 2030 knapp 10 % des heutigen Kavernenvolumens verloren.

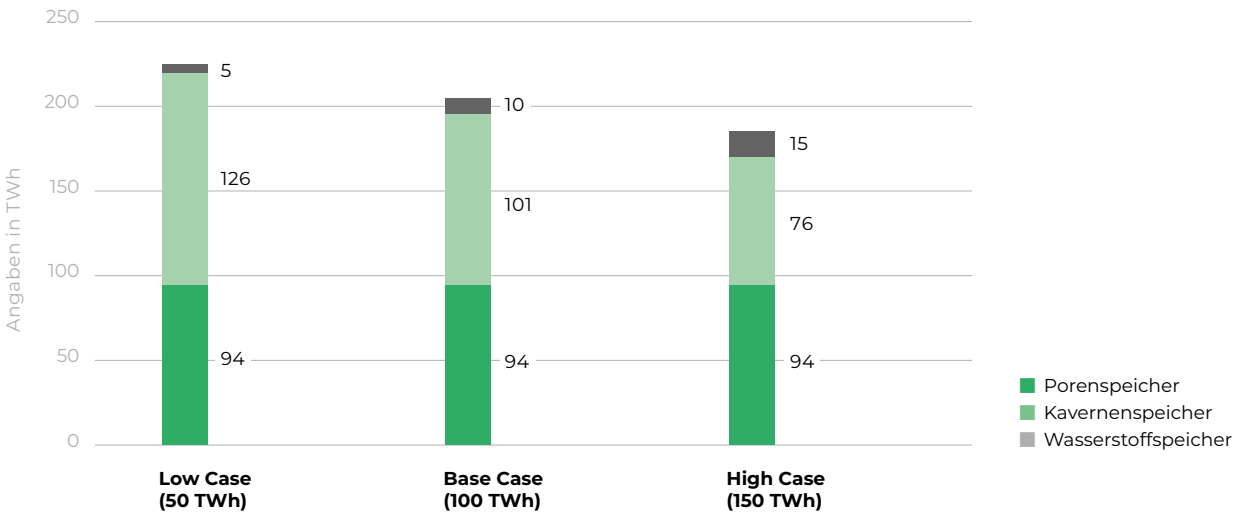
[10] https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2022/.

Für 2030 wird ein Wasserstoffbedarf als Low-Case-Szenario von 50 TWh, als Base-Case-Szenario von 100 TWh (entspricht auch der Bedarfsabschätzung der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung) sowie als High-Case-Szenario von 150 TWh berücksichtigt.

Es zeigt sich, dass je nach Nachfrageszenario ca. 5–15 TWh Wasserstoffspeicher durch Umrüstung von Kavernenspeichern benötigt werden. Für den Erdgasmarkt stünden damit 2030 unter Berücksichtigung der Konvergenz noch ca. 170–220 TWh Speichervolumen zur Verfügung.

Abbildung 4

Erdgas- und Wasserstoffspeicherpotenzial nach Wasserstoff-Nachfrageszenarien für 2030



4.3.2 Wasserstoff-Nachfrageszenarien und Speicherbedarf 2050

Betrachtet man die verschiedenen Prognosen aus der Metastudie[11], zeigt sich eine sehr hohe Bandbreite in der Wasserstoffnachfrage bis 2050. Zusätzlich wurde auch die Bedarfserhebung[12] der Fernleitungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen, wonach für 2050 eine Wasserstoffnachfrage von 476 TWh von den Marktteilnehmern angemeldet wurde, für das High-Case-Szenario herangezogen. Dementsprechend wird für 2050 als Low-Case-Szenario ein Wasserstoffbedarf von 250 TWh, als Base-Case-Szenario von 350 TWh sowie als High-Case-Szenario von 500 TWh als Wasserstoffnachfrage berücksichtigt.

Für den Zeithorizont 2050 werden ebenfalls 10 % Speicherbedarf angesetzt, da auch bei Einbeziehung weiterer Sektoren wie z. B. des Gebäudesektors sowie der Strom- und Wärmeerzeugung von einer Vergleichmäßigung des Volumenbedarfs ausgegangen werden kann, obgleich die Leistungscharakteristik durchaus unterschiedlich sein kann. Gleichzeitig wird eine Verringerung des Volumens durch die Konvergenz (wie oben beschrieben) eingerechnet.

Im Low-Case-Szenario könnte der gesamte Wasserstoffspeicherbedarf durch Umrüstung aller heutigen Kavernenspeicher nahezu komplett gedeckt werden.

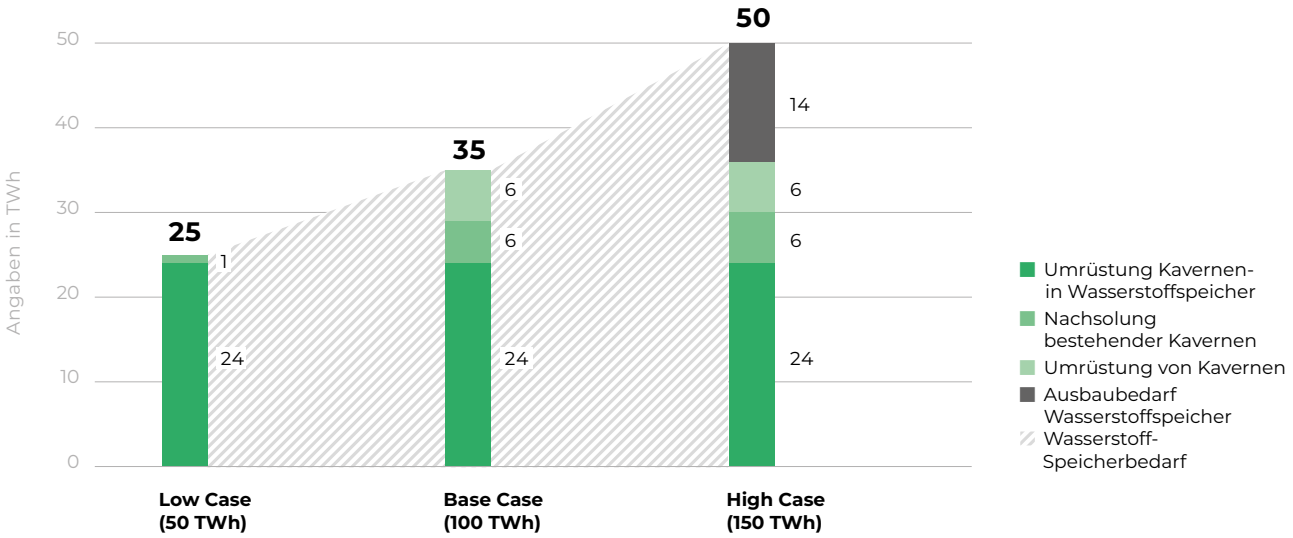
[11] Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats, Juni 2021.
[12] https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2022/.

Für das Base-Case- und High-Case-Szenario müssten ebenfalls alle vorhandenen Kavernenspeicher zur Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden. Zur Abdeckung des Wasserstoffspeicherbedarfs wird in diesen Szenarien außerdem mitberücksichtigt, dass zusätzliche Kapazitäten durch Nachsolung bestehender Gaskavernen bzw. auch durch Umwidmung (inkl. Nachsolung) von derzeit anderweitig genutzten Kavernen geschaffen werden können. Daraus ergibt sich ausschließlich im High-Case-Szenario ein zusätzlicher Wasserstoffspeicher-Ausbaubedarf von 14 TWh in neue Anlagen.

Deutschland verfügt über geologische Strukturen insbesondere im Norden/Nordwesten, wo Kavernenspeicher nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden können, wo mächtige Salzstöcke vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Damit könnte auch ein Mehrbedarf zur Speicherung von Wasserstoff aus angrenzenden Ländern mitberücksichtigt werden.

Abbildung 5

Wasserstoffspeicherpotenzial nach Wasserstoff-Nachfrageszenarien für 2050

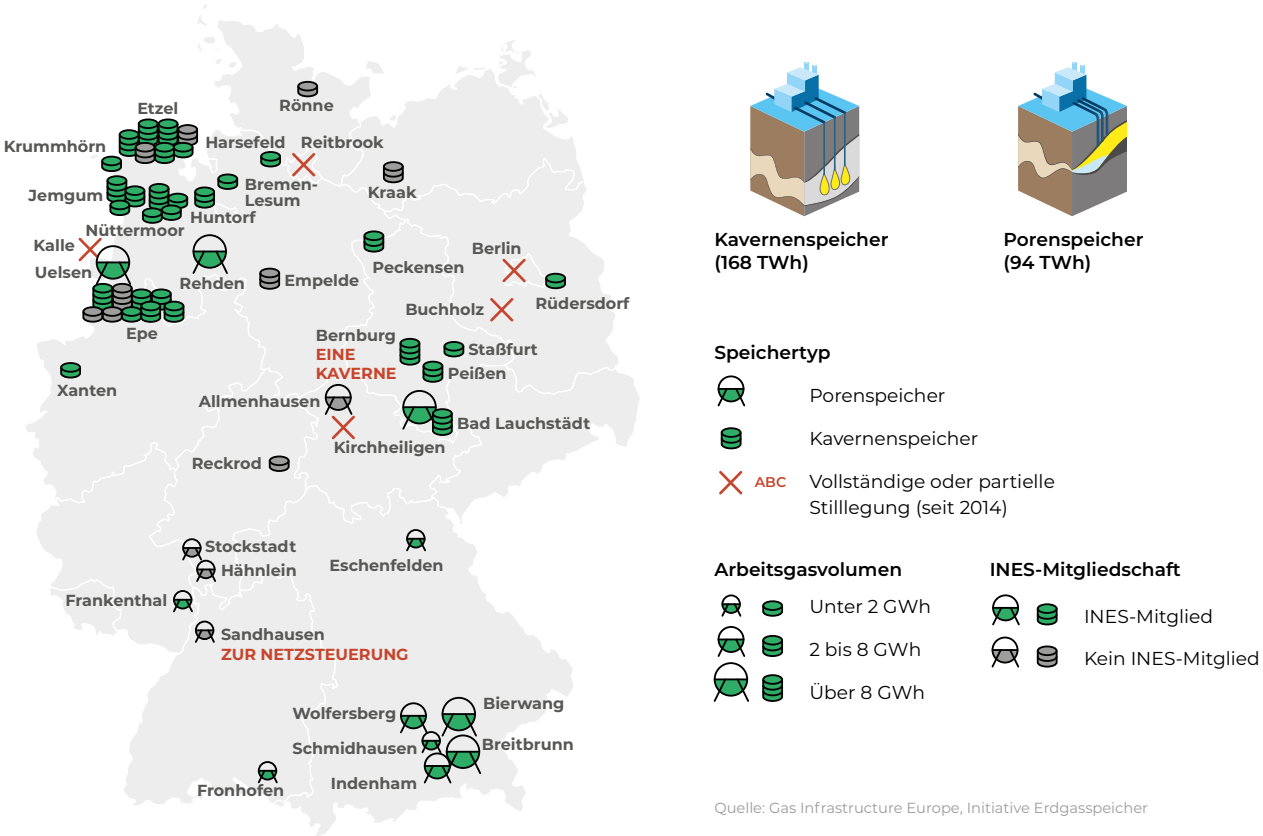


4.4 Einbindung der Wasserstoffspeicher in die Netzinfrastruktur

Betrachtet man die regionale Verteilung der Untergrundspeicher, so befinden sich die Kavernenspeicher primär im Nordwesten Deutschlands sowie in Mitteldeutschland und die Porenspeicher vornehmlich im Süden Deutschlands. Durch die flächendeckende Anbindung der Untergrundspeicher an das deutsche Gastransportsystem kann der regionale Flexibilitätsbedarf nahe den Verbrauchszentren deutschlandweit bereits jetzt bereitgestellt werden.

Abbildung 6

Gasspeicherstandorte in Deutschland [13]



Quelle: Gas Infrastructure Europe, Initiative Erdgasspeicher

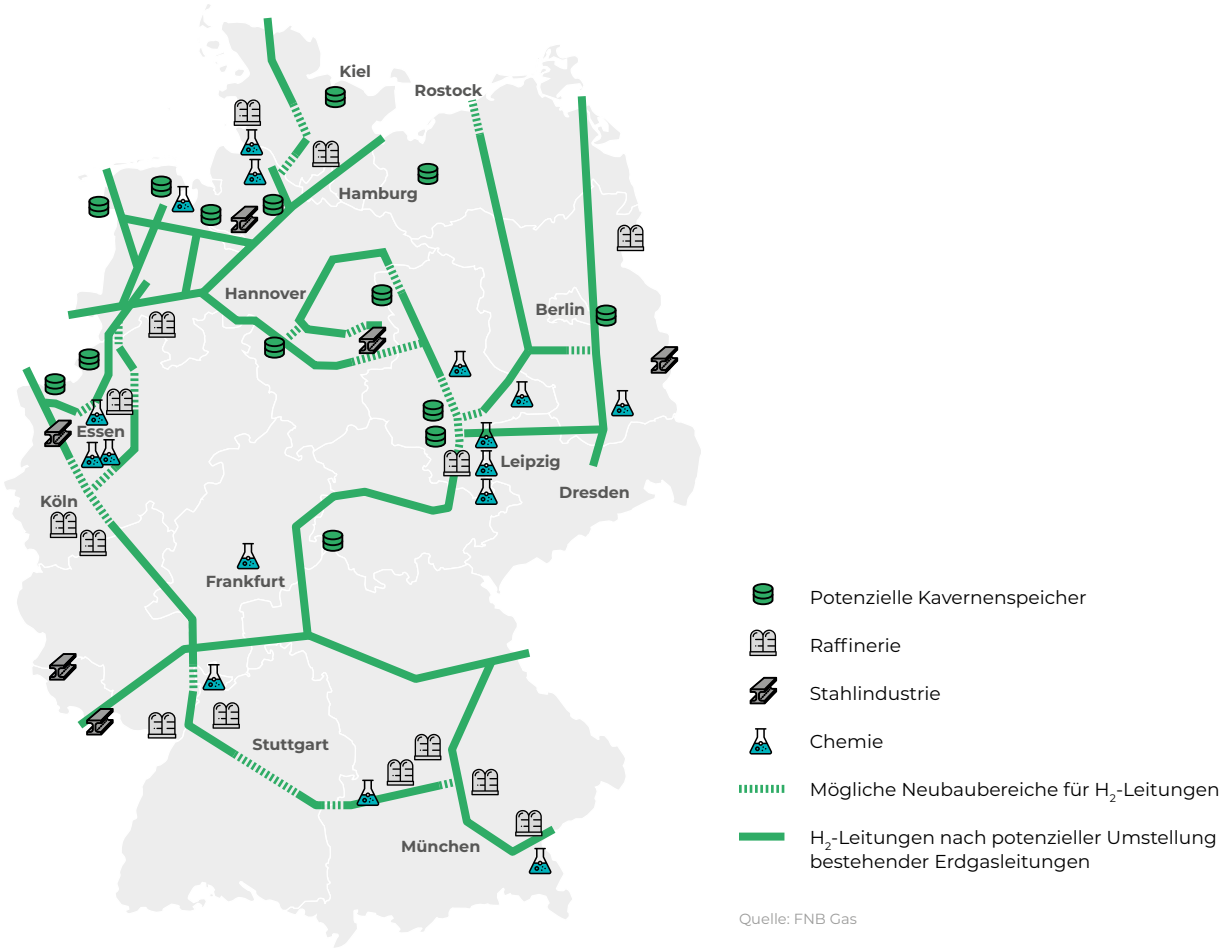
Hinzu kommt, dass das Gasfernleitungssystem in Deutschland für hohe Transportvolumina zum Transport vom Norden in den Süden und Westen ausgelegt ist. Vergleicht man die Nord-Süd-Transportkapazität in der geografischen Mitte Deutschlands, so stehen 75 GW in den Gasfernleitungen bereits jetzt zur Verfügung. Im Vergleich dazu beträgt die aktuell verfügbare Nord-Süd-Übertragungskapazität im Stromsystem rund 18 GW.[14]

Darüber hinaus ist das deutsche Erdgasnetz eng mit den Erdgasnetzen der angrenzenden Staaten verbunden und nimmt eine wichtige Rolle im Transitverkehr ein. Das von den Fernleitungsnetzbetreibern im visionären Wasserstoffnetz und im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 entwickelte initiale Wasserstoffnetz berücksichtigt diese Verbindungen und verbindet die deutschen Salzkavernenspeicher mit großen Produktions- und Absatzregionen z. B. in den Beneluxstaaten, aber auch in Frankreich. Die vorteilhafte geologische Struktur im Nordwesten Deutschlands kann somit der gesamten europäischen Wasserstoffwirtschaft nutzen und einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die Untergrundspeicher als wesentlichen Baustein für ein funktionierendes Wasserstoffnetz identifiziert, um die Spitzenlast im Bedarfsfall durch Ausspeisung des eingespeicherten Wasserstoffs decken zu können sowie kurz- und langfristige Strukturierungen zu ermöglichen.

[13] https://erdgasspeicher.de/.
[14] Frontier Economics: Die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt, Kurzstudie für Viessmann Climate Solutions, April 2021.

Abbildung 7

Einbindung der Untergrundspeicher in ein überregionales Wasserstofftransportsystem[15]



Quelle: FNB Gas

4.5 Versorgungssicherheit im Wasserstoffmarkt

Angesichts der enormen Potenziale für die Wasserstoffnutzung in den untersuchten Szenarien wird deutlich, dass der Wasserstoffbedarf überwiegend und zunehmend durch Importe gedeckt wird. Deshalb ist es aus Gründen der Versorgungssicherheit, aber auch strategischen Überlegungen erforderlich, großvolumige Speicherlösungen nahe den bundesweiten Verbrauchszentren von Wasserstoff einzurichten, die auch in eine überregionale Netzinfrastruktur eingebunden werden können.

Untergrundspeicher verfügen bereits heute über diese Voraussetzungen und können daher auch in einer Wasserstoffinfrastruktur als wesentliches Instrument der Versorgungssicherheit unter Nutzung marktbasierter Instrumente eingesetzt werden. Demgegenüber stehen Instrumente, Versorgungssicherheit durch staatliche Eingriffe abzusichern – wie sie z. B. am Ölmarkt durch eine strategische Reserve zum Einsatz kommen. Allerdings existieren im Ölmarkt – im Gegensatz zum Gasmarkt – keine Speicherbetreiber, die ihre Kapazitäten am Markt anbieten, sodass es im Ölmarkt auch durch die Existenz einer strategischen Reserve nicht zu einer Entwertung von am Markt angebotenen Speicherkapazitäten kommen kann. Zudem hat die deutsche Gaswirtschaft über viele Jahrzehnte gezeigt,

[15] https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/.

dass eine sichere Versorgung der Erdgaskunden auch ohne eine staatlich angelegte, strategische Reserve gewährleistet ist, wenn marktbasierte Instrumente (z. B. sogenannte Long Term Options) zum Einsatz gelangen, deren staatlich vorgegebene Volumina ausreichend für anzunehmende Versorgungsengpässe sind. Vergleichbare Instrumente könnten auch bei der Wasserstoffversorgung implementiert werden.

Im europäischen Kontext kommt den deutschen Kavernenspeichern ein hoher Stellenwert zu, da rund 80 % der bestehenden Kavernenspeicher in Europa in Deutschland liegen und Deutschland damit die Rolle eines europäischen „Wasserstoffspeicher-Hubs“ zukommen könnte.

4.6 Alternative Speichertechnologien

Bereits heute stehen eine Vielzahl von Energiespeichertechnologien zur Verfügung. Je nach Einsatzbereich und Bedarf sind die Anforderungen an die Speicher sehr variabel. Sie unterscheiden sich grundlegend durch ihr Wirkungsprinzip und die damit verbundene Kapazität (Speichervolumen) und Leistung (Ein-/Ausspeicherleistung).

Zum einen kann elektrische Energie direkt gespeichert werden, entweder in Pumpspeicherwerken, die mangels breiter regionaler Verfügbarkeit kein vergleichbares Volumen wie Untergrundspeicher aufweisen, oder mit kapitalintensiven Batteriespeichertechnologien, die aber ebenfalls für eine großvolumige und langfristige Speicherung bislang nicht geeignet erscheinen.

In großen Mengen kann Strom am ehesten chemisch gespeichert werden, nämlich als Wasserstoff. Neben der Möglichkeit, diesen in Untergrundspeichern ein- und auszuspeichern, unterscheidet man grundsätzlich in Druckspeicherung (Wasserstoff wird unter hohem Druck in Kunststoffbehältern oder Tanks gelagert) und Flüssigspeicherung. Hier wird Wasserstoff verflüssigt (LH2) und unter Umgebungsdruck bei tiefen Temperaturen (Siedepunkt −252,8 °C, 20,4 K) z. B. für Wasserstofftankstellen gelagert.

Ein Vergleich der verschiedenen Speichertechnologien für Wasserstoff zeigt, dass Kavernenspeicher nach den folgenden Kategorien die beste Einsatzmöglichkeit bieten[16].

- „zeitliche Dimension“ im Sinn von stundenweiser bis hin zur mehrmonatigen saisonalen Nutzung
- „Volumen- und Leistungs-Charakteristik“ im Sinn hoher Verfügbarkeit großer Speichervolumina in kurzen Zeiteinheiten
- „Kosten“ im Sinn spezifischer Speicherkosten pro kg Wasserstoff

4.7 Kostenabschätzung – Umrüstung von Gasspeichern vs. alternative Speichertechnologien

Aus Erfahrungen bei ersten Pilotprojekten zeigt sich, dass die Umrüstungskosten zur vollständigen Speicherung von Wasserstoff in bestehenden Untergrundspeichern mindestens 30 % der Neuinvestitionskosten für eine Kavernenspeicheranlage betragen. Hochgerechnet auf alle bestehenden Kavernenspeicher in Deutschland würde das einen Investitionsbedarf für Umrüstungen zur Speicherung von Wasserstoff von mindestens 6,5 Mrd. Euro bis 2030 bzw. mindestens 30 Mrd. Euro bis 2050 erfordern.

[16] https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf.

Verglichen zu Speicherkosten anderer Speichertechnologien würde dies eine vergleichsweise günstige Option darstellen. So würde die gleiche Energiemenge in Form eines Batteriespeichers 100* mehr kosten als die Speicherung in einem Kavernenspeicher.[17]

5 PRÜFUNGSBEDARF DES RECHTLICH-REGULATORISCHEN RAHMENS FÜR WASSERSTOFF-UNTERGRUNDSPEICHER

Damit die Speicherung von Wasserstoff in Untergrundspeichern ihren in Ziff. 1–4 beschriebenen Beitrag für eine bedarfsgerechte, sichere und effiziente Wasserstoffwirtschaft leisten kann, sollten die folgenden rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen geprüft werden:

1. **Marktbasierte Vermarktung:** Grundsätzlich hat sich im Bereich der Erdgasspeicherung in Deutschland eine rein marktbasierte Vermarktung der Speicherkapazitäten bewährt. Hier ist zu prüfen, ob an diesem Grundsatz auch für den Bereich der Wasserstoffspeicher festgehalten werden sollte, da mit dieser Vermarktungsform am besten eine bedarfsgerechte und kosteneffiziente Darbietung der Flexibilitätsleistung durch Speicher zu erzielen ist.

2. **Finanzielle Unterstützung zur Umrüstung von Gasspeichern:** In der Phase des Markthochlaufs von Wasserstoff werden zunächst hohe Investitionen für die Umrüstung bestehender Erdgas-Kavernenspeicher und ggf. die Errichtung neuer Anlagenkomponenten zur Wasserstoffspeicherung erforderlich. Gleichzeitig wird es wegen des noch sehr geringen Marktvolumens für Wasserstoff kaum möglich sein, diese Investitionen alleine durch die Vermarktung der Speicherkapazitäten zu refinanzieren. Daher ist bereits in dieser Phase zu prüfen, welche langfristigen verlässlichen Rahmenbedingungen helfen, die erforderlichen Investitionen anreizen:

    a. Es ist zu erwarten, dass die Vermarktung der Speicherkapazitäten besonders zu Beginn weder die Refinanzierung der vorgenommenen Investitionen (CAPEX) und notwendiger Forschungsmittel noch einen wirtschaftlichen Betrieb (OPEX) erlaubt. Deshalb ist auch für den Aufbau von Wasserstoffspeichern eine finanzielle Unterstützung mit staatlichen Fördermitteln zu prüfen (u. a. zum Ausgleich des „First-Mover-Disadvantage“).

    b. Speicher sind in Bezug auf die gespeicherten Wasserstoffmengen kein Erzeuger/Produzent und kein Verbraucher von Wasserstoff, sondern dienen der Optimierung der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette. Die Vermarktung von Wasserstoff-Speicherkapazitäten sollte daher nicht durch Entgelte und Umlagen des Netzanschlusses erschwert werden. Insoweit ist eine Befreiung von der Erhebung etwaiger Entry-/Exit-Entgelte und Umlagen der angebundenen Wasserstoffnetze bei der Nutzung von Wasserstoffspeichern zu prüfen. Dies gilt besonders, wenn – wie dargestellt – die Produktion, der Transport, die Speicherung und der Verbrauch von Wasserstoff zunächst innerhalb von Clustern stattfinden.

[17] In a typical salt cavern, a pressure of about 200 bar is required to store hydrogen, which equals a storage capacity of about 240 GWh. The total amount of installation costs is about € 100 million for piping, compressors, and gas treatment. For comparison, if this amount of energy would be stored in batteries, with costs of 100 €/kWh, the total investment cost would amount to € 24 billion. Storing energy in form of hydrogen in salt caverns is therefore at least 100 times cheaper than battery storage. https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/2021.11_Hydrogen-as-a-carbon-free-energy-carrier-and-commodity_clean.pdf

c. Stromkosten der Verdichteranlagen bei der Einspeicherung von Wasserstoffmengen sind ein großer Teil der anfallenden Betriebskosten. Die Befreiung von der EEG-Umlage sowie von Stromnetzentgelten für den verbrauchten grünen Strom zur Einspeicherung ist ein wirksames Mittel, um einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffspeichern zu fördern.

4. **Überprüfungsklausel für Regulierungsansatz von Wasserstoffspeichern:** Für die Markthochlaufphase in Clustern ist im novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) mit einer Opt-in-Wahlmöglichkeit für den verhandelten Speicherzugang ein sachgerechter Regulierungsansatz für Wasserstoffspeicher enthalten. Fünf Jahre nach Inkrafttreten des EnWG, jedenfalls vor 2030, sollte in durchzuführenden Markttests aber die erreichte Marktreife nicht nur für Netze, sondern auch für Wasserstoffspeicher überprüft werden und die Regulierungstiefe – in Abhängigkeit von den Markttestergebnissen – dann ggf. angepasst werden.

5. **Einbindung in Netzentwicklungsplanung:** Wasserstoffspeicher verfügen über ein hohes Flexibilitätspotenzial für einen stabilen Netzbetrieb, das bei der Szenarioplanung der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden sollte.

6. **Beschleunigung der Genehmigungsverfahren:** Für die Beschleunigung des Markthochlaufs im Hinblick auf den Betrieb von Wasserstoffspeichern ist eine Erweiterung der für die Erdgasspeicherung bereits zugelassenen Rahmenbetriebspläne in verkürzten, beschleunigten Verfahren – nicht als neue Verfahren – auf die Wasserstoffspeicherung zu prüfen.

7. **Unbundling-Regeln in Bezug auf Speicher:** Die in § 28 l EnWG vorgegebene vertikale Entflechtung zwischen den einzelnen Stufen der Wasserstoff-Wertschöpfungskette ist ein wichtiger Baustein im Regulierungsansatz für den Wasserstoffmarkt. Danach ist es Betreibern von Wasserstoffnetzen u. a. nicht gestattet, Eigentum an Wasserstoffspeichern zu halten, diese zu errichten oder zu betreiben.

NATIONALER WASSERSTOFFRAT

DER NATIONALE WASSERSTOFFRAT

Mit der Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie hat die Bundesregierung am 10. Juni 2020 den Nationalen Wasserstoffrat berufen. Der Rat besteht aus 26 hochrangigen Expertinnen und Experten der Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, die nicht Teil der öffentlichen Verwaltung sind. Die Mitglieder des Wasserstoffrats verfügen über Expertise in den Bereichen Erzeugung, Forschung und Innovation, Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Gebäude/Wärme, Infrastruktur, internationale Partnerschaften sowie Klima und Nachhaltigkeit. Der Nationale Wasserstoffrat wird geleitet durch Katherina Reiche, Parlamentarische Staatssekretärin a. D.

Aufgabe des Nationalen Wasserstoffrats ist es, den Staatssekretärsausschuss für Wasserstoff durch Vorschläge und Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung und Weiterentwicklung der Wasserstoffstrategie zu beraten und zu unterstützen.

Kontakt: info@leitstelle-nws.de, www.wasserstoffrat.de