

WASSERSTOFF SPEICHERN – SOVIEL IST SICHER

Management Summary



Herausgeber:

Management Summary

Wasserstoff ist für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar, da er die Möglichkeit bietet, Strom aus erneuerbaren Energien zu speichern und so die fluktuierende Energie-Erzeugung mit dem Verbrauch in Einklang zu bringen. Darüber hinaus leisten Speicher einen essenziellen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität, da die bevorrateten Gas-mengen in Zeiten von Erzeugungssengpässen und / oder dem Ausfall anderer Systemkomponenten die Versorgung der Verbraucher übernehmen können. Dazu sind entsprechende Speicherkapazitäten vorzuhalten bzw. neu zu schaffen. Hier bieten Untergrundgasspeicher das notwendige Potenzial durch die großen speicherbaren Gasvolumina. Die in Deutschland existierenden Untergrundgasspeicher wurden für den Betrieb mit Erdgas ausgelegt und errichtet, und die Tauglichkeit bzw. notwendigen Anpassungsmaßnahmen für die Speicherung von Wasserstoff ist Gegenstand vieler aktueller Untersuchungen.

In der vorliegenden Studie wurden die Auswirkungen von Wasserstoff auf Untergrundgasspeicher, als integraler Bestandteil einer künftigen auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung, untersucht. Dabei wurden alle wesentlichen Anlagenteile der bestehenden unter- und obertägigen Speichereinrichtungen, die Leistungsdaten und das thermodynamische Verhalten für Erdgas, Wasserstoff und Erdgas – Wasserstoff – Mischgase und deren ökonomischen Auswirkungen auf die Anlageninfrastruktur und den Betrieb künftiger Wasserstoffspeicher untersucht. Als Grundlage dafür dienten aktuelle Literatur und Forschungsprojekte.

Für die technische Fähigkeit zur Wasserstoffspeicherung sind drei Bereiche zu unterscheiden: die geologische Formation Untertage sowie die Unter- und Obertageanlagen.

Für die geologischen Formationen ergibt sich folgendes Bild:

- Alle in Deutschland liegenden Kavernenspeicher stehen für die Speicherung von bis zu 100 % Wasserstoff vollständig zur Verfügung.
- Im Rahmen der vorliegenden Studie wird angenommen, dass 4 von 16 Porenspeicher für die Speicherung von bis zu 100 % Wasserstoff als geeignet anzusehen sind. Die Tauglichkeit eines Porenspeichers zur Wasserstoffspeicherung ist allerdings individuell zu überprüfen.
- In Summe kann aus den angenommen tauglichen Poren- und Kavernenspeichern eine Wasserstoffspeicherkapazität von insgesamt 32,4 TWh bereitgestellt werden.

Für die Untertageanlagen ergibt sich folgendes Bild:

- Für Zementation und alle Casing-Abschnitte oberhalb des Packers sind keine Anpassungen notwendig (kommt nicht mit dem Speichermedium in Berührung). Für die Casing-Abschnitte unterhalb des Packers gelten die Aussagen für die Förderrohrtour (s. unten).
 - Es gibt geeignete Bohrlochköpfe für bis zu 100 % Wasserstoff. Für die Bestands-Bohrlochköpfe, ist jeweils zu untersuchen, ob sie diesem Stand entsprechen, oder ob ihre Eignung gesondert geprüft werden muss.
 - Viele Komponenten wie Bohrplatz (Explosions-Zonen) und (elektrische) Mess-, Steuer- und Regelungstechnik müssen bereits ab geringen Wasserstoff-Beimischungen angepasst bzw. neu ausgelegt werden.
 - Die Eignung der Förderrohrtour erfordern Speicher-individuelle Eignungsuntersuchungen, was bisher in Deutschland noch nicht praktiziert wurde. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist ab 20 Vol.-% Wasserstoff ein Komplett-austausch mit H₂-geeigneten Stählen zu erwarten.
 - Es ist zu erwarten, dass Spezialeinbauteile wie Packer und Untertage-Sicherheitsabsperrentile bereits bei geringen H₂-Beimischungen eine Re-Komplettierung inkl. Workover erfordern.

Für die Obertageanlagen ergibt sich folgendes Bild:

- Einige Kernkomponenten der Anlage können unverändert auch für den Wasserstoffbetrieb genutzt werden.
- Bei der überwiegenden Anzahl an Komponenten wie Verdichtern, (elektrische) Mess-, Steuer- und Regelungstechnik und Explosionszonen sind Anpassungen notwendig.
- Bei wenigen Komponenten wie Dichtungen und Ausbläsern ist ab 10 Vol.-% Wasserstoffanteil ein Kompletttausch nötig.

Die Speicherung von Erdgas in Untergrundspeichern (UGS) ist gängige Praxis und Stand der Technik. Für die Untertagetechnik lassen sich jedoch nicht sämtliche Auslegungskriterien gleichermaßen auf die Wasserstoffspeicherung anwenden, da es derzeit keine zugelassenen Stähle / Materialien bzw. diesbezügliche Vorschriften gibt, sondern lediglich „Best-Practice“-Empfehlungen. Ebenso wenig existieren verbindliche Richtlinien und Normen,

sowie Prüf- und Nachweisverfahren. Für Untertage-Spezialkomponenten sind derzeit keine Angaben für die Wasserstoffeignung verfügbar. Daher ist nach derzeitigem Stand für eine Anpassung an Wasserstoff eine Detailuntersuchung der jeweiligen Speicher notwendig.

Aufgrund noch bestehender Wissenslücken hinsichtlich Wasserstoffeignung einzelner Speicherkomponenten wird empfohlen, in weiterführenden Arbeiten Materialuntersuchungen zu sicherheitstechnisch relevanten Bauteilen der Bohrung, wie beispielsweise Untertage-Sicherheitsabsperrentile und Packer, durchzuführen. Ein weiterer wichtiger Untersuchungsgegenstand sind die Rohrverbindungen (Schweißnähte / Schraubverbindungen) der üblicherweise verwendeten Stähle, da hier nur sehr wenig Wissen verfügbar ist. Auf Basis dieser Erkenntnisse sollten dann verbindliche Prüf- und Zertifizierungsregelwerke sowie ein Bohrungsstandard mit Mehr-Barriere-Konzepten als H₂-Bohrungsstandard entwickelt werden.

Hinsichtlich der Porenspeicher sind weiterhin Fragen zur Löslichkeit von H₂ und H₂-Erdgas-Gemischen im Wasser, geochemische Wechselwirkungen mit dem Reservoir-Gestein und Fließprozessen im Reservoir bei reinem Wasserstoff und mit noch vorhandenem Rest-Erdgas als Kissengas zu beantworten.

Genehmigungsrechtliche Aspekte sind nicht Gegenstand dieser Studie und sind bei der Umsetzung eines Projektes gesondert zu berücksichtigen.

Die Umstellung der bestehenden Gasspeicher auf Wasserstoff ist wesentlicher Bestandteil der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Modellierung kostenoptimaler Transformationspfade zur Bereitstellung einer zukünftig erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität. Die im Jahr 2021 veröffentlichten Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) haben für Wasserstoffspeicher einen Kapazitätsbedarf zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 zwischen 47 TWh und 73 TWh ermittelt. Im Rahmen der vorliegenden Modellierung wurden vier Szenarien untersucht, welche sich an die BMWK-Langfristszenarien anlehnen und verschiedene Optionen zur Deckung der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität techno-ökonomisch bewerten (vgl. Tabelle 1). Dazu zählen neben der Speicherumstellung, der Neubau von Wasserstoffspeichern sowie die Weiternutzung bestehender Porenspeicher, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können. Zuletzt genannte Porenspeicher können weiterverwendet werden, wenn sie zum Beispiel Erdgas oder Biogas speichern, das erst nach der Speicherung bspw. in einer Pyrolyse zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird.

Szenario	Definition
Szenario 1	<ul style="list-style-type: none"> gemäß TN-Strom: 2 TWh H₂-Speicherkapazität im Jahr 2030, 73 TWh H₂-Speicherkapazität im Jahr 2050
Szenario 2	<ul style="list-style-type: none"> gemäß TN-H₂-G: 2 TWh H₂-Speicherkapazität im Jahr 2030, 47 TWh H₂-Speicherkapazität im Jahr 2050
Szenario 3	<ul style="list-style-type: none"> Treibhausgasneutrales Methan & TN-Strom: 2 TWh H₂-Speicherkapazität im Jahr 2030, 73 TWh H₂-Speicherkapazität im Jahr 2050 Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse → Weiternutzung von Porenspeichern, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können, auf Methanbasis.
Szenario 4	<ul style="list-style-type: none"> Treibhausgasneutrales Methan & TN-H₂-G: 2 TWh H₂-Speicherkapazität im Jahr 2030, 47 TWh H₂-Speicherkapazität im Jahr 2050 Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse → Weiternutzung von Porenspeichern, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können, auf Methanbasis.
Allg. Randbedingung: Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem max. 2 Vol.-%	

Tabelle 1: Modellierungs-Szenarien Gasspeicher (vereinfachte Definition) (DBI)

Aufgrund des bis zum Jahr 2030 noch geringen H₂-Speicherbedarfs wird ein Großteil der Anpassungs-, Umstellungs- und Neubaumaßnahmen erst nach diesem Jahr stattfinden. Es ist zu beachten, dass die erforderlichen Investitionsentscheidungen jedoch deutlich früher getroffen werden müssen und die Umbaumaßnahmen auch mehrere Jahre veranschlagen. Die angegebenen H₂-Speicherkapazitäten müssen in den jeweiligen Jahren bereits zur Verfügung stehen und an das Netz angeschlossen sein.

Für die Ermittlung der Anpassungskosten wurden für alle deutschen UGS sogenannte Mengen-Kosten-Gerüste erstellt, welche neben einer mengenmäßigen Erfassung sämtlicher relevanter Speicherkomponenten, die aktuellen Wasserstoffverträglichkeiten sowie die mit Anpassungsmaßnahmen der Komponenten zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit verbundenen Kosten abbilden.

Eine Wasserstoffbeimischung von maximal 2 Vol.-% in das Erdgassystem erfordert die Anpassung sämtlicher Gasspeicher hinsichtlich äußerst wasserstoffsensibler Komponenten im Bereich der Ober- und Untertrageanlagen (u.a. Kolbenverdichter, Gas-Chromatographen, Packer, Untertage-Sicherheitsabsperrentile).

Auf Basis der Studienergebnisse lässt sich feststellen, dass die Umstellung der bestehenden UGS den Bedarf der zukünftig benötigten Wasserstoffspeicherkapazität gemäß BMWK-Langfristszenarien nicht vollständig decken kann. Während in den Szenarien 1 (gemäß TN-Strom) und 2 (gemäß TN-H₂-G) ausschließlich ein Zubau an Wasserstoffspeichern modelliert worden ist, verwenden die beiden Szenarien 3 (gemäß TN-Strom & Pyrolyse) und 4 (gemäß TN-H₂-G & Pyrolyse) auch die für die Wasserstoffspeicherung als untauglich angesehenen bestehenden Porenspeicher weiter. Im

Unterschied zu den BMWK-Langfristszenarien wird so in den Szenarien 3 und 4 in für Wasserstoff untauglichen Porenspeichern methanreiches Gas (z.B. Erdgas oder Biogas) gespeichert, das erst nach der Speicherung zur flexiblen Produktion von Wasserstoff über eine Pyrolyse verwendet wird. Die so mögliche flexible Wasserstoffbereitstellung auf Basis der Pyrolyse beträgt ca. 17 TWh pro Jahr.

Einzig in Szenario 4 (gemäß TN-H₂-G) kann über eine Weiterverwendung der Porenspeicher der erforderliche Speicherzubau vermieden werden. In Szenario 3 (gemäß TN-Strom) hingegen ist trotz Nutzung dieser Potenziale weiterhin ein substanzieller Neubau erforderlich. Tabelle 2 fasst die Ergebnisse der modellierten Szenarien hinsichtlich der Bereitstellungsoptionen der benötigten Wasserstoffspeicherkapazitäten sowie der damit verbundenen Kosten zusammen.

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
erforderliche H₂-Speicherkapazität im Jahr 2050	E _{AGVH₂} [TWh]	72,8	47,0	72,8	47,0
Anpassung & Umstellung (Kavernenspeicher) (auf 100 Vol.-% H₂-Tol.)	Anzahl UGS			31	
	E _{AGVH₂} [TWh]			30,7	
	[Tsd. €]			1.396.000	
Anpassung & Umstellung (Porenspeicher) (auf 100 Vol.-% H₂-Tol.)	Anzahl UGS			4	
	E _{AGVH₂} [TWh]			1,7	
	[Tsd. €]			186.000	
UGS-Neubau (H₂-Kaverne)	Anzahl UGS	40	15	23	0
	E _{AGVH₂} [TWh]	41,1	15,4	23,6	0
	[Tsd. €]	11.072.000	4.152.000	6.367.000	0
Anpassung Porenspeicher¹ (auf 2 Vol.-% H₂-Tol.)	Anzahl UGS			12	
	[Tsd. €]			128.000	
Weiternutzung von Porenspeicher zur H₂-Erzeugung mittels Pyrolyse (auf Basis von methanreichen Gasen)	Anzahl UGS	-	-	11	11
	E _{AGVH₂} [TWh]	-	-	17,0	17,0
	[Tsd. €]	-	-	-	-
bereitgestellte H₂-Speicherkapazität im Jahr 2050	E _{AGVH₂} [TWh]	73,5	47,8	73,0	49,4
Gesamtkosten	[Tsd. €]	12.782.000	5.862.000	8.077.000	1.710.000
Spezifische Kosten	[Tsd. €/TWh]	174.000	123.000	111.000	35.000

Tabelle 2: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse für die Bereitstellung der erforderlichen H₂-Speicherkapazität in den Szenarien (DBI)

1 Anpassungskosten auf 2 Vol.-% H₂ für die 12 Porenspeicher, die für eine Umstellung auf 100 % H₂ nicht geeignet sind

Aufgrund der fest definierten Wasserstoffspeicherkapazitäten, z.B. für den Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern², liegt die bereitgestellte Wasserstoffspeicherkapazität immer etwas oberhalb der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050. Die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität ist dementsprechend der durch die Szenarien vorgegebene Mindestwert, welcher durch die Speicherumstellung, den Speicherneubau und die Pyrolyse bereitgestellt werden muss.

Abgeleitet aus Tabelle 1 ergeben sich in allen Szenarien durchschnittlich

- 45,0 Mio. € Anpassungs- und Umstellungskosten pro Kavernenspeicher und
- 46,5 Mio. € Anpassungs- und Umstellungskosten pro Porenspeicher.

Bei einer potenziellen Umstellung von Porenspeichern auf Wasserstoff ist zu berücksichtigen, dass neben den technischen Aspekten noch geologische und geochemische Herausforderungen hinzukommen, die einerseits weitere Forschungsprojekte erfordern und andererseits je nach Größe der Speicheranlage zu unterschiedlichen Ergebnissen führen können. Trotz potenziell niedrigerer Kosten wurden aus diesen Gründen Porenspeicher nicht für einen H₂-Speicherneubau in Betracht gezogen. Die zusätzlich benötigte Wasserstoffspeicherkapazität wird in der Modellierung demzufolge durch den Zubau von Wasserstoffkavernenspeichern bereitgestellt, wofür sich Neubaukosten in Höhe von knapp 277 Mio. € pro Beispiel-Kavernenspeicher für die Wasserstoff-relevanten Hauptkomponenten ergeben. Bezogen auf die Neubaukosten haben die vollständigen Anpassungs- und Umstellungskosten pro Beispiel-Kavernenspeicher einen Anteil von rd. 16 Prozent.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass bis 2050 kumulierte Investitionen in Wasserstoffspeicherkapazitäten von bis zu 12,8 Mrd. € zu tätigen sind, um die Energiewende entsprechend der BMWK-Langfristszenarien umzusetzen. Diese Investitionen können durch die Weiternutzung der bestehenden Porenspeicher, die keinen reinen Wasserstoff speichern können, reduziert werden. Für alle betrachteten Szenarien ist das in Deutschland bestehende geologische Potenzial ausreichend, um den für die Umsetzung der Energiewende erforderlichen Zubau an Wasserstoffspeichern zu ermöglichen.

² Die Speicherkapazität eines neu zu errichtenden Wasserstoff-Kavernenspeichers entspricht nach Modellannahme der Speicherkapazität eines definierten Beispiel-Kavernenspeichers. Für den Beispiel-Kavernenspeicher ergibt sich bei 100 Vol.-% Wasserstoff ein Arbeitsgasvolumen von 343 Mio. m³ (i.N.) was einer speicherbaren Energiemenge von ca. 1,03 TWh (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) entspricht.

Impressum



Autoren der Studie:

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Dipl.-Ing. Hagen Bültemeier
Dr.-Ing. Benjamin Keßler
Dipl.-Ing. Jens Hüttenrauch
Jonas Sperlich, M.Eng.
Dipl.-Ing. Michael Kühn

ESK GmbH

Dr.-Ing. Maurice Schlichtenmayer
Dipl.-Ing. Torsten Wagler

DEEP.KBB GmbH

Dr.-Ing. Olaf Kruck
Dr. phil. Gregor-Sönke Schneider

Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH

Claudia Abdel Haq
Thomas Bayer
Kerstin Faatz
Dr. Thomas Faber
Andreas Frommhold
Detlef Miersch
Matthias Schwabe
Lothar Städtke
Dr. Jochen Zemke

Ansprechpartner:

INES Initiative Energien Speichern e.V.

Sebastian Bleschke
Glockenturmstraße 18
14053 Berlin

Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.

Ingo Forstner
Schiffgraben 47
30175 Hannover

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Frank Gröschl
Josef-Wirmer-Str. 1-3
53123 Bonn
DVGW-Projekt-Nr. G 201926

Veröffentlicht: Juni 2022