Unabhängige Unternehmensgruppe des DVGW

DBI Gruppe

www.dbi-gruppe.de

# Wasserstoff speichern – so viel ist sicher 2.0

## Aktualisierung der Transformationspfade für Gasspeicher

Abschlussbericht

Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

# Impressum

## Abschlussbericht

TransGS-A

Wasserstoff speichern – so viel ist sicher | Aktualisierung der Studie Transformationspfade für Untergrundgasspeicher

## Erstellt im Auftrag von

**INES Initiative Energien Speichern e.V.**
Sebastian Heinermann
Eric Niemann

Glockenturmstraße 18
14053 Berlin

T +49 30 36418 086
www.energien-speichern.de
info@energien-speichern.de

## Durchführung

Projektleitung

Jonas Sperlich
jonas.sperlich@dbi-gruppe.de

T +49 341 2457-156

Kontakt

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
D-04229 Leipzig

www.dbi-gruppe.de

## Autoren

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Jonas Sperlich, M.Eng.

## Laufzeit

01.09.2023 bis 30.06.2025

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis I

Abbildungsverzeichnis II

Tabellenverzeichnis III

Executive Summary 1

1 Ausgangslage und Zielstellung 2

2 Szenario 3

3 Methodik 4

4 Modell-Inputdaten 5

4.1 Entwicklung Gasnachfrage und Gaszusammensetzung 5

4.2 Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazitäten 5

4.3 Speicherinfrastruktur 6

4.3.1 Aufstellung Arbeitsgasvolumina 6

4.3.2 Beispielspeicher 7

4.3.3 Mengen- und Kostengerüst für Speicheranpassung, -umstellung und -neubau 7

5 Transformationspfade-Modell Untergrundgasspeicher 9

6 Ergebnisse der Modellierung: Transformationspfade bis 2045 12

7 Zusammenfassung 17

Annex 19

Literatur 29

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ergebnisse der Modellierung für die Transformationspfade für Gasspeicher 1

Abbildung 2: Rahmensetzung für die Transformationspfade-Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher 4

Abbildung 3: Prinzipielle Struktur des Mengen-Kosten-Gerüsts für die Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher 7

Abbildung 4: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für den Speicherneubau in Abhängigkeit vom kumulierten AGV der neu gebauten Wasserstoffspeicher 11

Abbildung 5: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem (kumuliert) 12

Abbildung 6: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem 13

Abbildung 7: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (kumuliert) 14

Abbildung 8: Jährliche Investitionskosten infolge Speicheranpassung, -umstellung und -neubau 15

# Tabellenverzeichnis


| | | |
|---|---|---|
| Tabelle 1: | Übersicht Szenario (in Anlehnung an BMWK-LFS „O45-Strom“) | 3 |
| Tabelle 2: | Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazitäten im Erdgassystem nach INES und Wasserstoffsystem nach BMWK-Langfristszenario „O45-Strom“ | 5 |
| Tabelle 3: | Brennwerte in Abhängigkeit vom Wasserstoffanteil im Gasgemisch | 6 |
| Tabelle 4: | Für $H_2$-Speicherung verfügbares Erdgas-AGV aus Potenzial der Speicherumstellung | 10 |
| Tabelle 5: | Übersicht der Modellierungsergebnisse: Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität bis 2045 | 16 |
| Tabelle 6: | Übersicht Szenario (in Anlehnung an BMWK-LFS „O45-Strom“) | 17 |
| Tabelle 7: | Zusammenfassung Speicherumstellung und Speicherkapazität | 17 |
| Tabelle 8: | Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse | 18 |
| Tabelle 9: | Entwicklung der Gasnachfrage und des Gasmixes nach BMWK-Langfristszenario „O45-Strom“ | 19 |
| Tabelle 10: | Aufstellung der Wasserstoff-(Beimischungs-)AGV der deutschen UGS | 19 |
| Tabelle 11: | Aufstellung der Wasserstoff-(Beimischungs-)AGV-Energiegehalte der deutschen UGS (in Bezug auf den Brennwert) | 20 |
| Tabelle 12: | Übersicht Beispielspeicher | 22 |
| Tabelle 13: | Mengen-Kosten-Gerüst Umstellung Beispiel-Kavernenspeicher (Quelle: INES) | 23 |
| Tabelle 14: | Mengen-Kostengerüst Umstellung Beispiel-Porenspeicher (Quelle: INES) | 25 |
| Tabelle 15: | Mengen-Kosten-Gerüst Neubau Beispiel-Kavernenspeicher (Quelle: INES) | 27 |

# Executive Summary

Mit dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft verändert sich auch die Speicherinfrastruktur in Deutschland grundlegend. Während der Bedarf an Speicherkapazitäten für methanreiche Gase langfristig zurückgeht, entsteht gleichzeitig ein wachsender Bedarf an großvolumigen Wasserstoffspeichern.

Die vorliegende Studie untersucht, wie der heutige Bestand an Untergrundgasspeichern schrittweise in eine Speicherlandschaft überführt werden kann, die den zukünftigen Bedarf an Wasserstoffspeicherung deckt. Grundlage ist ein Szenario in Anlehnung an das Langfristszenario „O45-Strom“, das 2024 vom ehemaligen Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) veröffentlicht wurde und für das Jahr 2045 einen Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazität von 94,6 TWh (Hs) ausweist.

Die Modellierung der Transformationspfade zeigt: **Die Anpassung bzw. Umstellung der bestehenden Speicher ist ein wichtiger Bestandteil des Aufbaus der Wasserstoffspeicherinfrastruktur. Um den für 2045 angenommenen Speicherbedarf zu decken, müssen aber nicht nur bestehende Speicher umgestellt, sondern gleichzeitig auch neue Wasserstoffspeicher errichtet werden.**

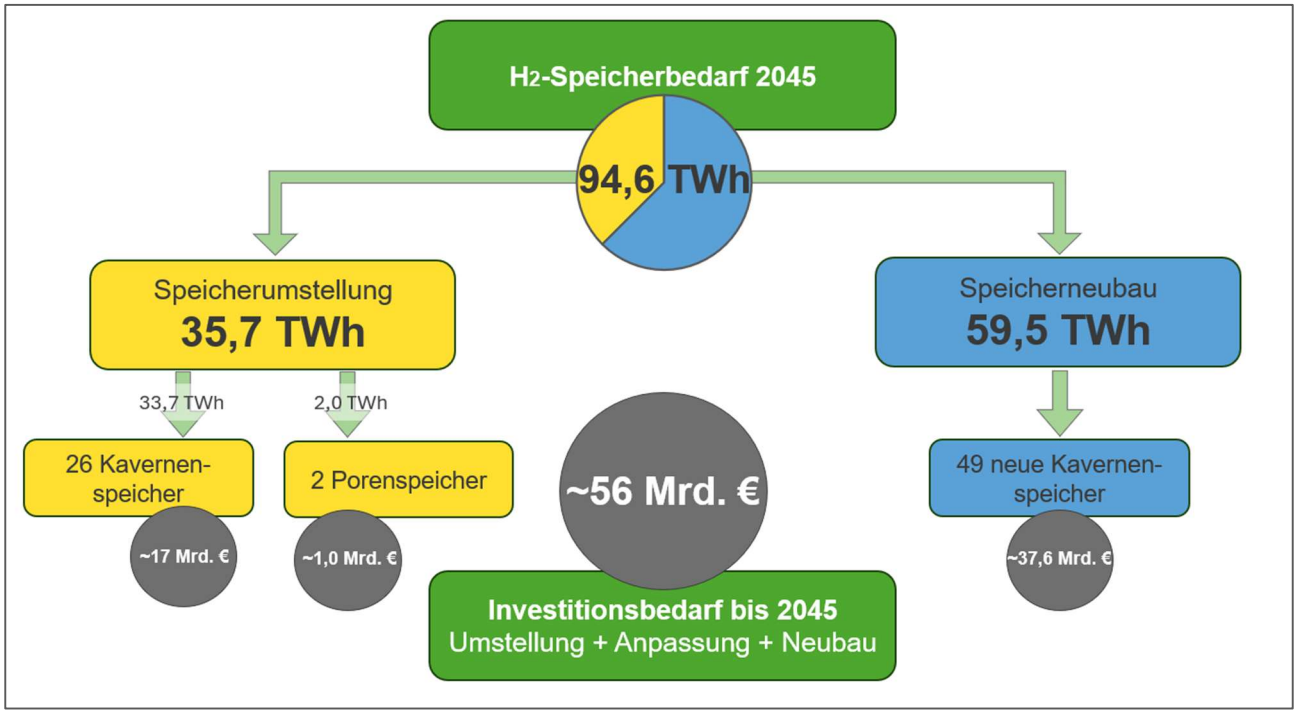



Abbildung 1: Ergebnisse der Modellierung für die Transformationspfade für Gasspeicher

Von der bis 2045 benötigten Wasserstoffspeicherkapazität können 35,7 TWh durch die Umstellung von 28 bestehenden Untergrundgasspeichern bereitgestellt werden, während für weitere 59,5 TWh der Neubau von 49 Wasserstoff-Kavernenspeichern erforderlich ist. Für die Anpassung, Umstellung und den Neubau der Speicher ergibt sich bis 2045 ein Investitionsbedarf von rund 56 Mrd. Euro.

Damit wird deutlich: Der bestehende Speicherbestand bildet eine wichtige Grundlage für die Transformation. Das zukünftige Wasserstoffspeichersystem kann jedoch nicht allein aus der Umstellung heutiger Erdgasspeicher entstehen. Umstellung und Neubau müssen parallel vorangetrieben werden.

# 1 Ausgangslage und Zielstellung

Wasserstoff wird künftig eine wichtige Rolle in einem klimaneutralen Energiesystem übernehmen. Durch Wasserstoff wird Strom aus erneuerbaren Energien speicherbar und kann so die fluktuierende Energieerzeugung mit dem Verbrauch in Einklang bringen. Als Dekarbonisierungsoption ist Wasserstoff ebenso in industriellen energetischen Anwendungen unverzichtbar. Neben der energetischen Nutzung kommt Wasserstoff aber auch als Rohstoff in verschiedenen Industriezweigen zum Einsatz, unter anderem in der Chemie-, Stahl- und Raffinerieindustrie.

Mit einem wachsenden Wasserstoffmarkt steigt auch der Bedarf an Speichermöglichkeiten. Erzeugung und Verbrauch von Wasserstoff fallen zeitlich und räumlich häufig auseinander. Speicher können diese Unterschiede ausgleichen und Wasserstoff dann bereitstellen, wenn er benötigt wird. Darüber hinaus können sie zur Versorgungssicherheit und Resilienz des Energiesystems beitragen. Untergrundgasspeicher bieten hierfür grundsätzlich ein erhebliches Potenzial. Deutschland verfügt heute über eine umfangreiche Speicherinfrastruktur für Erdgas. Teile dieser Infrastruktur können künftig für Wasserstoff genutzt werden. Eine solche Transformation ist jedoch weder technisch noch zeitlich eine einfache Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff. Bestehende Speicher müssen auf ihre Wasserstoffeignung geprüft und technisch angepasst oder umfassend umgerüstet werden. Gleichzeitig kann nicht jeder heutige Erdgasspeicher für die Speicherung von Wasserstoff genutzt werden. Hinzu kommt, dass während des Übergangs weiterhin ausreichend Speicherkapazität für das verbleibende Erdgassystem verfügbar sein muss. Wo die Umstellung bestehender Speicher technisch nicht möglich oder im Modell wirtschaftlich nicht vorteilhaft ist oder die dadurch bereitgestellte Kapazität nicht ausreicht, müssen neue Wasserstoffspeicher entstehen.

Damit stellt sich für die Transformation der deutschen Speicherinfrastruktur eine zentrale Frage: **Wie kann der heutige Bestand an Untergrundgasspeichern schrittweise in eine Speicherlandschaft überführt werden, die den zukünftigen Bedarf an Wasserstoffspeicherung deckt – und welche Investitionen sind dafür erforderlich?**

Die vorliegende Untersuchung aktualisiert dazu die 2022 veröffentlichte Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher | Transformationspfade für Gasspeicher“. Seit Veröffentlichung der Vorgängerstudie haben sich sowohl die energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen als auch die Erkenntnisse zu Kosten und technischen Anforderungen der Speichertransformation weiterentwickelt.

Ziel der Aktualisierung ist deshalb, die Transformationspfade unter den veränderten Annahmen neu zu modellieren. Untersucht wird insbesondere,

- wie sich der Bedarf an Erdgas- und Wasserstoffspeicherkapazitäten bis 2045 entwickelt,
- wann bestehende Erdgasspeicher für eine Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung stehen können,
- welchen Beitrag die Umstellung bestehender Speicher zum Aufbau der Wasserstoffspeicherung leisten kann,
- welche zusätzlichen Speicherkapazitäten neu errichtet werden müssen und
- welcher Investitionsbedarf daraus entsteht.

Die Modellierung zeigt einen mehrstufigen Transformationsprozess: Zunächst muss die bestehende Speicherinfrastruktur auf die Anforderungen der Übergangsphase vorbereitet werden. Mit zunehmendem Wasserstoffbedarf werden bestehende Erdgasspeicher sukzessive auf Wasserstoff umgestellt. Da deren Kapazität nicht ausreicht, muss parallel eine erhebliche zusätzliche Wasserstoffspeicherkapazität neu errichtet werden.

# 2 Szenario

Grundlage der Modellierung ist ein Szenario in Anlehnung an das Langfristszenario „O45-Strom“ des damaligen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).[1] Das Szenario beschreibt ein stark elektrifiziertes Energiesystem, das bis 2045 Treibhausgasneutralität erreicht.

Für die Speicherinfrastruktur bedeutet diese Entwicklung einen grundlegenden Strukturwandel: Der Bedarf an Speicherkapazitäten für methanreiche Gase nimmt ab, während der Bedarf an Wasserstoffspeicher-kapazitäten deutlich zunimmt.

Auf Basis des BMWK-Langfristszenarios „O45-Strom“ sind für das Erreichen einer Treibhausgasneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 Wasserstoffspeicher mit einer Kapazität ($AGV_{H2}$) von ca. 94,6 TWh (Hs) erforderlich [2]. Neben der technischen Anpassung und Umstellung der bestehenden Erdgas-Speicherinfrastruktur auf Wasserstoff wird in der Modellierung auch der Neubau von Kavernenspeichern betrachtet.

Das in dieser Studie betrachtete Szenario unterliegt folgenden weiteren Randbedingungen:

Tabelle 1: Übersicht Szenario (in Anlehnung an BMWK-LFS „O45-Strom“)

| Bezeichnung | Definition |
|---|---|
| **Szenario**<br>(in Anlehnung an O45-Strom) | • Rückläufiges Erdgassystem bis zum Jahr 2045<br>• Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem auf max. 2 Vol.-% begrenzt (Annahme)<br>• Wasserstoffmarkt entsprechend O45-Strom mit 94,6 TWh (Hs) Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2045 |

**Betrachtungszeitraum:**

- Der Betrachtungszeitraum der Modellierung verläuft von 2024 bis zum Jahr 2045.

**Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem:**

- Das DVGW-Regelwerk ermöglicht nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 aktuell eine begrenzte Wasserstoffbeimischung zum Erdgasstrom, sofern die festgelegten gastechnischen Parameter eingehalten werden. Neben dem DVGW-Regelwerk wird der zulässige Wasserstoffanteil durch wasserstoffsensible Elemente der Gasinfrastruktur sowie der Anwendungstechnologien begrenzt. Sofern beispielsweise Erdgas an CNG-Tankstellen bereitgestellt wird, gelten die Anforderungen der Kraftstoffnorm DIN EN 16723-2 [3], wonach maximal 2 Vol.-% Wasserstoff im Gasgemisch zulässig sind. Bei höheren Wasserstoffanteilen besteht bei Erdgasfahrzeugen werkstoffseitig die Gefahr einer Versprödung der Stahltanks [4]. Bei der Wasserstoffbeimischung ist außerdem zu beachten, dass das deutsche Gastransportnetz an seinen Transit- und Netzkopplungspunkten mit der Gasinfrastruktur seiner Nachbarländer verbunden ist. Dies ermöglicht Erdgasimporte und -exporte und somit eine staatenübergreifende Versorgungssicherheit. Die auf europäischer Ebene geltende Norm DIN EN 16726 [5] beinhaltet zwar eine verbindliche Festlegung für die Beschaffenheit von Erdgas der Gruppe H, allerdings trifft diese Norm keine Aussagen hinsichtlich zulässiger Wasserstoffkonzentrationen [6]. Bei der Grenzüberschreitung von Gasströmen sind daher die Regularien der Nachbarländer einzuhalten, weshalb auf Transportnetzebene die Wasserstoffzumischgrenze in Höhe von maximal 2 Vol.-% bestehen bleibt [6].
- Nach Modellannahme ist auf Basis der vorherigen Erläuterungen eine maximale Wasserstoffbeimischung von 2 Vol.-% in das Erdgassystem zulässig.

[1] Stand von 2024. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Studie hat keine Aktualisierung der Langfristszenarien durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie stattgefunden.

**Definition des Begriffs „Erdgassystem“:**

- Der Begriff „Erdgassystem“ umfasst im Rahmen der Modellierung Gasnetze und Untergrundgasspeicher, welche methanreiche Gase mit einer maximalen Wasserstoffbeimischung von 2 Vol.-% transportieren bzw. speichern. Methanreiche Gase können sowohl konventionell als auch biologisch oder synthetisch erzeugt werden.

# 3 Methodik

Die Modellierung der Transformationspfade der deutschen Untergrundgasspeicher basiert methodisch auf dem in Abbildung 2 dargestellten Ablaufschema.

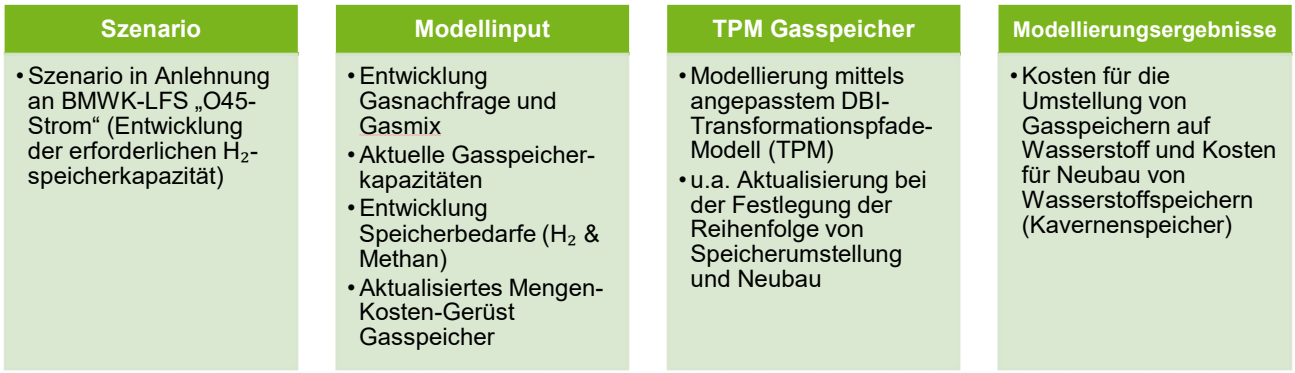



Abbildung 2: Rahmensetzung für die Transformationspfade-Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher

Das Transformationspfade-Modell untersucht für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums, wie die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität bereitgestellt werden kann. Dabei werden insbesondere vier Fragen nacheinander betrachtet.

**Wie viel Wasserstoffspeicherkapazität wird benötigt?**

Ausgangspunkt ist der jährlich steigende Wasserstoffspeicherbedarf des betrachteten Szenarios. Für die Jahre zwischen den ausgewiesenen Stützjahren wird der Bedarf interpoliert.

**Welche Erdgasspeicher können für eine Umstellung zur Verfügung stehen?**

Ein bestehender Erdgasspeicher kann nur dann aus dem Erdgassystem herausgelöst werden, wenn die dort weiterhin erforderliche Mindestspeicherkapazität durch die verbleibenden Speicher gewährleistet werden kann. Der sinkende Erdgasbedarf eröffnet deshalb schrittweise ein Potenzial für Speicherumstellungen. Dieses Potenzial kann aufgrund der angenommenen Entwicklungszeit von sieben Jahren jedoch erst zeitversetzt für das Wasserstoffsystem genutzt werden.

**Welche Speicher werden umgestellt?**

Für potenziell umstellbare Speicher werden spezifische Investitionskosten ermittelt. Dabei berücksichtigt das Modell unter anderem die Kosten der Umstellung sowie eine Näherungsgröße für die Leistungsfähigkeit des jeweiligen Speichers. Stehen mehrere geeignete Speicher zur Verfügung, werden im Modell zunächst diejenigen mit den geringeren spezifischen Investitionskosten berücksichtigt.

**Wann wird neu gebaut?**

Reicht die Umstellung bestehender Speicher nicht aus oder ist ein Neubau nach der im Modell verwendeten Kostenlogik günstiger, wird zusätzliche Kapazität durch neue Wasserstoff-Kavernenspeicher bereitgestellt. Aufgrund langer Planungs-, Genehmigungs- und Entwicklungszeiten wird angenommen, dass neue Speicher frühestens ab 2035 in Betrieb gehen können. Das Modell betrachtet Umstellung und Neubau damit nicht getrennt voneinander. Beide Optionen stehen in Wechselwirkung und bilden gemeinsam die Transformationspfade.

# 4 Modell-Inputdaten

## 4.1 Entwicklung Gasnachfrage und Gaszusammensetzung

Die zeitliche Entwicklung der Gasnachfrage sowie Gaszusammensetzung ist für die Ermittlung der folgenden Kenngröße von zentraler Bedeutung:

- Die jahrweise bilanzielle Energiemenge an Wasserstoff, welche dem Erdgassystem bei Anpassung der Wasserstoffverträglichkeit der Untergrundgasspeicher auf 2 Vol.-% beigemischt werden kann (Randbedingung des untersuchten Szenarios: maximal 2 Vol.-% Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem)

Als Grundlage für die Modellierung dient die Entwicklung der Gasnachfrage und Gaszusammensetzung nach dem BMWK-Langfristszenario „O45-Strom“, welches ein vorwiegend elektrifiziertes Energiesystem zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 beschreibt. Die gesamte Gasnachfrage sinkt darin von anfänglich 889 TWh im Jahr 2024 auf 784 TWh im Jahr 2030, 619 TWh im Jahr 2035, 460 TWh im Jahr 2040 und 373 TWh im Jahr 2045. Gleichzeitig verändert sich die Gaszusammensetzung grundlegend: Während die Nachfrage nach methanreichen Gasen von 889 TWh im Jahr 2024 auf 68 TWh im Jahr 2045 zurückgeht, steigt die Wasserstoffnachfrage im gleichen Zeitraum von 0 auf 305 TWh. Methanreiche Gase werden damit zunehmend durch Wasserstoff ersetzt. Im Jahr 2045 wird das Erdgassystem fast vollständig vom Wasserstoffsystem abgelöst. Die zugrunde liegenden Einzelwerte sind Tabelle 9 im Annex zu entnehmen.
Im Rahmen der Modellierung erfolgt für die Gasnachfrageentwicklung nach Tabelle 9 die Interpolation der Energiemengen von methanreichen Gasen und Wasserstoff für sämtliche Zwischenjahre, um so den gesamten Betrachtungszeitraum jährlich abbilden zu können.

## 4.2 Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazitäten

Die Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazitäten im Wasserstoffsystem wird gemäß BMWK-Langfristszenario „O45-Strom“ [2] angesetzt, während die zukünftig erforderliche Gasspeicherkapazität im Erdgassystem durch INES bereitgestellt wurde. Die Anzahl der potenziellen Erdgasspeicher, welche in den jeweiligen Jahren des Betrachtungszeitraumes für die Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung stehen, wird maßgeblich durch die erforderliche Gasspeicherkapazität im Erdgassystem bestimmt. Dabei wird angenommen, dass die im Erdgassystem künftig nicht mehr benötigten Speicherkapazitäten - unter Berücksichtigung einer Entwicklungszeit von sieben Jahren - als Wasserstoffspeicherkapazitäten mit reduziertem AGV für eine Umstellung zur Verfügung stehen können (vgl. maximal umstellbares Erdgas-AGV, Tabelle 4, Kapitel 5).

Tabelle 2: Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazitäten im Erdgassystem nach INES und Wasserstoffsystem nach BMWK-Langfristszenario „O45-Strom“

| | Einheit | 2024 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Erdgassystem** | TWh (Hs) | 251,4 | 165,4 | 96,1 | 61,5 | 11,2 |
| **Wasserstoffsystem** | TWh (Hs) | 0,0 | 2,4 | 16,5 | 65,0 | 94,6 |

Im Rahmen der Modellierung erfolgt anhand der in Tabelle 2 angegebenen Werte zur erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität die Interpolation für die Zwischenjahre, um so sämtliche Jahre des Betrachtungszeitraumes abbilden zu können. Als Startzeitpunkt für den Aufbau eines Wasserstoffsystems, insbesondere einer Wasserstoffspeicherinfrastruktur, gilt das Jahr, in welchem der energetische

Wasserstoffbedarf erstmalig nicht vollständig über eine Beimischung in das Erdgassystem gedeckt werden kann (Randbedingung: maximal 2 Vol.-% $H_2$-Beimischung im Erdgassystem, vgl. Kapitel 2).

## 4.3 Speicherinfrastruktur

### 4.3.1 Aufstellung Arbeitsgasvolumina

Im Rahmen der Aktualisierung wurde die Datengrundlage zu den in Deutschland existierenden Untergrundgasspeichern (kurz: UGS) gegenüber der Vorgängerstudie überarbeitet. Danach werden folgende Speicher im Vergleich zur Vorgängerstudie nicht mehr berücksichtigt:

- Porenspeicher: Eschenfelde (Stilllegung), Fronhofen - Illmensee (Stilllegung vorgesehen) und Sandhausen (kein kommerziell genutzter Speicher)
- Kavernenspeicher: Bremen Lesum – Wesernetz und Krummhörn (aktuell Umrüstung zum $H_2$-Speicher)

Folgende Speicher wurden neu mit in die Speicherübersicht aufgenommen:

- Porenspeicher: Kirchheilingen (aktuell Probebetrieb)

Eine vollständige Übersicht der berücksichtigten UGS und ihrer Arbeitsgasvolumina ist in Tabelle 11 im Annex dargestellt.

Des Weiteren wurden für die existierenden Speicher die Arbeitsgasvolumina (AGV) für Erdgas aktualisiert (entsprechend AGSI (Stand 18.11.2024) und LBEG-Speicherbericht (31.12.2022 gemäß Bericht vom 14.03.2024)). Anhand der Erdgas-Arbeitsgasvolumina und der Umrechnungsfaktoren aus Tabelle 42 der Vorgängerstudie (vgl. Tabelle 43 der Vorgängerstudie [1]) werden die volumetrischen Arbeitsgasvolumina für Wasserstoff- bzw. Wasserstoff-Erdgas-Gemische ermittelt. Die daraus resultierenden speicherspezifischen Wasserstoff-(Beimischungs-)AGV sind ebenfalls in Tabelle 10 im Annex dokumentiert.

In Summe weisen die betrachteten deutschen UGS im Ausgangszustand ein Arbeitsgasvolumen von rund 22,9 Mrd. Nm³ auf, davon rund 8,6 Mrd. Nm³ in Poren- und 14,3 Mrd. Nm³ in Kavernenspeichern. Mit zunehmendem Wasserstoffanteil reduziert sich das nutzbare Arbeitsgasvolumen; bei einer vollständigen Umstellung auf Wasserstoff verbleiben rund 15,6 Mrd. Nm³.

Die Ermittlung der Energiemenge der Arbeitsgasvolumina erfolgt im Rahmen dieser Studie anhand des Brennwerts anstatt des Heizwerts (wie in der Vorgängerstudie [1]). Dafür wurden folgende Brennwerte angesetzt:

Wasserstoff: 3,5400 kWh/Nm³

Erdgas Porenspeicher: Ø 11,3383 kWh/Nm³ (Quelle INES)

Erdgas Kavernenspeicher: Ø 10,7802 kWh/Nm³ (Quelle INES)

Tabelle 3: Brennwerte in Abhängigkeit vom Wasserstoffanteil im Gasgemisch

| | $H_2$-Anteil (Vol.-%) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Brennwert [$H_s$]=MJ/m³** | **0** | **1** | **5** | **20** | **100** |
| **Erdgas Porenspeicher** | 40,82 | 40,82 | 39,35 | 35,05 | 12,74 |
| **Erdgas Kavernenspeicher** | 38,81 | 38,81 | 37,41 | 33,32 | 12,74 |

Anhand der Brennwerte in Abhängigkeit vom Wasserstoffanteil im Gasgemisch (vgl. Tabelle 3) sowie der Arbeitsgasvolumina (vgl. Tabelle 10 im Annex) werden die speicherspezifischen Energiegehalte der in den Untergrundgasspeichern ausgewiesenen Arbeitsgasvolumina ermittelt (vgl. Tabelle 11 im Annex). Der Energiegehalt der betrachteten Speicher sinkt von insgesamt rund 251,4 TWh bei Erdgas auf rund 55,3 TWh bei 100% Wasserstoff.

### 4.3.2 Beispielspeicher

Aufgrund der Heterogenität der bestehenden Untergrundgasspeicher wurden bereits im Rahmen der Vorgängerstudie [1] Beispielspeicher für die Modellierung definiert. Dabei handelt es sich nicht um real existierende Speicheranlagen, sondern um modellhafte Speicher, deren technische Parameter so gewählt wurden, dass sie wesentliche Eigenschaften eines Großteils der deutschen Untergrundgasspeicher repräsentieren. Auf dieser Grundlage können spezifische Investitionskosten abgeleitet sowie allgemeingültige Aussagen getroffen werden, ohne Rückschlüsse auf Aufwände und Kosten realer Untergrundgasspeicher auszuweisen. Die Parameter der Beispielspeicher wurden weitestgehend aus der Vorgängerstudie [1] übernommen und sind detailliert in Tabelle 12 im Annex dokumentiert.

Bei einer Nutzung mit 100 % Wasserstoff weist der Beispiel-Kavernenspeicher ein Arbeitsgasvolumen von 343 Mio. m³ und eine energetische Speicherkapazität von 1,21 TWh (Hs) auf. Für den Beispiel-Porenspeicher werden 373 Mio. m³ Arbeitsgasvolumen bzw. 1,32 TWh (Hs) Speicherkapazität angesetzt. Die rechnerischen Ein- und Ausspeicherdauern unterscheiden sich aufgrund der jeweiligen Speichereigenschaften: Beim Kavernenspeicher beträgt die vollständige Ausspeicherdauer rund 20 Tage und die Einspeicherdauer rund 30 Tage, während für den Porenspeicher rund 44 bzw. 62 Tage angesetzt werden.

Die Beispielspeicher bilden im Folgenden die Grundlage für die Dimensionierung und Kostenermittlung von Speicherumstellungen und -neubauten.

### 4.3.3 Mengen- und Kostengerüst für Speicheranpassung, -umstellung und -neubau

Die Ermittlung des technischen Anpassungsbedarfes zur Gewährleistung von 2 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit sowie der daraus resultierenden Kosten basiert auf der Erfassung des aktuellen Asset-Bestands der deutschen Untergrundgasspeicher entsprechend der Vorgängerstudie [1]. Dafür wurden sämtliche Assets der insgesamt 14 Poren- und 29 Kavernenspeicher in einem sogenannten Mengen-Kosten-Gerüst erfasst. Dieses beinhaltet neben den Mengen- und Altersdaten auch die aktuelle Wasserstoffverträglichkeit der Speicherkomponenten sowie Kosten für Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit (vgl. Abbildung 3).




Abbildung 3: Prinzipielle Struktur des Mengen-Kosten-Gerüsts für die Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher

Die Wasserstoffverträglichkeit des eingesetzten Speicherequipments (Assets) bleibt wie in der Vorgängerstudie unverändert (vgl. Tabelle 39 selbiger) [1].

Eine Aktualisierung erfolgte in Bezug auf die Mengen- und Kostengerüste für die Speicherumstellung sowie den Speicherneubau auf Basis der Beispiel-Kavernen- und -Porenspeicher.

**Mengen-Kosten-Gerüst Speicherumstellung Beispielspeicher:**

Hinsichtlich der Mengen und Kosten für die Umstellung von Untergrundgasspeichern auf Wasserstoff werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Für eine Umstellung auf Wasserstoff muss die gesamte Obertageanlage (OTA) eines Speichers neu errichtet werden.
- Es werden nur noch Kolbenverdichter mit E-Motor und Adsorptions-Gastrocknungsanlagen verbaut.

Das resultierende Mengen-Kosten-Gerüst für die Umstellung des **Beispiel-Kavernenspeichers** ist in Tabelle 13 im Annex dargestellt. Die detaillierten Mengen- und Kostenansätze für die Beispiel-Porenspeicher sind in Tabelle 14 im Annex dokumentiert.

Für die Umstellung des Beispiel-Kavernenspeichers ergeben sich Bau- und Umrüstungskosten von rund 542,9 Mio. Euro. Unter zusätzlicher Berücksichtigung von Engineeringkosten in Höhe von 5 % der Bau- und Umrüstungskosten belaufen sich die Investitionen ohne $H_2$-Erstbefüllung auf rund 570,1 Mio. Euro. Wesentliche Kostenblöcke entfallen dabei auf Verdichtung und Gastrocknung sowie auf die Anpassung der speicher- und bohrungsseitigen Infrastruktur. Zusätzlich werden für die erstmalige Befüllung des Speichers mit Wasserstoff rund 101,8 Mio. Euro angesetzt. Davon entfallen rund 92,3 Mio. Euro auf die Beschaffung des benötigten Wasserstoffs für das Kissengas und rund 9,5 Mio. Euro auf die für die Erstbefüllung erforderliche Energie. Insgesamt ergeben sich damit für die Umstellung und Erstbefüllung des Beispiel-Kavernenspeichers Kosten von **rund 671,9 Mio. Euro**.

Für die Umstellung des **Beispiel-Porenspeichers** fallen mit rund 324,8 Mio. Euro geringere Bau- und Umrüstungskosten an. Einschließlich der ebenfalls mit 5 % angesetzten Engineeringkosten ergeben sich Investitionen von rund 341,0 Mio. Euro ohne $H_2$-Erstbefüllung. Die erstmalige Befüllung verursacht aufgrund des höheren erforderlichen Kissengasvolumens dagegen Kosten von rund 249,4 Mio. Euro, davon rund 237,5 Mio. Euro für die Wasserstoffbeschaffung und 11,9 Mio. Euro für den Energiebedarf der Befüllung. Insgesamt ergeben sich für die Umstellung und Erstbefüllung des Beispiel-Porenspeichers damit Kosten von **rund 590,4 Mio. Euro.**

**Mengen-Kosten-Gerüst Speicherneubau Beispiel-Kavernenspeicher:**

Neben der Umstellung bestehender Speicher wird im Rahmen der Modellierung auch der Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern berücksichtigt. Hierfür wird der bereits beschriebene Beispiel-Kavernenspeicher mit acht Kavernen zugrunde gelegt. Im Unterschied zur Umstellung umfasst das Mengengerüst zusätzlich die für einen vollständigen Speicherneubau erforderlichen Maßnahmen, insbesondere die Errichtung der Kavernenplätze und Feldleitungen sowie die Bohrung und Solung der Kavernen.

Für den Neubau des Beispiel-Kavernenspeichers (vgl. Tabelle 15 im Annex) ergeben sich Baukosten von rund 635,0 Mio. Euro. Einschließlich der Engineeringkosten von 5 % belaufen sich die Investitionen ohne $H_2$-Erstbefüllung auf rund 666,8 Mio. Euro. Für den neu gebauten Kavernenspeicher werden wie für den umgestellten Beispiel-Kavernenspeicher rund 101,8 Mio. Euro angesetzt. Insgesamt ergeben sich damit für Neubau und Erstbefüllung Kosten von rund 768,6 Mio. Euro.

Die drei betrachteten Fälle bilden damit die Kostengrundlage für die weitere Modellierung. Bezogen auf die in Kapitel 4.3.2 definierten Speicherkapazitäten von 1,21 TWh (Hs) für den Beispiel-Kavernenspeicher und 1,32 TWh (Hs) für den Beispiel-Porenspeicher können die Kostenansätze auf den jeweils erforderlichen Speicherzubau bzw. die umzustellenden Speicherkapazitäten übertragen werden.

# 5 Transformationspfade-Modell Untergrundgasspeicher

Das in der Vorgängerstudie bestehende Modell [1] wurde an die neuen Anforderungen angepasst, die sich auf die Reihenfolge an möglichen Optionen zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität beziehen. Im Folgenden werden diese Anpassungen näher erläutert. Für grundlegende Details zum Modell wird auf die Vorgängerstudie [1] verwiesen.

Zu den möglichen Optionen für die Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität zählen Speicherumstellung und Speicherneubau.

**Speicherumstellung**

Neuer Ansatz für Festlegung der vorläufigen Umstellungsreihenfolge:

1. Berechnung der Umschlagshäufigkeit eines jeden umstellbaren Speichers pro Jahr → d.h. wie viele Vollzyklen kann ein Speicher rechnerisch pro Jahr maximal schaffen (ohne Berücksichtigung der Speicherkennlinie)

$$Umschlagshäufigkeit = \frac{365\ Tage/Jahr}{\frac{AGV\ (H2)}{Einspeicherleistung\ pro\ Tag} + \frac{AGV\ (H2)}{Ausspeicherleistung\ pro\ Tag}} = Anzahl\ pro\ Jahr$$

2. Berechnung der speicherspezifischen Investitionskosten

$$Spezifische\ Investitionskosten = \frac{Investitionskosten\ für\ Speicherumstellung}{AGV\ (H2)\ \times Umschlagshäufigkeit} = EUR\ je\ speicherbare\ MWh\ pro\ Jahr$$

3. Ermittlung einer vorläufigen Umstellungsreihenfolge anhand aufsteigender speicherspezifischer Investitionskosten

Die vorläufige Umstellungsreihenfolge wird anhand der speicherspezifischen Investitionskosten ermittelt. Diese dienen im Modell als Näherungsgröße für die Leistungsfähigkeit eines Speichers und die Wirtschaftlichkeit einer Speicherumstellung. Betriebskosten werden in den spezifischen Investitionskosten nicht berücksichtigt und damit auch nicht der Umstand, dass ein höherer Speicherumschlag mit entsprechend steigenden Betriebskosten einhergeht. Für eine erste Näherung ist der Ansatz jedoch geeignet. Sobald künftig detailliertere Bau- und Betriebserfahrungen mit Wasserstoffspeichern und damit detailliertere OPEX und CAPEX vorliegen, kann die Umstellreihenfolge entsprechend angepasst werden.

Anhand der vorläufigen Umstellreihenfolge wird geprüft, ob Erdgasspeicher für die potenzielle Umstellung auf Wasserstoff verfügbar sind, um den Wasserstoffspeicherbedarf gemäß BMWK-LFS O45-Strom zu decken.

Maßgeblich hierfür ist die jährlich benötigte (Mindest-)Gasspeicherkapazität zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Erdgassystem. Nur Speicherkapazitäten, die dort künftig nicht mehr benötigt werden, können für Wasserstoff genutzt werden. Diese Einschränkung bestimmt das jährlich umstellbare Speichervolumen und beeinflusst somit die vorläufige Umstellreihenfolge.

Für die Speicherumstellung bestehender Untergrundgasspeicher auf Wasserstoff wird eine Entwicklungszeit von 7 Jahren angenommen.

Tabelle 4 bildet die jährlich erforderliche (Mindest-)Gasspeicherkapazität im Erdgassystem sowie die künftig für eine Umstellung verfügbaren Kapazitäten ab. Unter Berücksichtigung der Entwicklungszeit von durchschnittlich 7 Jahren für die Speicherumstellung lässt sich das jährliche Potenzial ableiten, das für die Nutzung als Wasserstoffspeicher zur Verfügung steht. Eine Inbetriebnahme von umgestellten Wasserstoffspeichern wird im Modell frühestens ab 2033 möglich sein.

Tabelle 4: Für $H_2$-Speicherung verfügbares Erdgas-AGV aus Potenzial der Speicherumstellung (Quelle: INES)

| Jahr | Erforderliche Speicherkapazitäten im Erdgassystem in TWh (Hs) | Umstellbares, nicht mehr benötigtes Potenzial an Erdgas-Speicherkapazität in TWh (Hs) (Erdgasspeicher außer Betrieb = möglicher Beginn der Umstellung) | Mögliche Nutzung des umgestellten Erdgas-Speicherpotenzials als H2-Speicher (dargestellt als zuvor außer Betrieb gegangenes Erdgas-AGV in TWh (Hs)) |
|---|---|---|---|
| **2024** | 251,4 | 0,0 | 0,0 |
| **2025** | 251,4 | 0,0 | 0,0 |
| **2026** | 251,3 | 0,1 | 0,0 |
| **2027** | 232,5 | 18,9 | 0,0 |
| **2028** | 213,8 | 37,6 | 0,0 |
| **2029** | 189,6 | 61,8 | 0,0 |
| **2030** | 165,4 | 86,0 | 0,0 |
| **2031** | 152,8 | 98,6 | 0,0 |
| **2032** | 140,1 | 111,3 | 0,0 |
| **2033** | 125,4 | 126,0 | 0,1 |
| **2034** | 110,8 | 140,6 | 18,9 |
| **2035** | 96,1 | 155,3 | 37,6 |
| **2036** | 86,5 | 163,5 | 61,8 |
| **2037** | 76,9 | 163,5 | 86,0 |
| **2038** | 67,3 | 163,5 | 98,6 |
| **2039** | 64,4 | 163,5 | 111,3 |
| **2040** | 61,5 | 163,5 | 126,0 |
| **2041** | 46,1 | 163,5 | 140,6 |
| **2042** | 30,7 | 163,5 | 155,3 |
| **2043** | 24,2 | 163,5 | 163,5 |
| **2044** | 17,7 | 163,5 | 163,5 |
| **2045** | 11,2 | 163,5 | 163,5 |

**7 Jahre Entwicklungszeit (Annahme)**

**Speicherneubau**

Eine weitere Option zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität ist der Speicherneubau. Dabei wurde angenommen, dass neue Speicheranlagen aufgrund der langen Entwicklungs- und Genehmigungszeiträume frühestens ab 2035 in Betrieb genommen werden können.

Für die Modellierung wurde festgelegt, dass der Speicherneubau gegenüber einer Speicherumstellung zu bevorzugen ist, sofern die spezifischen Investitionskosten des Neubaus geringer sind als die Investitionskosten für die Umstellung eines Speichers. Aus wirtschaftlicher Sicht kann es demnach in bestimmten Fällen sinnvoller sein, neue Speicher zu errichten, anstatt bestehende Anlagen umzurüsten. Entsprechend der Kalkulation für den Neubau eines Beispiel-Kavernenspeichers ergeben sich spezifische Investitionskosten von rund 87 EUR/(MWh(Hs)*Jahr). Allerdings sollen diese spezifischen Investitionskosten nicht als Konstante angesehen werden, sondern mit jeder weiteren kumulierten TWh (Hs) an neugebauten Wasserstoffspeichern um 2,0582 EUR/MWh ansteigen. Hintergrund dieser Festlegung ist die Annahme, dass vorrangig die Speicher umgestellt werden, die mit vergleichsweise geringen Betriebskosten betrieben werden können. Die verbleibenden Speicher weisen tendenziell höhere spezifische Anpassungs- und Betriebskosten auf. Der Anstieg der spezifischen Investitionskosten für den Speicherneubau wurde daher parallel zum Anstieg der spezifischen Investitionskosten der Speicherumstellung mit steigendem kumulierten Neubau- bzw. Umstellvolumen (AGV in TWh(Hs)) angesetzt (vgl. Abbildung 4).

$$Spezifische\ Kosten\ Speicherneubau = \ 2{,}0582 \times AGV\ kum\ (TWh\ H2) + 86{,}99 = \ EUR\ je\ speicherbare\ MWh\ pro\ Jahr$$

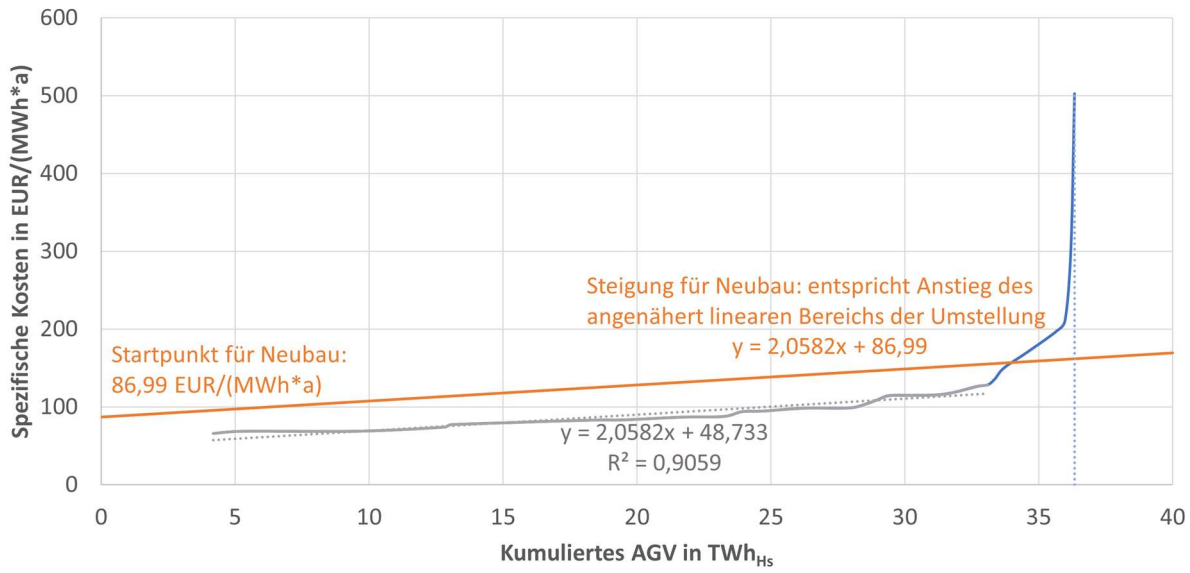



Abbildung 4: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für den Speicherneubau in Abhängigkeit vom kumulierten AGV der neu gebauten Wasserstoffspeicher (Quelle: INES)

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass eine Umstellung oder ein Neubau in der Praxis nur dann erfolgen wird, wenn sich für den jeweiligen Speicherbetreiber eine ausreichende Investitionsrentabilität erzielen lässt. Eine rein investitionskostenbasierte Betrachtung der verschiedenen Maßnahmen (Umstellung vs. Neubau) ist also in der Praxis nicht ausreichend.

Die derzeit in der Umsetzung oder konkreten Planung befindlichen Wasserstoffspeicher umfassen ein Speichervolumen von deutlich unterhalb von 1 TWh und wurden im Rahmen dieser Studie nicht konkret modelliert.

# 6 Ergebnisse der Modellierung: Transformationspfade bis 2045

Das in dieser Studie betrachtete Szenario erfordert bis zum Jahr 2045 eine erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität von 94,6 TWh (Hs), die durch die Umstellung bestehender Erdgasspeicher sowie den Neubau von Wasserstoffspeichern bereitgestellt wird. Unter der Modellannahme einer maximalen Wasserstoffbeimischung von 2 Vol.-% (vgl. Kapitel 2) kann der energetische Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2027 über Wasserstoffbeimischung in das Erdgassystem aufgenommen werden. Die erhöhte Wasserstoffnachfrage ab dem Jahr 2028 erfordert den Aufbau eines separaten Wasserstoffsystems (u.a. Wasserstoffnetze und -speicher). Bis zum Jahr 2045 werden Gase auf Methanbasis weitgehend durch Wasserstoff substituiert.

Die Modellierung zeigt, wie sich die deutsche Speicherinfrastruktur unter den getroffenen Annahmen bis zum Jahr 2045 entwickeln müsste, um den im betrachteten Szenario ausgewiesenen Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazität bereitzustellen. Ausgangspunkt ist ein heutiger Bestand von 43 berücksichtigten Untergrundgasspeichern mit einer Erdgasspeicherkapazität von insgesamt rund 251,4 TWh (Hs). Dem steht ein kontinuierlich wachsender Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazität gegenüber. Dieser steigt von 2,4 TWh (Hs) im Jahr 2030 über 16,5 TWh im Jahr 2035 und 65,0 TWh im Jahr 2040 auf **94,6 TWh (Hs) im Jahr 2045**.

Abbildung 5 zeigt die zeitliche Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität, die sich aus der Umstellung von Kavernen- und Porenspeichern sowie dem Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern ergibt, um die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität (SOLL) von insgesamt 94,6 TWh (Hs) bis zum Jahr 2045 bereitzustellen.

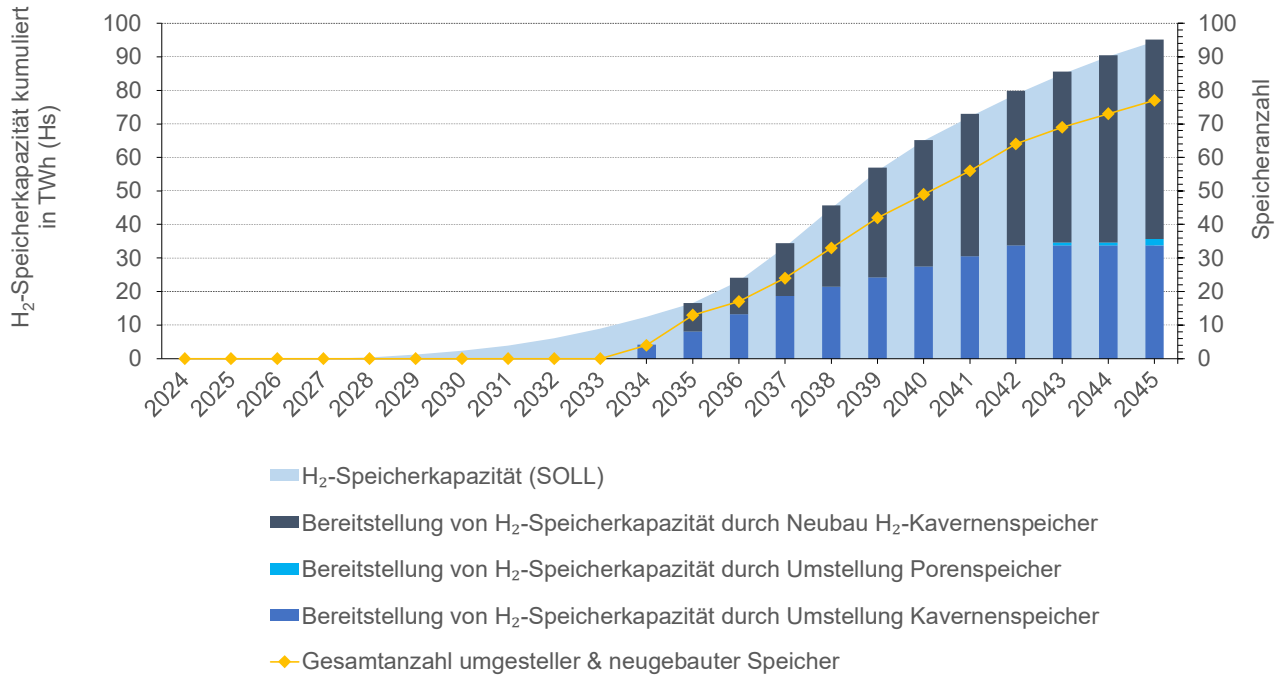



Abbildung 5: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem (kumuliert)

Die Modellierung untersucht, in welchem Umfang dieser Bedarf durch die Umstellung bestehender Untergrundgasspeicher gedeckt werden kann und welche zusätzlichen Kapazitäten durch den Neubau von Wasserstoffspeichern geschaffen werden müssen. Das Ergebnis sind die Transformationspfade, bei denen Umstellung und Neubau parallel erforderlich sind.

Die Modellierungsergebnisse verdeutlichen, dass die erforderlichen Wasserstoffspeicherbedarfe bis zum Jahr 2034 nur anteilig durch die Umstellung von Speichern zu erreichen sind. Im Zeitraum von 2034 bis 2045 werden insgesamt 26 Kavernen- sowie zwei Porenspeicher auf Wasserstoff umgestellt. Mit der Umstellung dieser Erdgasspeicher können 35,7 TWh (Hs) Wasserstoffspeicherkapazität bereitgestellt werden.

Im Rahmen der Modellierung werden Speicherstillstände während der Speicherumstellung insofern berücksichtigt, als das umstellbare Erdgas-AGV zu einem späteren Zeitpunkt (Annahme: 7 Jahre) in Wasserstoffspeicherkapazität überführt wird. Zur Deckung des zusätzlich erforderlichen Speicherbedarfs im Wasserstoffsystem (ca. 60 TWh) müssen im Zeitraum von 2035 bis 2045 49 neue Wasserstoff-Kavernenspeicher gebaut und in Betrieb genommen werden. Nach Modellannahme entspricht die Speicherkapazität eines neu zu errichtenden Wasserstoff-Kavernenspeichers der Speicherkapazität des definierten Beispiel-Kavernenspeichers (vgl. Kapitel 4.3.2). Für den Beispiel-Kavernenspeicher ergibt sich bei 100 Vol.-% Wasserstoff ein Arbeitsgasvolumen von 343 Mio. m³ (i.N.), was einer speicherbaren Energiemenge von ca. 1,214 TWh (Hs) (bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff) entspricht.

Ergänzend zu der kumulierten Betrachtung der Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität zeigt Abbildung 6, wie viele Speicher (inkl. deren Wasserstoffspeicherkapazitäten) im Rahmen der Modellierung pro Jahr umgestellt bzw. neu gebaut werden.

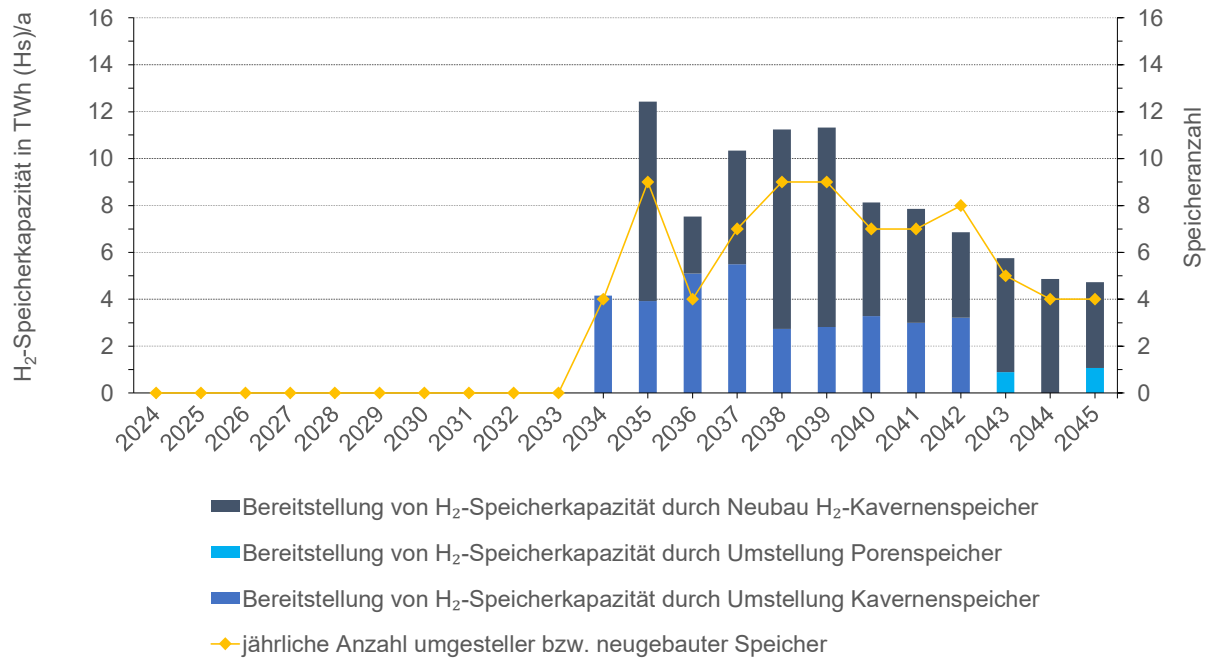



Abbildung 6: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem

Die Auswahl der für die Umstellung infrage kommenden Erdgasspeicher erfolgt im Rahmen der Modellierung in Wechselwirkung mit dem jährlich erforderlichen Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität, dem potenziell umstellbaren Erdgas-AGV sowie der Berücksichtigung der jeweiligen spezifischen Investitionskosten für Speicherumstellung und -neubau. Stehen mehrere potenzielle Erdgasspeicher für die Umstellung auf Wasserstoff bereit, richtet sich die Reihenfolge der Speicherumstellung im Modell ausschließlich nach den geringsten spezifischen Investitionskosten (vgl. Kapitel 5).

Abbildung 7 zeigt die zeitliche Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem. Die Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff kann nur so lange erfolgen, wie die weiterhin erforderliche Mindest-Gasspeicherkapazität im Erdgassystem durch die verbleibenden Erdgasspeicher gewährleistet werden kann.

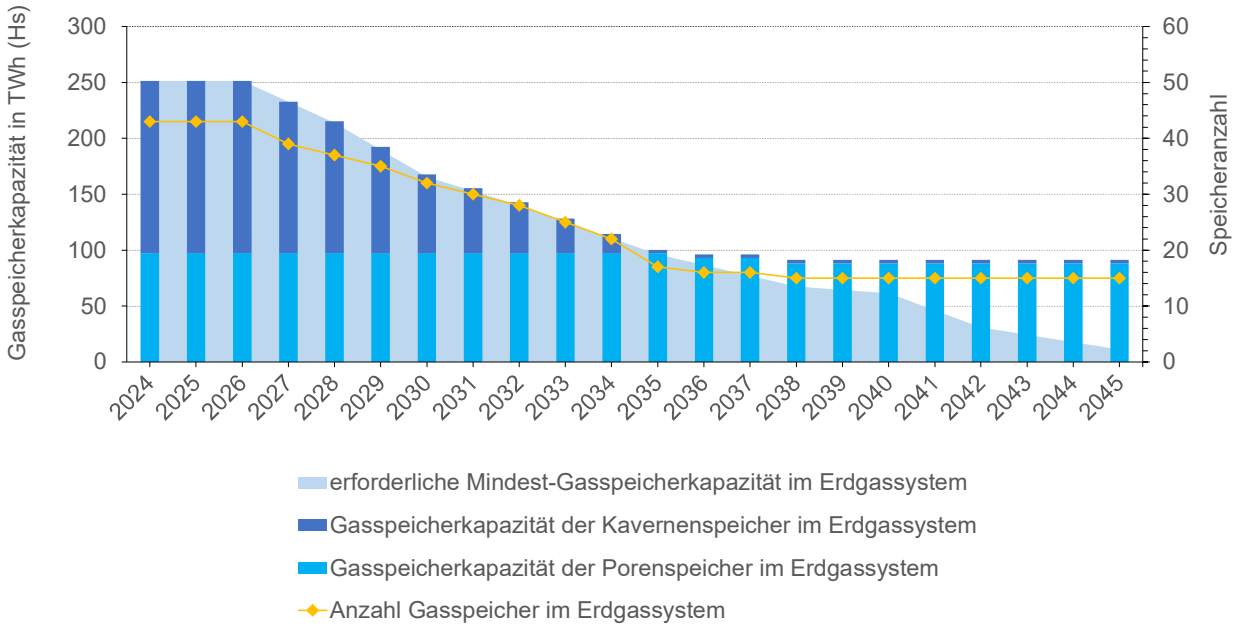



Abbildung 7: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (kumuliert)

Infolge der Speicherumstellung auf Wasserstoff sinkt die vorhandene Gasspeicherkapazität im Erdgassystem von rund 251 TWh (Hs) ab dem Jahr 2027 (mit dem Beginn der Außerbetriebnahme an Erdgas-Speicherkapazität für die Speicherumstellung) kontinuierlich auf ca. 91 TWh (Hs) bis zum Jahr 2045. Von den insgesamt 43 bestehenden Untergrundgasspeichern in Deutschland verbleiben ab dem Jahr 2045 insgesamt 15 Speicher im Erdgassystem. Davon entfallen 11 auf Porenspeicher, welche voraussichtlich nicht für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind, da sie die in der Vorgängerstudie [1] unter Kapitel 7.3.3 beschriebenen Voraussetzungen nicht vollständig erfüllen. Zudem werden ein Porenspeicher und drei Kavernenspeicher nicht auf Wasserstoff umgestellt, da diese in der Umstellung höhere spezifische Investitionskosten aufweisen als ein Speicherneubau. Dies sind bezogen auf die Speicherkenngrößen kleine Speicher, die insbesondere durch den Ansatz einer neuen Obertageanlage (Fixkosten) besonders hohe spezifische Investitionskosten aufweisen.

Abbildung 8 zeigt die jährlichen Investitionskosten im Zeitraum von 2024 bis 2045, welche aus der Anpassung und Umstellung von Erdgasspeichern sowie dem Neubau von Wasserstoffspeichern resultieren. Die Grundlage für die Ermittlung der Investitionskosten infolge von Speicheranpassung und -umstellung bildet das Mengen-Kosten-Gerüst der deutschen Untergrundgasspeicher (vgl. Kapitel 4.3.3). Auf dieser Basis wird zunächst der technische Anpassungsbedarf zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit wasserstoffsensibler Komponenten eines Speichers ermittelt. Die daraus resultierenden Gesamtinvestitionen zur Anpassung bzw. Umstellung eines Speichers ergeben sich aus den Asset-spezifischen Investitionskosten multipliziert mit der Anzahl der zu ersetzenden bzw. zusätzlich zu errichtenden Speicherkomponenten.

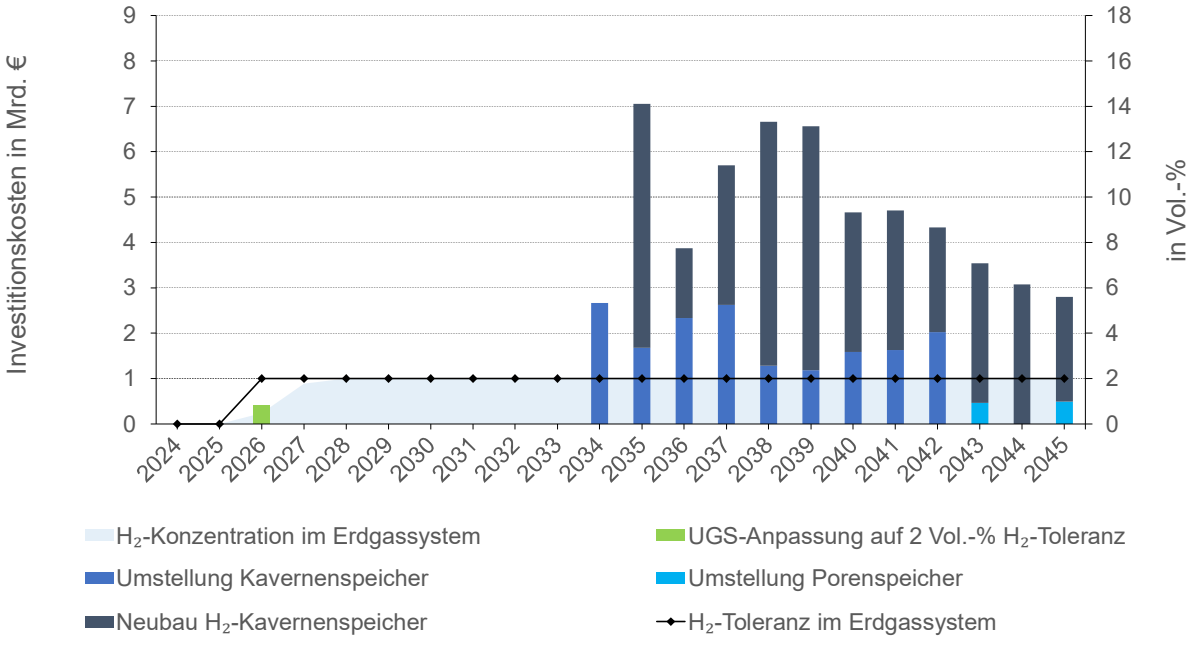



Abbildung 8: Jährliche Investitionskosten infolge Speicheranpassung, -umstellung und -neubau

Die technische Anpassung der bestehenden Erdgasspeicher zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf mindestens 2 Vol.-% im Jahr 2026 erfordert Investitionen in Höhe von ca. 410 Mio. Euro. Von diesen Maßnahmen betroffen sind einerseits Speicherkomponenten, welche gemäß der Vorgängerstudie [1] als besonders kritisch gegenüber Wasserstoff eingestuft sind (u.a. Kolbenverdichter und Gas-Chromatographen). Andererseits müssen auch Speicherkomponenten erneuert werden, die aufgrund bislang ungeklärter Wasserstoffeignung vorsorglich mit einer Wasserstoffverträglichkeit von 0 Vol.-% bewertet wurden (u.a. Packer, BL-Kopf, Ladenippel, USAV und Tubing ohne $H_2$-Eignungsnachweis) [1]. Einen Überblick zur Wasserstoffverträglichkeit der Speicherkomponenten gibt Kapitel 7.3.2 in der Vorgängerstudie [1]. Neben den Investitionen für Anpassungsmaßnahmen zur Erreichung einer Wasserstoffverträglichkeit von 2 Vol.-% zeigt Abbildung 8 die jährlichen Investitionskosten für die umzustellenden und neu zu bauenden Speicher, die zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität notwendig sind (vgl. Abbildung 6). Die Umstellung von 26 Kavernenspeichern und 2 Porenspeichern erfordert im Zeitraum von 2034 bis 2045 insgesamt 18 Mrd. Euro. Für den Neubau von 49 Wasserstoff-Kavernenspeichern werden im Zeitraum von 2035 bis 2045 37,6 Mrd. Euro benötigt. Die Investitionskosten für den Neubau eines Beispiel-Wasserstoff-Kavernenspeichers inkl. $H_2$-Erstbefüllung betragen ca. 768,6 Mio. Euro (vgl. Tabelle 15 im Annex oder Kapitel 4.3.3).

**In Summe erfordert die Bereitstellung der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität von 94,6 TWh (Hs) bis zum Jahr 2045 ca. 56 Mrd. Euro.**

Tabelle 5 gibt einen Überblick zu den Modellierungsergebnissen.

Tabelle 5: Übersicht der Modellierungsergebnisse: Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität bis 2045

| Maßnahme zur Bereitstellung von $H_2$-Speicherkapazität | Zeitraum der Maßnahme | Investitionskosten [Mrd. €] | bereitgestellte $H_2$-Speicherkapazität [TWh (Hs)] |
|---|---|---|---|
| **Speicheranpassung:** 2 Vol.-% $H_2$-Verträglichkeit | 2026 | 0,41 | - |
| **Speicherumstellung:** 26 Kavernenspeicher | 2034 bis 2042 | 17,0 | 33,7 |
| **Speicherumstellung:** 2 Porenspeicher | 2043, 2045 | 1,0 | 2,0 |
| **Speicherneubau:** 49 $H_2$-Kavernenspeicher | 2035 bis 2045 | 37,6 | 59,5 |
| **SUMME** | | **56,0** | **95,2** |

# 7 Zusammenfassung

Die vorliegende Studie ist eine Aktualisierung der Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher | Transformationspfade für Gasspeicher“ aus dem Jahr 2022 [1]. Die Notwendigkeit der Aktualisierung ergab sich einerseits aus einem Update der Langfristszenarien des damaligen BMWK sowie andererseits aus angepassten Kostenannahmen für Umstellungs- und Neubaumaßnahmen von Wasserstoffspeichern. Im Vergleich zur ursprünglichen Studie konnten zudem umfassende Praxiserfahrungen gesammelt werden, so dass eine Aktualisierung sinnvoll erschien.

Ziel dieser Studie war es, die erforderlichen Investitionskosten für die Umstellung bestehender Untergrundgasspeicher auf Wasserstoff sowie für den Neubau von Wasserstoffspeichern zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität neu zu berechnen. Grundlage der Untersuchung ist ein Szenario, das sich an dem im Jahr 2024 veröffentlichten und aktualisierten Langfristszenario „O45-Strom“ des damaligen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) orientiert. Dieses Szenario sieht zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 eine erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität in Höhe von 94,6 TWh (Hs) vor [2]. Zu den möglichen Optionen zur Deckung dieses Bedarfs zählen sowohl die Anpassung bzw. Umstellung bestehender Erdgasspeicher auf Wasserstoff als auch der Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern.

Tabelle 6: Übersicht Szenario (in Anlehnung an BMWK-LFS „O45-Strom“)

| Bezeichnung | Definition |
|---|---|
| **Szenario**<br>(in Anlehnung an O45-Strom) | • Rückläufiges Erdgassystem bis zum Jahr 2045<br>• Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem auf max. 2 Vol.-% begrenzt (Annahme)<br>• Wasserstoffmarkt entsprechend O45-Strom mit 94,6 TWh (Hs) Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2045 |

Für die Ermittlung der Anpassungs- und Umstellungskosten der bestehenden Untergrundgasspeicher wurden die Mengen-Kosten-Gerüste der Vorgängerstudie [1] aktualisiert. Die Wasserstofftoleranzen der Speicherkomponenten sowie die Umstellungsschritte wurden dagegen nicht angepasst.

In Bezug auf die Umstellung der bestehenden Erdgasspeicher auf Wasserstoff wurde zunächst analysiert, welche Speicher für eine Umstellung geeignet sind und in welchem Umfang sich die energetische Speicherfähigkeit nach der Umstellung reduziert (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7: Zusammenfassung Speicherumstellung und Speicherkapazität

| | Speicher-anzahl | AGV Erdgas [Mio. Nm³] | AGV 100% $H_2$ [Mio. Nm³] | AGV Erdgas [TWh (Hs)] | AGV 100% $H_2$ [TWh (Hs)] |
|---|---|---|---|---|---|
| Porenspeicher (auf $H_2$ umstellbar) | 3 | 825 | 570 | 9,35 | 2,02 |
| Kavernenspeicher (auf $H_2$ umstellbar) | 29 | 14.300 | 9.710 | 154,16 | 34,37 |
| **SUMME (umstellbare Speicher)** | **32** | **15.125** | **10.280** | **163,51** | **36,39** |
| Porenspeicher (nicht auf $H_2$ umstellbar) | 11 | 7.750 | - | 87,87 | - |
| **SUMME (gesamt)** | **43** | **22.875** | **-** | **251,38** | **-** |

**Die Ergebnisse zeigen, dass die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität von 94,6 TWh (Hs) nicht alleinig durch die Umstellung der bestehenden Untergrundspeicher realisiert werden kann. Die Deckung der zusätzlichen Speicherkapazität im Wasserstoffsystem muss daher über den Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern erfolgen.**

Tabelle 8 fasst die Modellierungsergebnisse hinsichtlich der Bereitstellungsoptionen der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität sowie der damit verbundenen Investitionskosten zusammen.

Tabelle 8: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse

| | Einheit | Szenario O45-Strom |
|---|---|---|
| Erforderliche $H_2$-Speicherkapazität 2045 | $E_{AGVH2}$ | 94,6 TWh (Hs) |
| Anpassung Kavernen- & Porenspeicher (auf 2 Vol.-% $H_2$-Tol.) im Erdgassystem | Anzahl UGS | 43 |
| | Investitionen | 0,4 Mrd. € |
| $H_2$-Umstellung Porenspeicher | Anzahl UGS | 2 |
| | $E_{AGVH2}$ | 2,0 TWh (Hs) |
| | Investitionen | 1,0 Mrd. € |
| $H_2$-Umstellung Kavernenspeicher | Anzahl UGS | 26 |
| | $E_{AGVH2}$ | 33,7 TWh (Hs) |
| | Investitionen | 17,0 Mrd. € |
| Neubau $H_2$-Kavernenspeicher | Anzahl UGS | 49 |
| | $E_{AGVH2}$ | 59,5 TWh (Hs) |
| | Investitionen | 37,6 Mrd. € |
| **Bereitgestellte $H_2$-Speicherkapazität durch Umstellung & Neubau 2045** | **$E_{AGVH2}$** | **95,2 TWh (Hs)** |
| **Gesamtinvestitionen** | **-** | **56,0 Mrd. €** |
| **Spezifische Gesamtinvestitionen** | **Investitionen/$E_{AGVH2}$** | **588,2 €/MWh (Hs)** |

Abgeleitet aus Tabelle 8 ergeben sich durchschnittlich

- 654 Mio. Euro Umstellungskosten pro Kavernenspeicher und
- 500 Mio. Euro Umstellungskosten pro Porenspeicher.

Die zusätzlich benötigte Wasserstoffspeicherkapazität wird in der Modellierung durch den Zubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern bereitgestellt. Pro Beispiel-Kavernenspeicher fallen dabei Investitionskosten von ca. 769 Mio. Euro an. Im Vergleich dazu betragen die vollständigen Umstellungskosten pro Beispiel-Kavernenspeicher etwa 672 Mio. Euro, was einem Anteil von rund 87 % der Neubaukosten entspricht. Der vergleichsweise geringe Kostenunterschied zwischen Umstellung und Neubau ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass bei einer Speicherumstellung von einem Neubau der Obertageanlage ausgegangen wird (u.a. neue Kolbenverdichter mit E-Motor und Adsorptions-Gastrocknungsanlagen). Die höheren Kosten beim Speicherneubau sind demgegenüber vor allem auf Maßnahmen im Bereich der Untertageanlage zurückzuführen (u.a. Bohrungen und Solung der Kavernen).

**Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass bis zum Jahr 2045 kumulierte Investitionen in Wasserstoffspeicherkapazitäten von bis zu 56 Mrd. Euro zu tätigen sind, um die Energiewende entsprechend dem BMWK-Langfristszenario „O45-Strom“ umzusetzen. Nach Einschätzung der Vorgängerstudie [1] ist das in Deutschland bestehende geologische Potenzial ausreichend, um den für die Umsetzung der Energiewende erforderlichen Zubau an Wasserstoffspeichern zu ermöglichen.**

# Annex

Die nachfolgend aufgeführten Tabellen enthalten die Inputdaten, die der Modellierung zugrunde liegen. Nähere Erläuterungen zu den verwendeten Datengrundlagen, methodischen Zusammenhängen, Annahmen und deren Verwendung im Modell finden sich in Kapitel 4 - Modell-Inputdaten.

Tabelle 9: Entwicklung der Gasnachfrage und des Gasmixes nach BMWK-Langfristszenario „O45-Strom“

| Gasart | 2024 Energiemenge [TWh (Hi)] | 2030 Energiemenge [TWh (Hi)] | 2035 Energiemenge [TWh (Hi)] | 2040 Energiemenge [TWh (Hi)] | 2045 Energiemenge [TWh (Hi)] |
|---|---|---|---|---|---|
| Methanreiche Gase* | 889 | 762 | 539 | 252 | 68 |
| Wasserstoff | 0 | 22 | 80 | 208 | 305 |
| **SUMME** | **889** | **784** | **619** | **460** | **373** |

*konventionell, biologisch, synthetisch. Die Werte entsprechen dem BMWK-LFS T45-Strom (Bilanz Kohlenwasserstoffe Gas C-H), werden aktuell aber auch unter O45-Strom geführt (Stand 20.09.2024)

Tabelle 10: Aufstellung der Wasserstoff-(Beimischungs-)AGV der deutschen UGS

| Bezeichnung | 0 Vol.-% $H_2$ | 1 Vol.-% $H_2$ | 5 Vol.-% $H_2$ | 20 Vol.-% $H_2$ | 100 Vol.-% $H_2$ |
|---|---|---|---|---|---|
| **UGS** | Arbeitsgasvolumen [AGV in Mio. Nm³] | | | | |
| Allmenhausen | 62 | 61 | 59 | 54 | 43 |
| Bierwang | 1.000 | 991 | 958 | 864 | 691 |
| Breitbrunn Eggstätt | 992 | 983 | 951 | 857 | 685 |
| Frankenthal | 90 | 89 | 86 | 78 | 62 |
| Hähnlein | 80 | 79 | 77 | 69 | 55 |
| Inzenham | 425 | 421 | 407 | 367 | 294 |
| Rehden | 3.950 | 3.914 | 3.785 | 3.411 | 2.729 |
| Schmidhausen | 156 | 155 | 149 | 135 | 108 |
| Stockstadt 1 | 45 | 45 | 43 | 39 | 31 |
| Stockstadt 2 | 90 | 89 | 86 | 78 | 62 |
| Uelsen | 860 | 852 | 824 | 743 | 594 |
| Kirchheilingen | 20 | 20 | 19 | 17 | 14 |
| Bad Lauchstädt - P | 440 | 436 | 422 | 380 | 304 |
| Wolfersberg | 365 | 362 | 350 | 315 | 252 |
| **Zwischensumme Poren-UGS** | **8.575** | **8.497** | **8.216** | **7.406** | **5.925** |
| Bad Lauchstädt - K | 639 | 635 | 609 | 553 | 434 |
| Bernburg | 916 | 911 | 873 | 793 | 622 |
| Bremen Lesum - Storengy | 142 | 141 | 135 | 123 | 96 |
| Empelde | 375 | 373 | 358 | 325 | 255 |
| Epe ENECO | 94 | 93 | 90 | 81 | 64 |
| Epe - RWE H- Gas | 384 | 382 | 366 | 332 | 261 |
| Epe - RWE L- Gas | 168 | 167 | 160 | 145 | 114 |
| Epe RWE, NL | 277 | 275 | 264 | 240 | 188 |
| Epe KGE | 183 | 182 | 174 | 158 | 124 |

| Bezeichnung | 0 Vol.-% $H_2$ | 1 Vol.-% $H_2$ | 5 Vol.-% $H_2$ | 20 Vol.-% $H_2$ | 100 Vol.-% $H_2$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Epe Nuon | 290 | 288 | 277 | 251 | 197 |
| Epe Trianel | 187 | 186 | 178 | 162 | 127 |
| Epe Uniper | 1.824 | 1.813 | 1.739 | 1.579 | 1.239 |
| Etzel EGL 1 und 2 | 996 | 990 | 950 | 862 | 676 |
| Etzel EKB | 802 | 797 | 765 | 694 | 545 |
| Etzel ESE | 1.737 | 1.727 | 1.656 | 1.504 | 1.179 |
| Etzel FSG Crystal | 371 | 369 | 354 | 321 | 252 |
| Harsefeld | 108 | 107 | 103 | 93 | 73 |
| Huntorf | 316 | 314 | 301 | 274 | 215 |
| Jemgum Astora | 722 | 718 | 688 | 625 | 490 |
| Jemgum EWE | 342 | 340 | 326 | 296 | 232 |
| Katharina | 450 | 447 | 429 | 390 | 306 |
| Kiel Rönne | 56 | 56 | 53 | 48 | 38 |
| Kraak | 257 | 255 | 245 | 222 | 175 |
| Nüttermoor | 1.319 | 1.311 | 1.258 | 1.142 | 896 |
| Peckensen | 337 | 335 | 321 | 292 | 229 |
| Reckrod | 130 | 129 | 124 | 113 | 88 |
| Rüdersdorf | 91 | 90 | 87 | 79 | 62 |
| Staßfurt | 615 | 611 | 586 | 532 | 418 |
| Xanten | 172 | 171 | 164 | 149 | 117 |
| **Zwischensumme Kavernen-UGS** | **14.300** | **14.214** | **13.635** | **12.379** | **9.710** |
| **SUMME** | **22.875** | **22.711** | **21.852** | **19.785** | **15.635** |

Tabelle 11: Aufstellung der Wasserstoff-(Beimischungs-)AGV-Energiegehalte der deutschen UGS (in Bezug auf den Brennwert)

| Bezeichnung | 0 Vol.-% $H_2$ | 1 Vol.-% $H_2$ | 5 Vol.-% $H_2$ | 20 Vol.-% $H_2$ | 100 Vol.-% $H_2$ |
|---|---|---|---|---|---|
| **UGS** | Energiemenge des Arbeitsgases [$E_{AG}$=GWh (Hs)] | | | | |
| Allmenhausen | 703 | 692 | 649 | 521 | 152 |
| Bierwang | 11.338 | 11.156 | 10.472 | 8.407 | 2.446 |
| Breitbrunn Eggstätt | 11.248 | 11.067 | 10.389 | 8.340 | 2.426 |
| Frankenthal | 1.020 | 1.004 | 943 | 757 | 220 |
| Hähnlein | 907 | 892 | 838 | 673 | 196 |
| Inzenham | 4.819 | 4.741 | 4.451 | 3.573 | 1.039 |
| Rehden | 44.786 | 44.067 | 41.366 | 33.210 | 9.661 |
| Schmidhausen | 1.769 | 1.740 | 1.634 | 1.312 | 382 |
| Stockstadt 1 | 510 | 502 | 471 | 378 | 110 |
| Stockstadt 2 | 1.020 | 1.004 | 943 | 757 | 220 |
| Uelsen | 9.751 | 9.594 | 9.006 | 7.230 | 2.103 |
| Kirchheilingen | 227 | 223 | 209 | 168 | 49 |
| Bad Lauchstädt - P | 4.989 | 4.909 | 4.608 | 3.699 | 1.076 |
| Wolfersberg | 4.138 | 4.072 | 3.822 | 3.069 | 893 |
| **Zwischensumme Poren-UGS** | **97.226** | **95.664** | **89.800** | **72.094** | **20.973** |
| Bad Lauchstädt - K | 6.889 | 6.799 | 6.332 | 5.120 | 1.536 |

| Bezeichnung | 0 Vol.-% $H_2$ | 1 Vol.-% $H_2$ | 5 Vol.-% $H_2$ | 20 Vol.-% $H_2$ | 100 Vol.-% $H_2$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Bernburg | 9.875 | 9.746 | 9.076 | 7.339 | 2.202 |
| Bremen Lesum - Storengy | 1.531 | 1.511 | 1.407 | 1.138 | 341 |
| Empelde | 4.043 | 3.990 | 3.716 | 3.005 | 901 |
| Epe ENECO | 1.013 | 1.000 | 931 | 753 | 226 |
| Epe - RWE H- Gas | 4.140 | 4.086 | 3.805 | 3.077 | 923 |
| Epe - RWE L- Gas | 1.811 | 1.788 | 1.665 | 1.346 | 404 |
| Epe RWE, NL | 2.986 | 2.947 | 2.745 | 2.219 | 666 |
| Epe KGE | 1.973 | 1.947 | 1.813 | 1.466 | 440 |
| Epe Nuon | 3.126 | 3.086 | 2.873 | 2.324 | 697 |
| Epe Trianel | 2.016 | 1.990 | 1.853 | 1.498 | 450 |
| Epe Uniper | 19.663 | 19.407 | 18.073 | 14.615 | 4.384 |
| Etzel EGL 1 und 2 | 10.737 | 10.597 | 9.869 | 7.980 | 2.394 |
| Etzel EKB | 8.646 | 8.533 | 7.947 | 6.426 | 1.928 |
| Etzel ESE | 18.725 | 18.482 | 17.211 | 13.918 | 4.175 |
| Etzel FSG Crystal | 3.999 | 3.947 | 3.676 | 2.973 | 892 |
| Harsefeld | 1.164 | 1.149 | 1.070 | 865 | 260 |
| Huntorf | 3.407 | 3.362 | 3.131 | 2.532 | 760 |
| Jemgum Astora | 7.783 | 7.682 | 7.154 | 5.785 | 1.736 |
| Jemgum EWE | 3.687 | 3.639 | 3.389 | 2.740 | 822 |
| Katharina | 4.851 | 4.788 | 4.459 | 3.606 | 1.082 |
| Kiel Rönne | 604 | 596 | 555 | 449 | 135 |
| Kraak | 2.771 | 2.734 | 2.546 | 2.059 | 618 |
| Nüttermoor | 14.219 | 14.034 | 13.069 | 10.568 | 3.171 |
| Peckensen | 3.633 | 3.586 | 3.339 | 2.700 | 810 |
| Reckrod | 1.401 | 1.383 | 1.288 | 1.042 | 312 |
| Rüdersdorf | 981 | 968 | 902 | 729 | 219 |
| Staßfurt | 6.630 | 6.544 | 6.094 | 4.928 | 1.478 |
| Xanten | 1.854 | 1.830 | 1.704 | 1.378 | 413 |
| **Zwischensumme Kavernen-UGS** | **154.156** | **152.152** | **141.691** | **114.578** | **34.374** |
| **SUMME** | **251.382** | **247.816** | **231.491** | **186.672** | **55.347** |

Tabelle 12: Übersicht Beispielspeicher

| Speicherkenngröße | Einheit | Beispiel-Kavernen-UGS (Neubau und Umstellung) | Beispiel-Poren-UGS (Umstellung) |
|---|---|---|---|
| **Teufe** | m | 1.000 | 1.300 |
| **Druck** | bar | 185 | 145 |
| **Arbeitsgasvolumen Methan** | Mio. m³ | 496 | 550 |
| **Gesamtgasvolumen Methan** | Mio. m³ | 720 | 1.100 |
| **Kissengasvolumen Methan** | Mio. m³ | 224 | 550 |
| **Anteil Kissengas Methan** | % | 31,1% | 50,0% |
| **Arbeitsgasvolumen 100 % $H_2$** | Mio. m³ | 343 | 373 |
| **Gesamtgasvolumen 100 % $H_2$** | Mio. m³ | 528 | 849 |
| **Kissengasvolumen 100 % $H_2$** | Mio. m³ | 185 | 476 |
| **Anteil Kissengas $H_2$** | % | 35,0% | 56,1% |
| **Anzahl Kavernen** | - | 8 | - |
| **Anzahl Bohrungen** | - | 8 | 8 |
| **Max. Ausspeicherrate** | m³/h | 712.000 | 350.000 |
| **Max. Einspeicherrate** | m³/h | 475.000 | 250.000 |
| **Rechnerische Ausspeicherdauer 100 % AGV** | Tage | 20 | 44 |
| **Rechnerische Einspeicherdauer 100 % AGV** | Tage | 30 | 62 |
| **Speicherkapazität 100 % $H_2$ (Heizwert)** | $TWh_{Hi}$ | 1,03 | 1,12 |
| **Speicherkapazität 100 % $H_2$ (Brennwert)** | $TWh_{Hs}$ | 1,21 | 1,32 |

Tabelle 13: Mengen-Kosten-Gerüst Umstellung Beispiel-Kavernenspeicher (Quelle: INES)

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| **Grundstück: Fläche OTA-Platz** | 30 €/m² | 100.000 m² | 3.000.000 € |
| **Grundstück: Straßenflächen** | 30 €/m² | 40.000 m² | 1.200.000 € |
| **Grundstück: Kompensationsflächen/-maßnahmen** | 5 €/m² | 420.000 m² | 2.100.000 € |
| **Infrastrukturmaßnahmen: OTA-Platzbau** | 150 €/m² | 100.000 m² | 15.000.000 € |
| **Infrastrukturmaßnahmen: Wegebau** | 50 €/m² | 40.000 m² | 2.000.000 € |
| **Gebäude** | 35.000.000 € | pauschal 1 | 35.000.000 € |
| **Stromanschluss** | 12.000.000 € | pauschal 1 | 12.000.000 € |
| **Ex-Zonen** | 68.000 € | pauschal 1 | 68.000 € |
| **Gaswarnanlagen gem. Ex-Zonenplan** | 280.000 € | pauschal 1 | 280.000 € |
| **Neubau Kolben-Verdichter, 2-stufig (50.000 m³/h (ESL))** | 6.275.000 €/Stk. | 11 Stk. | 69.025.000 € |
| **Ersatz Verdichter-Antrieb: E-Motor (1 je Verdichter)** | 6.275.000 €/Stk. | 11 Stk. | 69.025.000 € |
| **Kühler (2 je Verdichter)** | 1.173.000 €/Stk. | 22 Stk. | 25.806.000 € |
| **Abscheider (2 je Verdichter)** | 222.000 €/Stk. | 22 Stk. | 4.884.000 € |
| **Heißfackel (1 je Verdichter)** | 2.000.000 €/Stk. | 11 Stk. | 22.000.000 € |
| **Gastrocknung: Adsorption (50.000 m³/h (ASL))** | 7.725.000 €/Stk. | 15 Stk. | 115.875.000 € |
| **Kühler, Hochdruck-Abscheider (1 je Gastrocknung)** | 1.500.000 €/Stk. | 15 Stk. | 22.500.000 € |
| **Druck- und Mengenregelung (1 je Gastrocknung)** | 1.134.000 €/Stk. | 15 Stk. | 17.010.000 € |
| **Durchflussmessung: neue Ultraschallzähler** | 150.000 €/Stk. | 16 Stk. | 2.400.000 € |
| **Gasanalyse, Gaschromatograph (4 je Speicher / 2 je Anbindung)** | 350.000 €/Stk. | 4 Stk. | 1.400.000 € |
| **Feuchtemessung** | 223.000 €/Stk. | 4 Stk. | 892.000 € |
| **Sonstige EMSR (Prozessleittechnik, Brandmeldeanlage, Elektroverteilung) Neubau oder Umrüstung** | 20.000.000 € | pauschal 1 | 20.000.000€ |
| **Piping OTA: H2-geeignete Stähle** | 2.500 €/m | 4.275 m | 10.687.500 € |
| **Armaturen OTA: H2-geeignete Stähle** | 25.000 €/Stk. | 711 Stk. | 17.775.000 € |
| **Umrüstung Feldleitungen** | 750 €/m | 6.407 m | 4.805.000 € |
| **Armaturen Feldleitungen: H2-geeignete Stähle** | 141.000 €/Stk. | 22 Stk. | 3.102.000 € |
| **Umrüstung Armaturen Feldleitungen** | 28.250€/Stk. | 44 Stk. | 1.243.000 € |
| **Dichtungen** | 1.400.000 € | pauschal 1 | 1.400.000 € |
| **Flutung (1 je Bohrung)** | 4.200.000 €/Stk. | 8 Stk. | 33.600.000 € |
| **Anschluss an Feldleitung (1 je Bohrung)** | 150.000 €/Stk. | 8 Stk. | 1.200.000 € |
| **Packer (1 je Bohrung)** | 1.207.500 €/Stk. | 8 Stk. | 9.660.000 € |
| **Tubinge: individueller $H_2$-Eignungsnachweis liegt vor** | 300 €/m | 8.000 m | 2.400.000 € |
| **BL-Kopf Kavernenspeicher: $H_2$-Eignung (1 je Bohrung)** | 371.000 €/Stk. | 8 Stk. | 2.968.000 € |
| **Landenippel (1 je Bohrung)** | 150.000 €/Stk. | 8 Stk. | 1.200.000 € |
| **USAV (1 je Bohrung)** | 300.000 €/Stk. | 8 Stk. | 2.400.000 € |
| **W/O-Rig, Tagesrate (für Einbau neuer Gaskomplettierung) (25 je Bohrung)** | 25.000 €/Stk. | 200 Stk. | 5.000.000 € |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| **Dichtheitstest (1 je Bohrung)** | 150.000 €/Stk. | 8 Stk. | 1.200.000 € |
| **Snubbing (1 je Bohrung)** | 250.000 €/Stk. | 8 Stk. | 2.000.000 € |
| **Logs (1 je Bohrung)** | 100.000 €/Stk. | 8 Stk. | 800.000 € |
| **Gesamtkosten Bau/Umrüstung** | | | **542.905.500 €** |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Engineering (Planung, Design, Genehmigung) | 5 % Kosten für Bau/Umrüstung | pauschal 1 | 27.145.275 € |
| **Gesamtkosten ohne $H_2$-Erstbefüllung** | | | **570.050.775 €** |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Einkauf Kissengas $H_2$ (5,55 €/kg $H_2$) | 166,6 €/MWh (Hi) | 554.024 MWh (Hi) | 92.304.825 € |
| Energiekosten für $H_2$-Erstbefüllung | 118,4 €/$MWh_{el}$ | 80.561 $MWh_{el}$ | 9.538.471 € |
| **$H_2$-Erstbefüllungskosten** | | | **101.843.296 €** |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| **Gesamtkosten inkl. $H_2$-Erstbefüllung** | | | **671.894.071 €** |

Tabelle 14: Mengen-Kostengerüst Umstellung Beispiel-Porenspeicher (Quelle: INES)

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Grundstück: Fläche OTA-Platz | 30 €/m² | 70.000 m² | 2.100.000 € |
| Grundstück: Straßenflächen | 30 €/m² | 40.000 m² | 1.200.000 € |
| Grundstück: Kompensationsflächen/-maßnahmen | 5 €/m² | 330.000 m² | 1.650.000 € |
| Infrastrukturmaßnahmen: OTA-Platzbau | 150 €/m² | 70.000 m² | 10.500.000 € |
| Infrastrukturmaßnahmen: Wegebau | 50 €/m² | 40.000 m² | 2.000.000 € |
| Gebäude | 35.000.000 € | pauschal 0,7 | 24.500.000 € |
| Stromanschluss | 12.000.000 € | pauschal 0,7 | 8.400.000 € |
| Ex-Zonen | 105.000 € | pauschal 1 | 105.000 € |
| Gaswarnanlagen gem. Ex-Zonenplan | 280.000 € | pauschal 1 | 280.000 € |
| Neubau Kolben-Verdichter, 2-stufig (50.000 m³/h (ESL)) | 5.833.333 €/Stk. | 6 Stk. | 35.000.000 € |
| Ersatz Verdichter-Antrieb: E-Motor (1 je Verdichter) | 5.833.333 €/Stk. | 6 Stk. | 35.000.000 € |
| Kühler (2 je Verdichter) | 970.000 €/Stk. | 12 Stk. | 11.640.000 € |
| Abscheider (2 je Verdichter) | 222.000 €/Stk. | 12 Stk. | 2.664.000 € |
| Heißfackel (1 je Verdichter) | 2.000.000 €/Stk. | 6 Stk. | 12.000.000 € |
| Gastrocknung: Adsorption (50.000 m³/h (ASL)) | 7.725.000 €/Stk. | 8 Stk. | 61.800.000 € |
| Kühler, Hochdruck-Abscheider (1 je Gastrocknung) | 1.500.000 €/Stk. | 8 Stk. | 12.000.000 € |
| Zusätzliche Gasreinigung für Verunreinigung bei Umrüstung Porenspeicher | 15.000.000 € | pauschal 1 | 15.000.000 € |
| Druck- und Mengenregelung (1 je Gastrocknung) | 1.134.000 €/Stk. | 8 Stk. | 9.072.000 € |
| Durchflussmessung: neue Ultraschallzähler | 150.000 €/Stk. | 16 Stk. | 2.400.000 € |
| Gasanalyse, Gaschromatograph (4 je Speicher / 2 je Anbindung) | 350.000 €/Stk. | 4 Stk. | 1.400.000 € |
| Feuchtemessung | 223.000 €/Stk. | 4 Stk. | 892.000 € |
| Sonstige EMSR (Prozessleittechnik, Brandmeldeanlage, Elektroverteilung) Neubau oder Umrüstung | 20.000.000 € | pauschal 1 | 20.000.000€ |
| **Piping OTA: H2-geeignete Stähle** | 2.500 €/m | 6.550 m | 16.375.000 € |
| Armaturen OTA: H2-geeignete Stähle | 25.000 €/Stk. | 430 Stk. | 10.750.000 € |
| Umrüstung Feldleitungen | 750 €/m | 1.811 m | 1.358.250 € |
| Armaturen Feldleitungen: H2-geeignete Stähle | 141.000 €/Stk. | 7 Stk. | 916.500 € |
| Umrüstung Armaturen Feldleitungen | 66.400 €/Stk. | 13 Stk. | 863.200 € |
| Dichtungen | 1.000.000 € | pauschal 1 | 1.000.000 € |
| Anschluss an Feldleitung (1 je Bohrung) | 85.714 €/Stk. | 8 Stk. | 685.714 € |
| Packer (1 je Bohrung) | 857.143 €/Stk. | 8 Stk. | 6.857.143 € |
| Tubinge: individueller $H_2$-Eignungsnachweis liegt vor | 250 €/m | 10.400 m | 2.600.000 € |
| BL-Kopf: $H_2$-Eignung (1 je Bohrung) | 380.429 €/Stk. | 8 Stk. | 3.043.429 € |
| Landenippel (1 je Bohrung) | 117.739 €/Stk. | 8 Stk. | 941.915 € |
| USAV (1 je Bohrung) | 350.000 €/Stk. | 8 Stk. | 2.800.000 € |
| W/O-Rig, Tagesrate (für Einbau neuer Gaskomplettierung) (25 je Bohrung) | 25.000 €/Stk. | 200 Stk. | 5.000.000 € |
| Dichtheitstest (1 je Bohrung) | 150.000 €/Stk. | 8 Stk. | 1.200.000 € |
| Logs (1 je Bohrung) | 100.000 €/Stk. | 8 Stk. | 800.000 € |
| **Gesamtkosten Bau/Umrüstung** | | | 324.794.151 € |
| **Position im Mengengerüst** | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Engineering (Planung, Design, Genehmigung) | 5 % Kosten für Bau/Umrüstung | pauschal 1 | 16.239.708 € |
| **Gesamtkosten ohne $H_2$-Erstbefüllung** | | | **341.033.858 €** |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Einkauf Kissengas $H_2$ (5,55 €/kg $H_2$) | 166,6 €/MWh (Hi) | 1.425.488 MWh (Hi) | 237.497.820 € |
| Energiekosten für $H_2$-Erstbefüllung | 118,4 €/$MWh_{el}$ | 100.305 $MWh_{el}$ | 11.876.145 € |
| **$H_2$-Erstbefüllungskosten** | | | **249.373.965 €** |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| **Gesamtkosten inkl. $H_2$-Erstbefüllung** | | | **590.407.823 €** |

Tabelle 15: Mengen-Kosten-Gerüst Neubau Beispiel-Kavernenspeicher (Quelle: INES)

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Grundstück: Fläche OTA-Platz | 30 €/m² | 100.000 m² | 3.000.000 € |
| Grundstück: Fläche Kavernenplatz (je 6.400 m²) | 30 €/m² | 51.200 m² | 1.536.000 € |
| Grundstück: Straßenflächen | 30 €/m² | 80.000 m² | 2.400.000 € |
| Grundstück: Kompensationsflächen/-maßnahmen | 5 €/m² | 693.600 m² | 3.468.000 € |
| Infrastrukturmaßnahmen: OTA-Platzbau | 150 €/m² | 100.000 m² | 15.000.000 € |
| Infrastrukturmaßnahmen: Kavernenplatzbau | 150 €/m² | 51.200 m² | 7.680.000 € |
| Infrastrukturmaßnahmen: Wegebau | 50 €/m² | 80.000 m² | 4.000.000 € |
| Abgaben nach BBergG | 250.000 € | pauschal 1 | 250.000 € |
| Gebäude | 35.000.000 € | pauschal 1 | 35.000.000 € |
| Notfall-Dieselgenerator | 180.000 € | pauschal 1 | 180.000 € |
| Stromanschluss | 12.000.000 € | pauschal 1 | 12.000.000 € |
| Ex-Zonen | 68.000 € | pauschal 1 | 68.000 € |
| Gaswarnanlagen gem. Ex-Zonenplan | 280.000 € | pauschal 1 | 280.000 € |
| Neubau Kolben-Verdichter, 2-stufig (50.000 m³/h (ESL)) | 6.275.000 €/Stk. | 11 Stk. | 69.025.000 € |
| Ersatz Verdichter-Antrieb: E-Motor (1 je Verdichter) | 6.275.000 €/Stk. | 11 Stk. | 69.025.000 € |
| Kühler (2 je Verdichter) | 1.173.000 €/Stk. | 22 Stk. | 25.806.000 € |
| Abscheider (2 je Verdichter) | 222.000 €/Stk. | 22 Stk. | 4.884.000 € |
| Heißfackel (1 je Verdichter) | 2.000.000 €/Stk. | 11 Stk. | 22.000.000 € |
| Gastrocknung: Adsorption (50.000 m³/h (ASL)) | 7.725.000 €/Stk. | 15 Stk. | 115.875.000 € |
| Kühler, Hochdruck-Abscheider (1 je Gastrocknung) | 1.500.000 €/Stk. | 15 Stk. | 22.500.000 € |
| Druck- und Mengenregelung (1 je Gastrocknung) | 1.134.000 €/Stk. | 15 Stk. | 17.010.000 € |
| Durchflussmessung: neue Ultraschallzähler | 150.000 €/Stk. | 16 Stk. | 2.400.000 € |
| Gasanalyse, Gaschromatograph (4 je Speicher / 2 je Anbindung) | 350.000 €/Stk. | 4 Stk. | 1.400.000 € |
| Feuchtemessung | 223.000 €/Stk. | 4 Stk. | 892.000 € |
| Sonstige EMSR (Prozessleittechnik, Brandmeldeanlage, Elektroverteilung) Neubau oder Umrüstung | 20.000.000 € | pauschal 1 | 20.000.000€ |
| **Piping OTA: H2-geeignete Stähle** | 2.500 €/m | 4.275 m | 10.687.500 € |
| Armaturen OTA: H2-geeignete Stähle | 25.000 €/Stk. | 711 Stk. | 17.775.000 € |
| Feldleitungen: H2-geeignete Stähle | 2.000 €/m | 8.293 m | 16.586.667 € |
| Armaturen Feldleitungen: H2-geeignete Stähle | 141.000 €/Stk. | 66 Stk. | 9.306.000 € |
| Dichtungen | 1.400.000 € | pauschal 1 | 1.400.000 € |
| Bohren + Zementieren + Kosten Rig inkl. Auf- und Abbau (1 je Bohrung) | 7.000.000 €/Stk. | 8 Stk. | 56.000.000 € |
| Packer (1 je Bohrung) | 200.000 €/Stk. | 8 Stk. | 1.600.000 € |
| Tubinge: individueller $H_2$-Eignungsnachweis liegt vor | 300 €/m | 8.000 m | 2.400.000 € |
| BL-Kopf Kavernenspeicher: $H_2$-Eignung (1 je Bohrung) | 371.000 €/Stk. | 8 Stk. | 2.968.000 € |
| Landenippel (1 je Bohrung) | 150.000 €/Stk. | 8 Stk. | 1.200.000 € |
| USAV (1 je Bohrung) | 300.000 €/Stk. | 8 Stk. | 2.400.000 € |
| Solung (1 je Bohrung) | 6.000.000 €/Stk. | 8 Stk. | 48.000.000 € |
| W/O-Rig, Tagesrate (für Einbau neuer Gaskomplettierung) (25 je Bohrung) | 25.000 €/Stk. | 200 Stk. | 5.000.000 € |
| Dichtheitstest (1 je Bohrung) | 150.000 €/Stk. | 8 Stk. | 1.200.000 € |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Snubbing (1 je Bohrung) | 250.000 €/Stk. | 8 Stk. | 2.000.000 € |
| Logs (1 je Bohrung) | 100.000 €/Stk. | 8 Stk. | 800.000 € |
| **Gesamtkosten Bau** | | | **635.002.167 €** |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Engineering (Planung, Design, Genehmigung) | 5 % Kosten für Bau/Umrüstung | pauschal 1 | 31.750.108 € |
| **Gesamtkosten ohne $H_2$-Erstbefüllung** | | | **666.752.275 €** |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| Einkauf Kissengas $H_2$ (5,55 €/kg $H_2$) | 166,6 €/MWh (Hi) | 554.024 MWh (Hi) | 92.304.825 € |
| Energiekosten für $H_2$-Erstbefüllung | 118,4 €/$MWh_{el}$ | 80.561 $MWh_{el}$ | 9.538.471 € |
| **$H_2$-Erstbefüllungskosten** | | | **101.843.296 €** |

| Position im Mengengerüst | Preis | Anzahl | Gesamtkosten je Position |
|---|---|---|---|
| **Gesamtkosten inkl. $H_2$-Erstbefüllung** | | | **768.595.571 €** |

# Literatur

[1] H. Bültemeier *et al.,* „Wasserstoff speichern - soviel ist sicher: Transformationspfade für Gasspeicher“, Berlin, 2022.

[2] Frauenhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Hg., „Langfristszenarien 3: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands - O45-Strom“, 2024.

[3] *DIN EN 16723-2:2017-10, Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 16723-2:2017,* Deutsches Institut für Normung e.V.

[4] Deutscher Bundestag, Hg., „Sachstandsbericht WD - 8 - 3000 - 066/19: Grenzwerte für Wasserstoff (H2) in der Erdgasinfrastruktur“, Juni 2019.

[5] *DIN EN 16726:2019-11, Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas - Gruppe H; Deutsche Fassung EN 16726:2015+A1:2018,* Deutsches Institut für Normung e.V., Nov. 2019.

[6] K. Markuske, „Wasserstoffeinspeisung auf Transportnetzebene - netztechnische Möglichkeiten zur Erhöhung der Wasserstoffaufnahmefähigkeit“, *DVGW energie/wasser-praxis*, S. 26–29, Okt. 2020, 2020.

Scannen Sie den QR-Code,
um mehr über die DBI-Gruppe
zu erfahren!

info@dbi-gruppe.de

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Karl-Heine-Straße 109/111

D-04229 Leipzig