

894

Forschungsbericht

Wasserstoffqualität bei Untertagespeicherung



DGMK und Autor(en) haben alle Sorgfalt walten lassen, um vollständige und akkurate Informationen in diesem Buch zu publizieren. Der Verlag übernimmt weder Garantie noch die juristische Verantwortung oder irgendeine Haftung für die Nutzung dieser Informationen, für deren Wirtschaftlichkeit oder fehlerfreie Funktion für einen bestimmten Zweck. Die DGMK übernimmt keine Gewähr dafür, dass die beschriebenen Verfahren, Programme usw. frei von Schutzrechten Dritter sind.

Alle Rechte vorbehalten

Als Manuskript gedruckt

© DGMK e.V., Hamburg, 2026

Für Copyright in Bezug auf das verwendete Bildmaterial siehe Quellenangaben in den Abbildungsunterschriften. Abbildungen ohne Quellenangabe sind von den Autoren.

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der DGMK unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

The work including all its parts is protected by copyright. Any use outside the narrow limits of the German Copyright Law without the consent of the DGMK is prohibited and punishable by law. This applies in particular to reproduction, translation, microfilming and storage and processing in electronic systems.

Umschlaggestaltung: DIE NEUDENKER®, Darmstadt | DGMK e.V., Hamburg

Titelfotografie: Copyright (c) 2020 Alexander Limbach/Shutterstock.

ISSN 3052-1610

ISBN 978-3-947716-77-7

<https://www.dgmk.de>



DGMK-Forschungsbericht 894

Wasserstoffqualität bei Untertagespeicherung

Kurzfassung

Nachhaltig erzeugter und genutzter Wasserstoff ist ein Schlüssel zur Klimaneutralität. Damit Deutschland den Wasserstoffhochlauf finanziell und zeitlich erfolgreich gestalten kann, wird auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur wie Netze und Speicher gesetzt. Untertagespeicher sind dabei ein unverzichtbarer Baustein, da sie die einzige großskalige Strukturierungsmöglichkeit innerhalb der Wasserstoffinfrastruktur bieten. Die Nutzung der unterirdischen Gasspeicher kann in Abhängigkeit von deren Vornutzung und dem Speichertyp zu einer Veränderung der Gasbeschaffenheit führen.

Diese Studie liefert Informationen, welche Komponenten in welcher Konzentration relevant sein können, und definiert mögliche Aufbereitungsschritte. Grundlage sind dabei die aktuell diskutierten Qualitätsanforderungen an H_2 zwischen 98 mol-% und 99,97 mol-%.

Betrachtet wird die Nutzung aller relevanten Kategorien von Untertagespeichern für die Wasserstoffspeicherung, dies sind

- frisch gesolte Salzkavernen
- umgerüstete Erdgassalzkavernen mit verschiedenen Blankets
- umgerüsteter Öl- oder Produktensalzkavernen und
- umgerüsteter oder neu zu errichtender Porenspeicher

Es wird zudem abgeschätzt, ob die Einträge aus der Obertageanlage eine Relevanz für die Gesamteinträge in den H_2 haben. Diese Studie enthält Ergebnisse einer Literaturrecherche und eigene Berechnungen.

Berichtsumfang:	123 Seiten, 17 Abbildungen, 27 Tabellen
Laufzeit:	01.01.2025 - 16.12.2025
Projektbearbeiter:	U. Lubenau, A. Fuchs, R. Rockmann, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig
Projektbegleitung:	P. Amelung, Storag Etzel, Friedeburg I. Beckmann, Raffinerie Heide, Heide T. Boehm, Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG, Ahaus S. Cichowski, RWE Gas Storage West GmbH, Essen M. Claußen, Raffinerie Heide, Heide I. Forstner, BVEG e.V., Hannover A. Gillhaus, RWE Gas Storage West GmbH, Essen F. Hatesuer, SEFE Storage GmbH, Kassel M. Klaus, Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG, Ahaus M. Lappe, SEFE Storage GmbH, Kassel R. Lühr, NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Schechen J. Mechelhoff, EWE Gasspeicher GmbH, Oldenburg H. A. Pauly, Trianel Gasspeicher Epe GmbH Co. KG C. Reekers, Storag Etzel, Friedeburg T. Strichirsch, Storengy Deutschland GmbH, Berlin M. Unterdörfer, HanseWerk, Quickborn M. Yzer, Nord-West Kavernengesellschaft mbH, Wilhelmshaven
Projektkoordination:	N. Grobys, DGMK e.V., Hamburg
DGMK-Fachausschuss:	Untertagespeichertechnik
Veröffentlichung:	Hamburg, Januar 2026



DGMK-Research Report 894

Hydrogen quality in underground storage facilities

Abstract

Sustainably produced and used hydrogen is a key to climate neutrality. To enable Germany to successfully manage the ramp-up of hydrogen in terms of both finances and timing the focus is on using existing gas infrastructure such as networks and storage facilities. Underground storage facilities are an indispensable component in this context, as they offer the only large-scale structuring option within the hydrogen infrastructure. Depending on their previous use and the type of storage facility, the use of underground gas storage facilities can lead to a change in the quality of the gas.

This study aims to provide information on which components may be relevant in which concentrations and to define possible treatment steps. It is based on the currently discussed quality requirements for H₂ between 98 mol-% and 99.97 mol-%.

The use of all relevant categories of underground storage facilities for hydrogen storage is considered, namely

- freshly leached salt caverns
- converted natural gas salt caverns with various blankets
- converted oil or product salt caverns and
- converted or newly constructed pore storage facilities

It is also assessed whether the entries from the surface facility are relevant to the total entries in the H₂. This study contains the results of a literature review and our own calculations.

Length of the report:	123 pages, 17 figures, 27 tables
Duration:	01.01.2025 - 16.12.2025
Research Scientists:	U. Lubenau, A. Fuchs, R. Rockmann, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig
Project Advisors:	<p>P. Amelung, Storag Etzel, Friedeburg</p> <p>I. Beckmann, Raffinerie Heide, Heide</p> <p>T. Boehm, Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG, Ahaus</p> <p>S. Cichowski, RWE Gas Storage West GmbH, Essen</p> <p>M. Claußen, Raffinerie Heide, Heide</p> <p>I. Forstner, BVEG e.V., Hannover</p> <p>A. Gillhaus, RWE Gas Storage West GmbH, Essen</p> <p>F. Hatesuer, SEFE Storage GmbH, Kassel</p> <p>M. Klaus, Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG, Ahaus</p> <p>M. Lappe, SEFE Storage GmbH, Kassel</p> <p>R. Lühr, NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Schechen</p> <p>J. Mechelhoff, EWE Gasspeicher GmbH, Oldenburg</p> <p>H. A. Pauly, Trianel Gasspeicher Epe GmbH Co. KG</p> <p>C. Reekers, Storag Etzel, Friedeburg</p> <p>T. Strichirsch, Storengy Deutschland GmbH, Berlin</p> <p>M. Unterdörfer, HanseWerk, Quickborn</p> <p>M. Yzer, Nord-West Kavernengesellschaft mbH, Wilhelmshaven</p>
Project Coordination:	N. Grobys, DGMK e.V., Hamburg
DGMK-Technical Committee:	Underground Storage Technology
Published:	Hamburg, January 2026

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	IV
Kurzfassung	1
Executive Summary	3
1 Ausgangssituation	5
1.1 Einleitung	5
1.2 Gegenüberstellung H ₂ -Speicherbedarf vs. aktuellem Speicherbestand	6
1.3 Ausgangslage in Deutschland und Europa - Darstellung des aktuellen Stands der Diskussionen bzgl. verschiedener H ₂ -Qualitäten	10
1.3.1 Europäische Ausgangslage der Wasserstoffspeicherung	10
1.3.2 Regionale Ausgangslage der Wasserstoffspeicherung in Deutschland	13
1.3.3 Diskussionen bzgl. verschiedener H ₂ -Qualitäten	14
1.3.4 Grobe Darstellung der Zeitschiene für die Umstellung auf Wasserstoffspeicherung	17
2 Ausgangspunkt	21
2.1 Speichertypen	22
2.1.1 Salzkavernen	22
2.1.2 Ausgeförderte Erdgaslagerstätten	25
2.1.3 Aquifere	29
2.2 Speicherspezifik Kaverne und Porenraumspeicher aus Sicht der Gasqualität	38
2.3 Erfahrungen aus Umstellungsprojekten	41
2.3.1 Neue Kavernen und Umnutzungsprojekte	42
2.3.2 Umnutzung von Öl-/Kohlenwasserstoffspeichern	44
2.3.3 Umnutzung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten	46
3 Speicherung von Wasserstoff – Historie und Erfahrungen	48
3.1 Erfahrungen aus der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas	48
3.1.1 Schlussfolgerungen	50
3.2 H ₂ -Speicher im Bestand	51
3.3 Erfahrungen aus der Helium-Speicherung	53
4 Veränderungen der H₂-Qualität in Speichern - Relevante Komponenten	55
4.1 Untertage	55
4.2 Obertageanlage	57
5 Bewertung Stoffeintrag durch die Obertageanlage	59
5.1 Gastrocknung	59
5.2 Verdichtung	61

Inhalt

6	Veränderungen der H ₂ -Qualität untertage	64
6.1	H ₂ -Reaktivität im Untergrund	66
6.1.1	Mögliche Reaktionen mit dem Speichergestein	66
6.1.2	Reaktionskinetik und Kopplungseffekte	68
6.2	Mikrobiologisch vermittelte Umwandlungen	70
6.2.1	Mikrobielle Gemeinschaften und Herkunft	70
6.2.2	Stoffwechselprozesse und Nachweis	71
6.2.3	Mikrobiell beeinflusste Korrosion (MIC) und Porenverstopfung	72
6.2.4	Säurebildung und geochemische Kopplung	73
6.2.5	Nachweise mikrobieller Gemeinschaften und standortabhängige Aktivität	74
6.3	Wechselwirkungen zwischen Geochemie, Mikrobiologie und Fluid-Gestein-Systemen bei der UHS	77
6.4	Strukturelle Einflussfaktoren auf die H ₂ -Qualität	79
6.4.1	Gasvermischungsproblematik – Altgase und Inhomogenität	79
6.5	Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen	82
7	Bewertung der technischen Realisierbarkeit von H ₂ -Qualitäten bei der Ausspeicherung	90
7.1	Aufbereitungsverfahren	91
7.1.1	Übersicht	91
7.1.2	Adsorption	93
7.1.3	Membranverfahren	96
7.1.4	Kälte- bzw. Verflüssigungsverfahren	97
7.1.5	Absorption	98
7.1.6	Sonstiges	98
7.2	Übersicht der zu erwartenden Stoffeinträge aus Untertage- und Obertageprozessen	99
7.3	Zusammenfassende Bewertung der Speichertypen	102
7.4	Ableitung des Aufbereitungsbedarfs je Speichertyp	103
7.5	Schlussfolgerungen	106
8	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	108
8.1	Zusammenfassung	108
8.2	Summary	109
8.3	Handlungsempfehlungen für die Umstellung auf Wasserstoffspeicherung	112
8.3.1	Salzkavernen	112
8.3.2	Porenspeicher (Aquifere und ausgeförderte Erdgaslagerstätten)	114
	Literaturverzeichnis	116

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas in Poren- und Kavernenspeichern in Deutschland [11]	8
Abbildung 2:	Erwartete Entwicklung des Wasserstoffspeicherbedarfs in Deutschland. Für die Orientierungsszenarien O45-Strom wird von direkter Stromnutzung, und für O45-H ₂ von verstärkter Wasserstoffnutzung ausgegangen. Die SES wird durch die aktuellen Untersuchungen des EWI sowie durch die Ergebnisse der INES-Marktabfrage ergänzt, um ein umfassendes Marktbild zu liefern [8]	9
Abbildung 3:	Potenzielle Standorte für Salzkavernen in Europa. Die entsprechenden Energiedichten von H ₂ sind farblich markiert [16].....	11
Abbildung 4:	Speicherkapazitäten für Wasserstoff in Porenspeichern in Europa [17]	12
Abbildung 5:	Schematische Darstellung der verschiedenen Speichermöglichkeiten und der entsprechenden Speicherkapazitäten für Wasserstoff [1]	21
Abbildung 6:	Lokation der San-Pedro-Antiklinale im Duero-Becken, die der Machbarkeitsstudie von Sainz-García et al. (2024) zugrunde liegt. a) Oberfläche der Utrillas-Formation, Ausdehnung des spanischen tertiären Sedimentbeckens; San Pedro-Gürtel (rot), Bohrkern (weiß), Grenzen des numerischen Modells. b) Stratigraphie vom NO-Rand des Duero-Beckens [33].	34
Abbildung 7:	Berechnete Löslichkeit von TEG in Methan (Peng-Robinson-Zustandsgleichung).....	59
Abbildung 8:	Berechnete Löslichkeit von TEG in Wasserstoff (Peng-Robinson-Zustandsgleichung).....	60
Abbildung 9:	Löslichkeit von TEG in russischem Erdgas in Abhängigkeit von Druck und Gastemperatur [59]	61
Abbildung 10:	Berechnete Löslichkeit von C22 in Wasserstoff (Peng-Robinson-Zustandsgleichung)	62
Abbildung 11:	Die DNA-basierte Analyse einer porösen Gesteinsreservoirprobe weist auf potenzielle H ₂ -verbrauchende Mikroorganismen hin, darunter methanogene Archaea und homoacetogene Bakterien [88].....	74
Abbildung 12:	Beispiele zur mikrobiellen Vielfalt in Salzkavernen [92]. Jede Farbe repräsentiert eine andere Mikrobengruppe. Jeder Balken repräsentiert eine andere Salzkaverne. Die mit {markierten Balken repräsentieren ein Salzkavernenfeld mit dem gleichen Formationsfluid und hohem pH-Wert.....	75
Abbildung 13:	Exemplarische Beispiele für Kavernenformen [100].....	83
Abbildung 14:	Löslichkeiten von n-Butan in Wasserstoff in Abhängigkeit vom Druck bei verschiedenen Temperaturen.....	85
Abbildung 15:	Modellierung der Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen verschiedener C-Zahl in Wasserstoff in Abhängigkeit vom Druck bei einer Temperatur von 20 °C.....	86
Abbildung 16:	Zusammensetzung einer Dieselfraktion [101]	86
Abbildung 17:	Relative Adsorptionsstärke an Kieselgel [104]	95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Grenzwerte bezüglich der Wasserstoffqualität [2], [3], [18], [19], [20]	15
Tabelle 2:	Repräsentative Archetypen für Sandstein-Reservoirs (nach Daten der Projektbegleitgruppe)	28
Tabelle 3:	Repräsentativer Archetyp für Karbonat-Reservoirs (nach Daten der Projektbegleitgruppe) ..	29
Tabelle 4:	Modellparameter für die Simulation eines neu zu entwickelnden Offshore-Aquifers [34]	32
Tabelle 5:	Getestete Kissengase bei der Simulation eines neu zu entwickelnden Offshore-Aquifers [34]	32
Tabelle 6:	Modellparameter der Machbarkeitsstudie eines neu zu entwickelnden Onshore-Aquifers [33]	35
Tabelle 7:	Vergleich der generischen Beispiele zur Wasserstoffspeicherung in Aquiferen	37
Tabelle 8:	Übersicht über die Unterschiede in der Speicherspezifität zwischen Salzkavernen und Porenspeichern. Die Porenspeicher werden in ausgeförderte Erdgas-Lagerstätten und Aquifere unterschieden.	39
Tabelle 9:	Mögliche Verunreinigungen in verschiedenen Kavernentypen (- nicht relevant; +/- möglich; + relevant; ++ sehr relevant; -? unklar).	55
Tabelle 10:	Mögliche Verunreinigungen in Porenspeichern	56
Tabelle 11:	Verunreinigungen aus der Obertageanlage, typische Bestandteile der OTA	57
Tabelle 12:	Tabellarische Zusammenfassung der berechneten Löslichkeit von C22 in Wasserstoff (ppm)	62
Tabelle 13:	Mikrobielle wasserstoffverbrauchende Haupt-Prozesse und deren Auswirkungen [63].	74
Tabelle 14:	Zusammensetzung von Rohöl nach [100]	84
Tabelle 15:	Parameter der Modellkaverne	87
Tabelle 16:	Berechneter Austrag der Kohlenwasserstoffe C16 und C22 aus der Modellkaverne	87
Tabelle 17:	Parameter der Beispiele für Porenraumspeicher	88
Tabelle 18:	In H ₂ zu erwartende Konzentrationen der Kohlenwasserstoffe C16 und C22 aus den Modellspeichern	88
Tabelle 19:	Komponenten und Stoffgruppen im Wasserstoff	92
Tabelle 20:	Stoffgruppen und geeignete Aufbereitungsverfahren (allgemein)	93
Tabelle 21:	Stoffeinträge je Speichertyp (Untertage- und Obertagequellen, ergänzt um relevante Grenzwerte der DVGW G 260 [2] (kursiv); ppm = µmol/mol)	100
Tabelle 22:	Bewertung der Stoffeinträge im Hinblick auf die Einhaltung der Qualitätsanforderungen vor Aufbereitung	101
Tabelle 23:	Mögliche Aufbereitungsmaßnahme zur Einhaltung G260, Gruppe A	105
Tabelle 24:	Delta-Tabelle der zusätzlichen Aufbereitungsanforderungen bei höheren Reinheitsstufen, ohne Eintrag zusätzlicher Komponenten über Einspeisung	106
Tabelle 25:	Übersicht zum Aufbereitungsbedarf von Speichern	109
Table 26:	Overview of storage processing requirements	110

Table 27: Delta table of additional treatment requirements for higher purity levels, without the addition of additional components via feed111

Abkürzungsverzeichnis

3D	dreidimensional
API-Grad	American Petroleum Institute Gravity - Dichteangaben
AT	Österreich
BHP	bore hole pressure
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCS	Carbon Capture Storage
CCU	Carbon Capture Utilization
CEN	Europäisches Komitee für Normung
CZ	Tschechien
d.h.	das heißt
DE	Deutschland
DEG	Diethylenglykol
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DNA	Desoxyribonukleinsäure
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
e⁻	Elektron
e. V.	eingetragener Verein
EE	Erneuerbare Energien
et al.	und andere
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
evtl.	eventuell
EWE AG	Energieversorgung Weser-Ems Aktiengesellschaft
EWI	Energiewirtschaftliches Institut
ggf.	gegebenenfalls
GEB	Gaserstbefüllung
GOK	Geländeoberkante
H2CAST	H ₂ Cavern Storage Transition
HC	Hydrocarbon (Kohlenwasserstoff)
HCDT	Hydrocarbon Dewpoint
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HyCAVmobil	Hydrogen Cavern for Mobility
HyLife	Hydrogen Life
Inc.	incorporated
INES	Initiative Energien Speichern e.V.
inkl.	inklusive
IPCEI	Important Project of Common European Interest
k. A.	keine Angabe
LFS	Langfristszenarien

LHV	Lower Heating Value (= unterer Heizwert)
LzRT	letzte zementierte Rohrtour
max.	maximal
mbH	mit beschränkter Haftung
MIC	mikrobiell beeinflusste Korrosion
MICP	mikrobiell induzierte Karbonatausfällung
MIT	Mechanischer Integritätstest
MOP	maximaler Arbeitsdruck
NM	Nichtmethan-(Kohlenwasserstoffe)
NMVOC	Nicht-Methan-flüchtige organische Verbindungen
NN	Normalnull
NNW	Nordnordwest
NO-SW	Nordost-Südwest
N-S	Nord-Süd
NWKG	Nord-West Kavernengesellschaft mbH
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
OTA	Obertageanlage
PHREEQC	Program for Hydrological, Redox, Equilibrium, Equation, Quantitative, Calculations
PLC	public limited company
PSA	Druckwechsel-Adsorption
PtX	Power-to-X
RAG Austria AG	Renewables And Gas Aktiengesellschaft
RED III	Renewable Energy Directive III
SES	Systementwicklungsstrategie
spezif.	spezifische
SRB	sulfatreduzierende Bakterien
TEG	Triethylenglykol
TRL	Technologiereifegrad
TS	Technische Spezifikation
TSA	Temperaturwechsel-Adsorption
TVDSS	True Vertical Depth Subsea
u.a.	unter anderem
u.U.	unter Umständen
UGS	untertägiger Gas-Speicher
UHS	Untertagespeicherung von Wasserstoff
UK	Vereinigtes Königreich
UMM	Untere Meeresmolasse
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
USS	Underground Sun Storage
UTA	Untertageanlage
v.a.	vor allem
vgl.	vergleichen
vs.	versus
z.B.	zum Beispiel
z.T.	zum Teil

%	Prozent
°C	Grad Celsius
μmol/mol	Mikromol pro Mol
μS/cm	Mikrosiemens pro Zentimeter
bar	Bar
bar BHP	Bar
D	Darcy
ft	Fuß
g/cm³	Gramm pro Kubikzentimeter
g/l	Gramm pro Liter
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
kJ/mol	Kilo-Joule pro Mol
km	Kilometer
m	Meter
m²	Quadratmeter
m³	Kubikmeter
Ma	Millionen Jahre
mD	Millidarcy
mg/l	Milligramm pro Liter
mg/m³	Milligramm pro Kubikmeter
Mio.	Million
mm	Millimeter
mm/a	Millimeter pro Jahr
mol-%	Molprozent
MPa	Mega-Pascal
Nm³	Normkubikmeter
Nm³/d	Normkubikmeter pro Tag
P	Druck
pH	pondus hydrogenii
ppb	parts per billion
ppm	parts per million
t	Tonnen
T	Temperatur
TWh	Terawattstunde
Vol.-%	Volumenprozent

Ar	Argon
C	Kohlenstoff
C₂H₃O₂⁻	Acetat
Ca	Calcium
CH₄	Methan
Cl	Chlor
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₃	Karbonat
CO₃COOH	Essigsäure

Fe	Eisen
H	Wasserstoff
H₂O	Wasser
H₂S	Schwefelwasserstoff
HCO₃⁻	Hydrogenkarbonat
He	Helium
K	Kalium
Mn	Mangan
N	Stickstoff
NaCl	Natriumchlorid
NO₃⁻	Nitrat
O	Sauerstoff
OH⁻	Hydroxid-Ion
S	Schwefel
SO₄²⁻	Sulfat

Eisenhydroxid	Fe(OH) ₂	Eisenoxid
Ferrihydrit	Fe ³⁺ ₂ O ₃ * 0,5(H ₂ O)	Eisenoxid
Goethit	Fe ³⁺ O(OH)	Eisenoxid
Hämatit	Fe ³⁺ ₂ O ₃	Eisenoxid
Magnetit	Fe ²⁺ Fe ³⁺ ₂ O ₄	Eisenoxid
Mackinawit	(Fe,Ni)S _{0,9}	Eisensulfid
Pyrit	FeS ₂	Eisensulfid
Pyrrhotin	Fe _(1-x) S (x = 0 - 0,17)	Eisensulfid
Troilit	FeS	Eisensulfid
Halit	NaCl	Halide
Calcit	CaCO ₃	Karbonat
Dawsonit	NaAl(CO ₃)(OH) ₂	Karbonat
Dolomit	CaMg(CO ₃) ₂	Karbonat
Magnesit	MgCO ₃	Karbonat
Siderit	Fe ²⁺ CO ₃	Karbonat
Quarz	SiO ₂	Silikat
Anhydrit	CaSO ₄	Sulfat

Kurzfassung

Die großskalige Speicherung von Wasserstoff in UGS ist ein zentraler Baustein, um die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien mit der industriellen und saisonalen Nachfrage zu synchronisieren. UGS bieten durch bewährte Technologien, große Speicherkapazitäten und hohe Ein- und Ausspeiseraten eine geeignete Grundlage für H₂-Energiespeicher auf Systemebene.

Wasserstoff unterliegt entlang der Kette Erzeugung, Transport und Speicherung **Veränderungen**, muss aber am Ende die qualitativen Anforderungen der verschiedenen Verbraucher erfüllen. Für den systematischen, bedarfsgerechten und zugleich wirtschaftlichen Aufbau der Wasserstoff-Wertschöpfungskette ist die Kenntnis möglicher Qualitätsveränderungen in Speichern entscheidend.

Es existieren national und international **Regelungen**, die die Anforderungen an die H₂-Qualität definieren. Die Beschaffenheit von Wasserstoff ist für Deutschland in der DVGW-Richtlinie G 260 mit der Definition der 5. Gasfamilie geregelt.

Es ist festzuhalten, dass **zwischen der H₂-Infrastruktur** – einschließlich der **Speicher** – und der **Wasserstoffqualität** eine **Wechselwirkung** besteht. Einerseits können Infrastruktur und Speicher zu Veränderungen der Wasserstoffreinheit führen, andererseits kann die Zusammensetzung des Wasserstoffs selbst Einfluss auf Speicher und Anlagenteile nehmen. Dies betrifft sowohl Inhalts- als auch Begleitstoffe des Wasserstoffs.

Kavernenspeicher stellen den **Stand der Technik** bezüglich der unterirdischen Speicherung von Wasserstoff dar. Neu gesolte Kavernen sind frei von Resterdgas. Bei umgestellten Kavernen von Erdgas zu Wasserstoff ist dies nicht der Fall. Mit der Verdrängung des Erdgases mit Sole oder Frischwasser steht den Kavernenbetreibern eine Vorgehensweise zur Verfügung, mittels derer in der Regel auch in umgestellten Kavernen Wasserstoff hoher Qualität gespeichert werden kann – in Abhängigkeit von der Kavernengeometrie und Hintersolungen. Die heutige Qualitäts-Definition der Gruppe A (DVGW G260) mit 98 % Gesamtreinheit bietet die Möglichkeit, neue Kavernen und umgestellte Erdgaskavernen ohne größere technische Hürden einzusetzen und somit den Markthochlauf zu unterstützen.

In der Restsole von **Kavernen** können **mikrobiologische Prozesse** ablaufen. Dies kann dazu führen, dass neben der stets erforderlichen Trocknung des Wasserstoffs Entschwefelungsanlagen notwendig werden, sofern die Grenzwerte für Schwefel bzw. Schwefelderivate überschritten werden.

Die Umstellung von Kavernen aus der Speicherung von **flüssigen Kohlenwasserstoffen** (Rohöl, Diesel) ist aufwändiger gegenüber Erdgaskavernen. Eine Nachsolung, falls möglich, verringert in diesen Fällen den Restgehalt an Kohlenwasserstoffen. Dennoch kann sich der H₂ in diesen Kavernen mit Kohlenwasserstoffen sättigen, was in der OTA bzw. im Netz zu Kondensation dieser Kohlenwasserstoffe führt. Enthält die gespeicherte Flüssigkeit Anteile kurzkettiger Kohlenwasserstoffe, dies ist beim Rohöl im Vergleich zum Diesel der Fall, ist die **erforderliche Aufreinigung aufwändiger**, da diese Verbindungen im Wasserstoff relevante Konzentrationen erreichen können und aufgrund ihrer Kondensierbarkeit bereits bei geringen Stoffmengen betriebliche Probleme verursachen.

Durch den Einsatz von **Kohlenwasserstoff-Blankets** im Solprozess von Kavernen können nach der Solung nicht vollständig ausgelagerte Blanket-Reste den Wasserstoff verunreinigen. Handelt es sich um hochsiedende Verbindungen, ist die Konzentration dieser Kohlenwasserstoffe im Wasserstoff bis zu deren Austrag sehr gering und liegt im unteren ppm-Bereich. Wurde Rohöl als Blanket eingesetzt, können sich vermehrt kurzkettige Kohlenwasserstoffe im Wasserstoff anreichern.

Derzeit laufende Projekte in Deutschland, die in den kommenden Jahren H₂-Speicherkapazität bereitstellen werden, konzentrieren sich auf Kavernenspeicher. Diese befinden sich überwiegend in Norddeutschland, wo geologisch geeignete Salzformationen vorliegen. Da jedoch auch in Süddeutschland erheblicher Speicherbedarf besteht, werden perspektivisch Porenspeicher (ausgeförderte Erdgaslagerstätten, saline Aquifere) eine notwendige Ergänzung darstellen.

Porenspeicher zeichnen sich durch die **Möglichkeit geochemischer Prozesse** und **stärkerer mikrobiologischer Aktivität** im Vergleich zu Kavernen aus. Geochemische Prozesse sind hinsichtlich der Veränderung der H₂-Qualität weniger relevant, da die chemischen Reaktionsbedingungen in UGS eher ungünstig sind. Mikrobiologische Prozesse können Veränderungen der Gaszusammensetzung hervorrufen, allerdings fehlt dazu noch Wissen. Trotz dieser offenen Fragen sind Porenspeicher für die zukünftige Wasserstoffspeicherung von zentraler Bedeutung, da sie ein deutlich größeres geologisches Gesamtpotenzial an Speichervolumen bieten als auch in Regionen liegen, in denen keine geeigneten Salzformationen verfügbar sind – insbesondere in Süden Deutschlands. Damit sind sie ein unverzichtbarer Bestandteil eines flächendeckenden und resilienten Wasserstoffspeichersystems.

Die Bildung von **Schwefelverbindungen und Methanbildung** sind in porösen Speicherstrukturen mikrobiologisch bedingt **immer zu erwarten**. Die Bedingungen, unter denen Mikroben Veränderungen herbeiführen, sind inzwischen gut untersucht. Hohe Salinität und auch Temperaturen bis 100 °C verhindern nicht mikrobiologische Aktivität. Unklar ist aktuell die Umsetzung des H₂ und die Methanbildungsrate im Speicher, wobei erste Ergebnisse auf Methankonzentrationen im Wasserstoff von 1 – 4 mol-% hinweisen. Bilanzierungen sind schwierig und standortabhängig, da neben Temperatur, pH-Wert und Salinität die lokale Verfügbarkeit bestimmter Ionen die mikrobiologische Aktivität bestimmt.

Neben der mikrobiologischen Methanbildung ist **bei umgestellten Porenspeichern** bzw. ehemaligen Erdgasfeldern die **Mischungsproblematik zu beachten**. In den Randbereichen des Speichers vermischt sich Wasserstoff mit Rest-Erdgas bzw. Kohlenwasserstoffen (einschließlich ggf. eingesetztem Kissengas). In Abhängigkeit von der Speicherstruktur, hier spielt der Anteil an Klüften hinein, sowie Fahrweise und z.B. der Anordnung der Bohrungen kann der Wasserstoffanteil sogar 60 % anfänglich unterschreiten. Gleichzeitig existieren Beispiele, bei denen H₂ aus ehemaligen Gasfeldern mit 98 % Reinheit rückgefördert werden konnte. Neue Aquiferspeicher hätten diese Vermischungsproblematik nicht, sofern Wasserstoff als Kissengas eingesetzt wird.

Die **Obertageanlagen** an Speichern können TEG und Verdichteröle in das Wasserstoff-Speichergas eintragen. Die Konzentrationen dieser Komponenten betragen thermodynamisch bedingt im Maximum rund 1 – 2 mg/m³ Wasserstoff.

Die Qualitätsveränderungen in den Speichern **schließen keinen der Speichertypen grundsätzlich von einer Nutzung zur Wasserstoffspeicherung aus**. Die Gasaufbereitung an Porenspeichern sowie an umgestellten ehemaligen Rohöl- oder Dieselspeichern kann und wird aufwändiger sein als an vielen neu gesolten oder von Erdgas umgestellten Kavernen. Höhere Anforderungen an die Gasreinigung führen dabei zu höheren Kosten. Bei der Entfernung von Methan oder Permanentgasen wie Stickstoff sind bei Einsatz der Druckwechseladsorption (PSA) Wasserstoffverluste zu erwarten. Dennoch existieren Technologien, um diese Verunreinigungen zu entfernen und jede gewünschte Wasserstoffqualität bereitzustellen.

Weiterer Forschungsbedarf existiert an einigen Punkten. Dies betrifft konkrete Aussagen zur Methan- und Schwefelbildungsraten sowie die druck- und temperaturabhängige Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen in Wasserstoff.

Stoffbilanzierung bzw. Modellierungen sind vor einer Speicherumstellung empfehlenswert. Damit können die standortspezifischen Aspekte berücksichtigt werden.

Executive Summary

Large-scale hydrogen storage in UGS is a key component in synchronizing the fluctuating generation of renewable energies with industrial and seasonal demand. Thanks to proven technologies, large storage capacities, and high injection and withdrawal rates, UGS offer a suitable basis for H₂ energy storage at the system level.

Hydrogen undergoes changes along the production, transport, and storage chain, but must ultimately meet the quality requirements of the various consumers. Knowledge of possible quality changes in storage facilities is crucial for the systematic, demand-oriented, and at the same time economical development of the hydrogen value chain.

There are national and international **regulations** that define the requirements for H₂ quality. In Germany, the properties of hydrogen are regulated in the DVGW guideline G 260 with the definition of the 5th gas family.

It should be noted that the H₂ infrastructure and thus also the storage facilities can lead to changes in hydrogen quality. This applies to both the contents and accompanying substances of hydrogen. The type and **extent of H₂ quality changes depend on the type of storage facility and the previous use** of the respective storage facility.

Cavern storage facilities represent the **state of the art** in underground hydrogen storage. Freshly brined caverns are free of residual gas. This is not the case for caverns that have been converted from natural gas to hydrogen storage. By displacing the natural gas with brine or fresh water, cavern operators have a method at their disposal that can generally be used to store high-quality hydrogen even in converted caverns – depending on the cavern geometry and undercuts. The current quality definition for Group A (DVGW G260) with 98% overall purity offers the possibility of using new caverns and converted natural gas caverns without major technical hurdles, thus supporting market ramp-up.

Microbiological processes can occur in the residual brine of **caverns**. This means that, in addition to the always necessary drying of the hydrogen, desulfurization plants may be required if the limit values for sulfur or sulfur derivatives are exceeded.

Converting caverns from storing **liquid hydrocarbons** (crude oil, diesel) is more complex than converting natural gas caverns. In these cases, post-leaching, if possible, reduces the residual hydrocarbon content. Nevertheless, the H₂ in these caverns can become saturated with hydrocarbons, which leads to condensation of these hydrocarbons in the surface facility or in the network. If the stored liquid contains short-chain hydrocarbons, which is the case with crude oil compared to diesel, the **necessary purification is more complex**, as these compounds can reach a proportion of > 2 mol% in the hydrogen.

Hydrocarbon blankets also contaminate hydrogen. In the case of high-boiling compounds, the concentration of these hydrocarbons in hydrogen is very low, in the lower ppm range. If crude oil has been used as a blanket, this is considered unfavorable in terms of the release of short-chain hydrocarbons.

Current projects in Germany that will provide H₂ storage capacity in the coming years are focusing on cavern storage. These are mainly located in northern Germany, where geologically suitable salt formations are available. However, as there is also considerable storage demand in southern Germany, porous storage (depleted natural gas reservoirs, saline aquifers) will be a necessary addition in the future.

Pore storage facilities are characterized by the **possibility of geochemical processes** and **stronger microbiological activity** compared to caverns. Geochemical processes are less relevant in terms of changes in H₂ quality, as the chemical reaction conditions in UGS are rather unfavorable. Microbiological processes can cause changes in gas composition, but there is still a lack of knowledge in this area. Despite these unanswered questions, pore storage facilities are of central importance for future hydrogen storage, as they offer a significantly greater overall geological storage volume potential and are also located in regions where no suitable salt formations are available – particularly in southern Germany. This makes them an indispensable component of a comprehensive and resilient hydrogen storage system.

The **formation of sulfur compounds and methane is always to be expected** in porous storage structures due to microbiological factors. The conditions under which microbes cause changes have now been well researched. High salinity and temperatures of up to 100 °C do not prevent microbiological activity. The conversion of H₂ and the rate of methane formation in the storage facility are currently unclear, although initial results indicate methane concentrations in hydrogen of 1–4 mol%. Balancing is difficult and location-dependent, as microbiological activity is determined not only by temperature, pH value, and salinity, but also by the local availability of certain ions.

In addition to microbiological methane formation, **the issue of mixing** must be taken into account in **converted pore storage facilities** or former natural gas fields. In the peripheral areas of the storage facility, hydrogen mixes with residual natural gas or hydrocarbons. Depending on the storage structure, the proportion of fractures, the operating mode, and, for example, the arrangement of the boreholes, the hydrogen content may initially be less than 60 %. At the same time, there are examples where H₂ with a purity of 98% has been recovered from former gas fields. New aquifer storage facilities would not have this mixing problem if hydrogen was used as cushion gas.

The **surface facilities** at storage sites can introduce TEG and compressor oils into the hydrogen. For thermodynamic reasons, the maximum concentrations of these components are around 1–2 mg/m³ hydrogen.

The changes in quality in the storage facilities **do not fundamentally exclude any of the storage types from being used for hydrogen storage**. Gas treatment in pore storage facilities and converted former crude oil or diesel caverns can be and will be more complex than in many newly leached caverns or caverns converted from natural gas. Higher gas purification requirements lead to higher costs. When removing methane or permanent gases such as nitrogen, hydrogen losses are to be expected when using pressure swing adsorption (PSA). Nevertheless, technologies exist to remove these impurities and provide any desired hydrogen quality.

Further research is needed in a number of areas. This concerns specific statements on methane and sulfur formation rates as well as the pressure- and temperature-dependent solubility of hydrocarbons in hydrogen.

Material balancing and modeling are recommended prior to a storage conversion. This allows site-specific aspects to be taken into account.

1 Ausgangssituation

1.1 Einleitung

Die großtechnische Speicherung von Energie gewinnt im Kontext der Energiewende und des Übergangs von fossilen zu grünen Energieträgern zunehmend an Bedeutung. Dabei gilt Wasserstoff aufgrund seiner flexiblen Einsetzbarkeit, der leichten Transportierbarkeit, der guten Speicherfähigkeit und der sauberen Verbrennung als entscheidendes Medium bei der Zwischenspeicherung klimafreundlicher erneuerbarer Energie. Neben der Stabilisierung des Stromnetzes, insbesondere durch wasserstofffähige Gaskraftwerke, spielt Wasserstoff eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung der Industrie sowie im Verkehrssektor, insbesondere bei schweren Nutzfahrzeugen sowie im Luft- und Schiffsverkehr. Auch überschüssiger erneuerbarer Strom kann effizient in Wasserstoff umgewandelt und langfristig gespeichert werden. Wasserstoff ist ein entscheidender Energieträger in Bezug auf erneuerbare Energien, ermöglicht dem Stromnetz eine entscheidende Flexibilität und trägt zur Dekarbonisierung von Sektoren mit hohem Energiebedarf bei. Da die künftige Wasserstoffversorgung sowohl auf inländischer Erzeugung aus erneuerbaren Energien als auch auf Importen beruhen wird, sind unterschiedliche Nutzungs- und Speichermuster zu erwarten. Entsprechend erfordert die zeitliche und räumliche Entkopplung zwischen Erzeugung, Import und Verbrauch erhebliche Ausgleichs- und Speicherkapazitäten, um Versorgungssicherheit und Systemstabilität zu gewährleisten [1].

Unterirdische Speicher stellen derzeit die technisch und wirtschaftlich am weitesten skalierbare Option für die großtechnische Wasserstoffspeicherung; daher soll die Speicherung von Wasserstoff zunehmend in Untergrundspeichern erfolgen, wobei die Beschaffenheit von Wasserstoff nach der DVGW-Richtlinie G 260 Gasfamilie 5 [2] geregelt ist und aktuell mindestens eine Reinheit von ≥ 98 mol-% (Gruppe A) bzw. $\geq 99,97$ mol-% (Gruppe D) erfordert. Diese Qualitätsstufen richten sich an unterschiedliche Abnehmergruppen: Während die Gruppe A mit ≥ 98 mol-% insbesondere für industrielle und gewerbliche Verbraucher sowie stationäre Anwendungen im Energiesektor vorgesehen ist, gilt die Gruppe D mit $\geq 99,97$ mol-% als Kraftstoffqualität nach DIN EN 17124 und ist damit primär für den Mobilitätssektor bestimmt. Derzeit wird zudem eine Anpassung der Gruppe A auf eine Reinheit von 99,x mol-% (bspw. 99,5 mol-%) diskutiert, wobei in der Fachdiskussion weitgehend Einigkeit darüber besteht, dass eine mögliche Anpassung vorrangig begleitstoffspezifisch erfolgen sollte und nicht allein über einen erhöhten Wasserstoffanteil definiert werden darf. Diese Zwischenqualität ist insbesondere für Industrieprozesse und stationäre Brennstoffzellen interessant, bei denen höhere Reinheiten als 98 mol-% erforderlich sind, ohne dass die volle Kraftstoffqualität gefordert wird. Auf europäischer Ebene finden sich ähnliche Diskussionen, wobei zusätzlich über eine individuelle Begrenzung spezifischer Begleitstoffe wie Methan, NM-Kohlenwasserstoffe, höherkettigen Kohlenwasserstoffen oder Stickstoff diskutiert wird [3].

Die deutsche Bundesregierung fokussiert in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) [4] die Nutzung von grünem Wasserstoff, um Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu gestalten. Gleichzeitig wird erwartet, dass CO₂-neutrale Wasserstoffe wie blauer oder türkiser Wasserstoff eine Rolle spielen und übergangsweise auch in Deutschland genutzt werden, u.a. im Rahmen internationaler Partnerschaften. Bereits bis zum Jahr 2030 soll eine Elektrolysekapazität von bis zu 5 GW aufgebaut werden, bis 2035 – spätestens jedoch bis 2040 – ist ein weiterer Ausbau um weitere 5 GW vorgesehen. Zur Infrastrukturentwicklung zählt bis 2027/2028 ein nationales Leitungsstartnetz

von > 1.800 km, welches durch neue und umgestellte Wasserstoffleitungen realisiert werden soll. Europaweit soll dieses Netz sogar auf etwa 4.500 km erweitert werden. Aktuelle Positionspapiere und Studien gehen von einem Wasserstoff-Speicherbedarf von etwa 2 bis 7 TWh im Jahr 2030 und bis 21 - 25 TWh im Jahr 2035 aus, um die Strukturierung zwischen Erzeugung und Bedarf sicherzustellen (siehe Kapitel 1.3.1).

Um eine solche Entwicklung gewährleisten zu können liefert diese Studie einen wichtigen Grundstein mit der Betrachtung der relevanten Komponenten und deren Konzentration beim Ein- und Ausspeicherprozess in Untertageanlagen (UTA) und Obertageanlagen (OTA), sowie mit dem Vergleich der daraus folgenden möglichen Aufbereitungsschritte und deren Gegenüberstellung mit Wasserstoffqualitätsstandards. Dabei wird die Nutzung aller relevanten Kategorien von Untertagespeichern betrachtet. Dazu gehören verschiedene Arten von Salzkavernen und Porenspeichern. Sauer gaslagerstätten sind kein Bestandteil dieser Studie. Weiterhin sind Berechnungen und Analysen auf Basis der vorliegenden Vielfalt von Speicherbedingungen in Deutschland und Europa ein wichtiger Bestandteil dieser Studie. Die Berechnungen wurden für repräsentative Beispielspeicher durchgeführt, unter Betrachtung der Ergebnisse in Abhängigkeit von Umschlagszeiten.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Schlüsselergeträger:** Wasserstoff als zentraler Energieträger der Energiewende – flexibel, speicherfähig, sauber [1]
- **Anwendungen:** Netzstabilisierung; Dekarbonisierung von Industrie und Verkehr; saisonale Langzeitspeicherung [1]
- **Herausforderung:** Schwankungen sowohl bei Produktion als auch Verbrauch → Bedarf an Ausgleichs- und Reservekapazitäten [1]
- **Untergundspeicherung und Qualität:** Speicherung in Salzkavernen und Porenspeichern; DVGW G 260: ≥ 98 mol-% (Gruppe A) bzw. $\geq 99,97$ mol-% (Gruppe D); diskutierte Anpassung der Reinheit von Gruppe A auf 99,x mol-% [2], [3]
- **Politischer Rahmen (NWS):** Klimaneutralität bis 2045; bis zu 5 GW Elektrolysekapazität bis 2030 (+ weitere 5 GW bis 2035); Leitungsstartnetz > 1.800 km bis 2027/2028, europaweit ca. 4.500 km; erwarteter Speicherbedarf ca. 2 – 7 TWh (2030) und 21 – 25 TWh (2035) zur Strukturierung zwischen Erzeugung und Verbrauch [4], [5]
- **Studienziel:** Untersuchung von Stoffeinträgen bei Ein- und Ausspeicherung von Wasserstoff; Abgleich mit Qualitätsstandards; Beispielberechnungen für repräsentative Speicher in Deutschland und Europa [1], [2], [3], [5]

1.2 Gegenüberstellung H₂-Speicherbedarf vs. aktuellem Speicherbestand

Die Energieversorgung in Deutschland wird derzeit maßgeblich durch Erdgasspeicher abgesichert. So wurden im Winter 2024/2025 bis zu 60 % des Gasbedarfs aus Speichern gedeckt. Im Zuge der Energiewende wird die Speicherung erneuerbarer Energien – insbesondere in untertägigen Speichern – zunehmend entscheidend, um die Versorgungssicherheit auch künftig gewährleisten zu können [6].

Die derzeitige Speicherinfrastruktur umfasst 44 Standorte zur untertägigen Speicherung von Erdgas, die insgesamt ca. 270 Salzkavernen und rund 50 Porenspeicher beinhalten. Darüber hinaus existieren 105 Kavernen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas (Abbildung 1). Die Gesamtspeicherkapazität der Erdgasspeicher beträgt etwa 248 TWh, wobei Niedersachsen mit über 130 TWh den größten Anteil stellt [7].

Die **Systementwicklungsstrategie (SES)** auf Basis der Langfristszenarien (LFS) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWE) definiert die Rolle von Wasserstoffspeichern als zentralen Bestandteil eines flexiblen und resilienten Energiesystems. Das Weißbuch Wasserstoffspeicher [8] fasst die langfristigen Speicherbedarfe für Deutschland zusammen und ordnet diese im Kontext der SES ein. Ergänzend konkretisiert die Studie „Market Assessment for Hydrogen Storage“ der Initiative Energien Speichern e.V. (INES) [9] die Ergebnisse und bildet gemeinsam mit dem Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) eine gemeinsame Grundlage für die Diskussion über den zukünftigen Wasserstoffspeichersektor in Deutschland (Abbildung 2).

Im Hinblick auf den langfristigen Wasserstoffspeicherbedarf zeigen diese verschiedenen Studien deutliche Unterschiede. Die vom BMWK entwickelten LFS gehen von einem moderaten Anstieg aus – beginnend mit rund 2 TWh im Jahr 2030, über 50 TWh im Jahr 2040, bis zu etwa 80 bis 100 TWh im Jahr 2045. Dabei liegt der Fokus auf einem kontinuierlichen Ausbau saisonaler Speicher zur Rückverstromung und für industrielle Anwendungen. Die Wasserstoffspeicherbedarfe unterscheiden sich in den beiden Orientierungsszenarien O45-Strom und O45-H₂ nur gering, da sich die jeweils höheren Bedarfe im Strom- bzw. Industriesektor gegenseitig ausgleichen [8].

Die Wasserstoffspeicherstudie der INES prognostiziert insbesondere in den frühen Jahrzehnten deutlich höhere Bedarfe: bereits 6 – 7 TWh im Jahr 2030, bis zu 25 TWh im Jahr 2035 und bis zu 43 TWh im Jahr 2045. Sie betont besonders die Bedeutung von Speichern zur Netzstabilisierung und für die Versorgungssicherheit in Extremsituationen [8], [9].

Das EWI betrachtet zwei Szenarien: ein konservatives „Startjahr“-Szenario mit kaum erkennbarem Bedarf 2030, aber einem Anstieg auf bis zu 21 TWh bis 2035, sowie ein „Extremwetter“-Szenario mit 37 bis 79 TWh Speicherbedarf im Jahr 2045. Dabei ist die obere Spanne durch Annahmen über kalte Dunkelflauten und systemische Risiken getrieben. Bis zum Jahr 2050 steigt der Speicherbedarf je nach Szenario auf bis zu 84 TWh. Damit bewegt sich das EWI zwischen den vorsichtigen INES-Mindestwerten und den ambitionierteren LFS-Zielen, berücksichtigt aber ausdrücklich auch witterungsbedingte Systemrisiken [8].

Die Studien zeigen **unterschiedliche Bedarfsentwicklungen** auf – von einem vorsichtigen Anstieg (EWI-Startjahr) bis zu einem aggressiven Ausbau (INES). Die LFS bewegen sich dazwischen, mit einem linearen Anstieg und einem robusten Ausbauziel für 2045. In allen Studien wird jedoch gezeigt, dass spätestens ab 2035 eine deutliche Zunahme an Wasserstoffspeicherbedarf zu erwarten ist, getrieben durch die Rückverstromung, die Versorgung der Industrie und den saisonalen Ausgleich [8].

Realisierungszeiten für die Umstellung auf Wasserstoffspeicherung variieren je nach Projektpfad und Speicherart erheblich (siehe Kapitel 1.3.4): Umrüstungen erfordern voraussichtlich 6 – 8 Jahre für einzelne Kavernen und die erforderlichen zusätzlichen Obertageanlagen, Neubauten 6 – 13 Jahre. Für die Bedarfsabschätzung sind daher frühzeitige Investitions- und Standortentscheidungen erforderlich. Zielqualitäten und Betriebsdrücke sollten früh festgelegt werden, da sie die Auslegung von Speicher-, Aufbereitungs- und Verdichteranlagen maßgeblich bestimmen [8], [10].

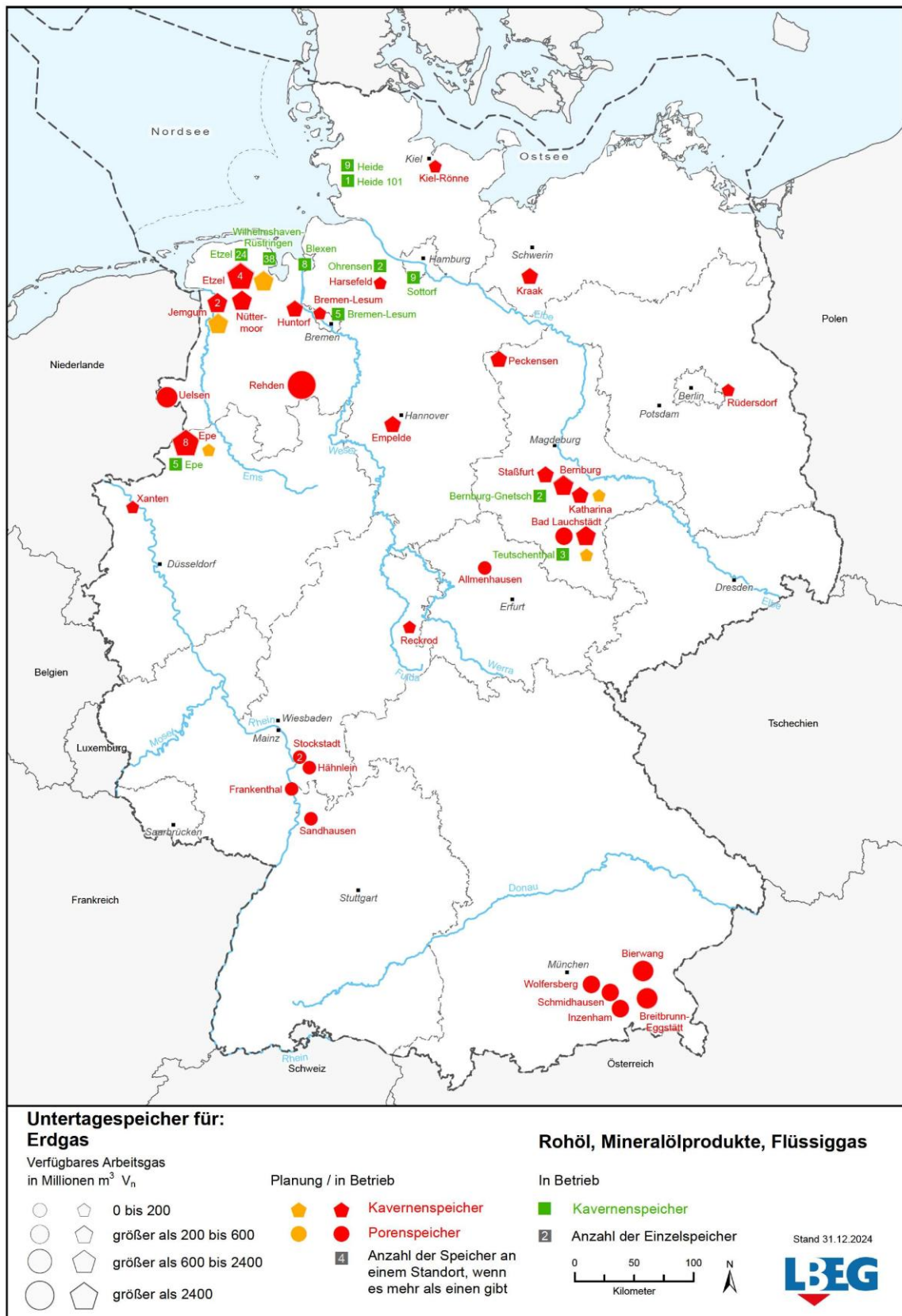


Abbildung 1: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas in Poren- und Kavernenspeichern in Deutschland [11]

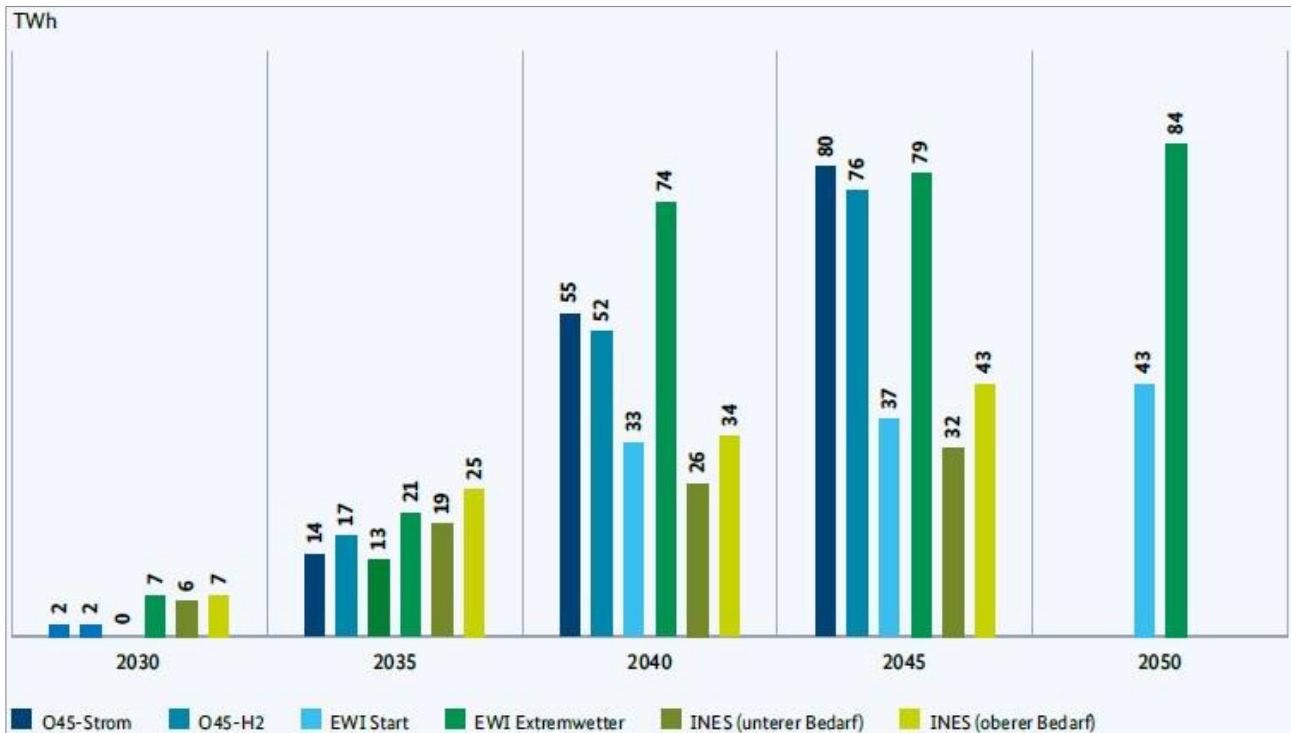


Abbildung 2: Erwartete Entwicklung des Wasserstoffspeicherbedarfs in Deutschland. Für die Orientierungsszenarien O45-Strom wird von direkter Stromnutzung, und für O45-H₂ von verstärkter Wasserstoffnutzung ausgegangen. Die SES wird durch die aktuellen Untersuchungen des EWI sowie durch die Ergebnisse der INES-Marktabfrage ergänzt, um ein umfassendes Marktbild zu liefern [8]

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Status der Energiespeicherung:** Primärenergieverbrauch in Deutschland weiterhin stark von fossilen Energieträgern geprägt; EE gewinnen an Bedeutung, leisten aber noch deutlich geringeren Beitrag [12], [13]
- **Speicherinfrastruktur (Stand 2024):** umfangreiche Erdgas-Untergrundspeicher und zusätzliche Öllager [7]
- **Relevanz und Studienbasis:** SES und Weißbuch Wasserstoffspeicher als Orientierungsrahmen; ergänzt/validiert durch INES und EWI-Studien [8]
- **LFS Speicherbedarf H₂:** SES auf Basis der LFS (BMWK) sowie Analysen von INES und EWI zeigen ab 2030 deutlich steigenden Bedarf für saisonale Stromspeicherung, Industrieversorgung und Netzstabilisierung [8]
- **Gemeinsame Erkenntnisse der Studien:** Ab etwa 2035 deutlicher Anstieg des H₂-Speicherbedarfs durch Rückverstromung, Industrieversorgung und saisonalen Ausgleich [8]
- **Projektlaufzeiten und Investitionsbedarf:** Realisierungszeiten von 6 – 13 Jahren; frühe Standortentscheidungen sowie Festlegung von Zielqualitäten und Betriebsdrücken erforderlich [8], [10]

1.3 Ausgangslage in Deutschland und Europa - Darstellung des aktuellen Stands der Diskussionen bzgl. verschiedener H₂-Qualitäten

1.3.1 Europäische Ausgangslage der Wasserstoffspeicherung

Der Aufbau von Wasserstoffspeichern in Deutschland ist eng mit den Entwicklungen auf europäischer Ebene verknüpft. Aufgrund der engen Verflechtung der europäischen Energieversorgung besteht ein erheblicher Bedarf, auch in den Nachbarländern entsprechende Speicherkapazitäten auszubauen, um Versorgungssicherheit und Resilienz zu gewährleisten [10]. Laut aktuellen Szenarien wird der Wasserstoffspeicherbedarf in Europa bis 2045 auf etwa 220 bis 240 TWh ansteigen, wobei Deutschland rund $\frac{1}{4}$ bis $\frac{1}{3}$ dieses Bedarfs tragen wird [8].

Europa verfügt über bedeutende geologische Potenziale für unterirdische Speicher. Geeignete Regionen für Kavernenspeicher liegen in Nord-Deutschland, den Niederlanden, Frankreich, Großbritannien, Polen, Dänemark, Norwegen, auf der iberischen Halbinsel und in Südost-Europa (Abbildung 3). Die Nutzung von Kavernenspeichern in und unter der Nordsee sind aufgrund der hohen Anforderungen an die Infrastruktur bisher nicht praktikabel. Darüber hinaus bestehen Porenspeicherpotenziale in Süd-Deutschland, Österreich und anderen europäischen Nachbarländern (Abbildung 4) Ihre Erschließung wird in einer Studie der dena [10] als langfristige Option beschrieben, deren technische Nutzbarkeit aktuell noch eingeschränkt ist und deren Potenziale daher in weiteren Untersuchungen präzisiert werden müssen.

Die Europäische Kommission hat bereits 2020 mit der Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa sowie dem Programm REPowerEU zur Reduzierung der Abhängigkeit russischer fossiler Energieträger zentrale Leitplanken gesetzt. Bis 2030 sollen innerhalb der Europäischen Union jährlich jeweils 10 Mio. t grüner Wasserstoff produziert und weitere 10 Mio. t importiert werden. Zur Erreichung dieser Ziele wird der Aufbau grenzüberschreitender Speicherinfrastrukturen als essenziell betrachtet – insbesondere um saisonale Schwankungen innerhalb Europas zu kompensieren. So könnten Länder mit hohem Potenzial für erneuerbare Energien (Solarenergie und Offshore-Wind) Speicher bereitstellen, während andere Länder, wie Deutschland, vom Zugang profitieren [8].

Ein transeuropäisches Wasserstoffnetz befindet sich im Aufbau, wobei Deutschland mit dem geplanten Wasserstoff-Kernnetz eine zentrale Rolle übernimmt. Es soll perspektivisch an das European Hydrogen Backbone angebunden werden, um unter anderem Importe aus Nordafrika oder der Nordsee zu ermöglichen. Wichtige Hafenstandorte wie Rotterdam, Hamburg oder Wilhelmshaven sollen als Importdrehscheiben für wasserstoffbasierte Energieträger fungieren [8].

Im Rahmen einer Leitstudie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zur Klimaneutralität [14] erstellte Szenarioanalysen der LFS stellen zwar keine Prognose der zukünftigen Importstruktur dar, bieten jedoch Einblicke in die Wechselwirkungen zwischen den Energiesystemen der Nachbarländer, dem Wasserstoffimport sowie dem Speicherbedarf in Deutschland und Europa. Die Entwicklung dieser Analysen hängt stark von den politischen Entscheidungen in den jeweiligen Staaten ab. Vor diesem Hintergrund zeigen die Modellszenarien, dass Länder wie Dänemark, Frankreich und Polen künftig als Netto-Exporteure von Wasserstoff auftreten und zur Stabilisierung ihrer Exporte ebenfalls eigene Speicher benötigen. In einem Alternativszenario ohne europäische Speicher müssten saisonale Schwankungen ausschließlich über außereuropäische Importe ausgeglichen werden – ein technisch und logistisch kaum realisierbares Szenario.

Darüber hinaus wird auf europäischer Ebene ein einheitlicher regulatorischer Rahmen angestrebt, der einen grenzüberschreitenden Zugang zu Speichern und eine integrierte Marktstruktur ermöglichen soll. Ein dezentraler europäischer Speicherverbund würde nicht nur die Versorgungssicherheit erhöhen, sondern auch langfristig Kosten senken und neue wirtschaftliche Potenziale schaffen – was Europa strategische Vorteile im globalen Wettbewerb verschaffen könnte [8].

Die Voraussetzung für die Integration von Wasserstoff in die bestehende Gasinfrastruktur – und damit auch für den Aufbau zukünftiger Speicherstrukturen – ist ein zügiger Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft [8]. In der Hochlaufphase sollte neben grünem auch anderer CO₂-armer Wasserstoff (z.B. blauer oder türkiser Wasserstoff) berücksichtigt werden, um die Versorgungssicherheit und Systemflexibilität zu gewährleisten [14].

Der europäische Markthochlauf verläuft bislang deutlich langsamer als vorgesehen. Bis 2030 sind 40 GW Elektrolysekapazität und ein Wasserstoffverbrauch von 20 Mio. t geplant, jeweils zur Hälfte aus europäischer Erzeugung und aus Importen. Tatsächlich lag die installierte Leistung im Jahr 2023 erst bei rund 0,5 % des Zielwertes, während der Wasserstoffverbrauch überwiegend fossil geprägt war [15].

Als zentrale Handlungsfelder für die Erreichung der Ziele gelten ein offener technologischer Ansatz (einschließlich CO₂-armer Produktionspfade), der beschleunigte Ausbau grenzüberschreitender Infrastrukturen und Speicher, marktbasierte Förderinstrumente sowie ein einheitlicher europäischer Zertifizierungsrahmen [15]. Diese Voraussetzungen sind auch für Speicherbetreiber relevant, da Planungssicherheit, Netzanbindung und wirtschaftlich tragfähige Wasserstoffquellen entscheidend für die Entwicklung von Untergrundspeichern sind [8]. Gleichzeitig zeigt sich bereits heute, dass die für 2030 formulierten Ziele für unterirdische Wasserstoffspeicher angesichts des aktuellen Projektstands und der langen Entwicklungszeiten voraussichtlich nicht erreicht werden können.

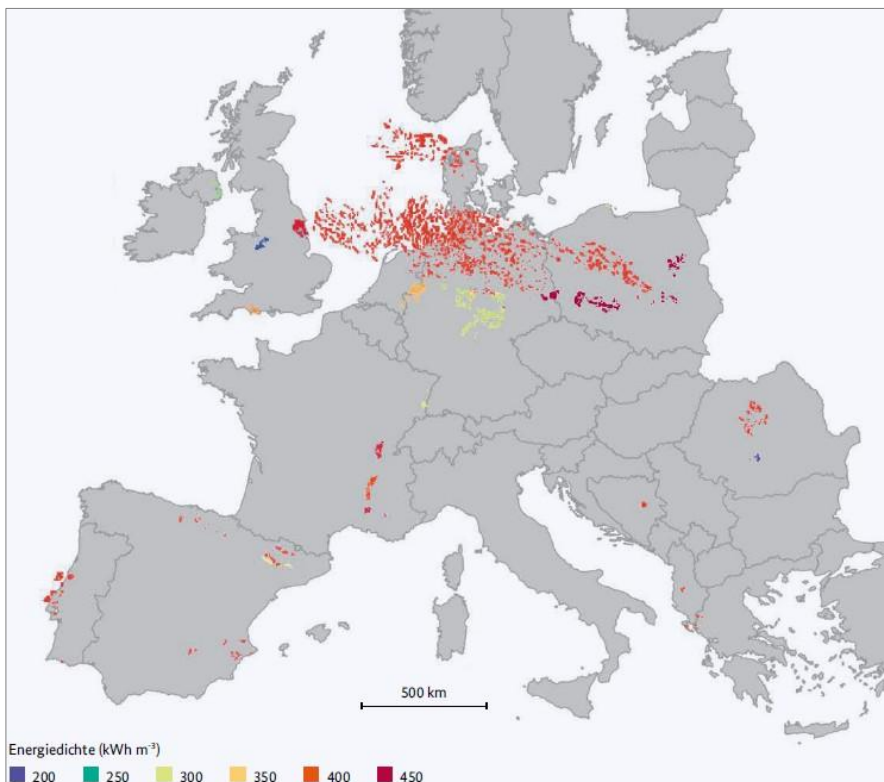


Abbildung 3: Potenzielle Standorte für Salzkavernen in Europa. Die entsprechenden Energiedichten von H₂ sind farblich markiert [16]

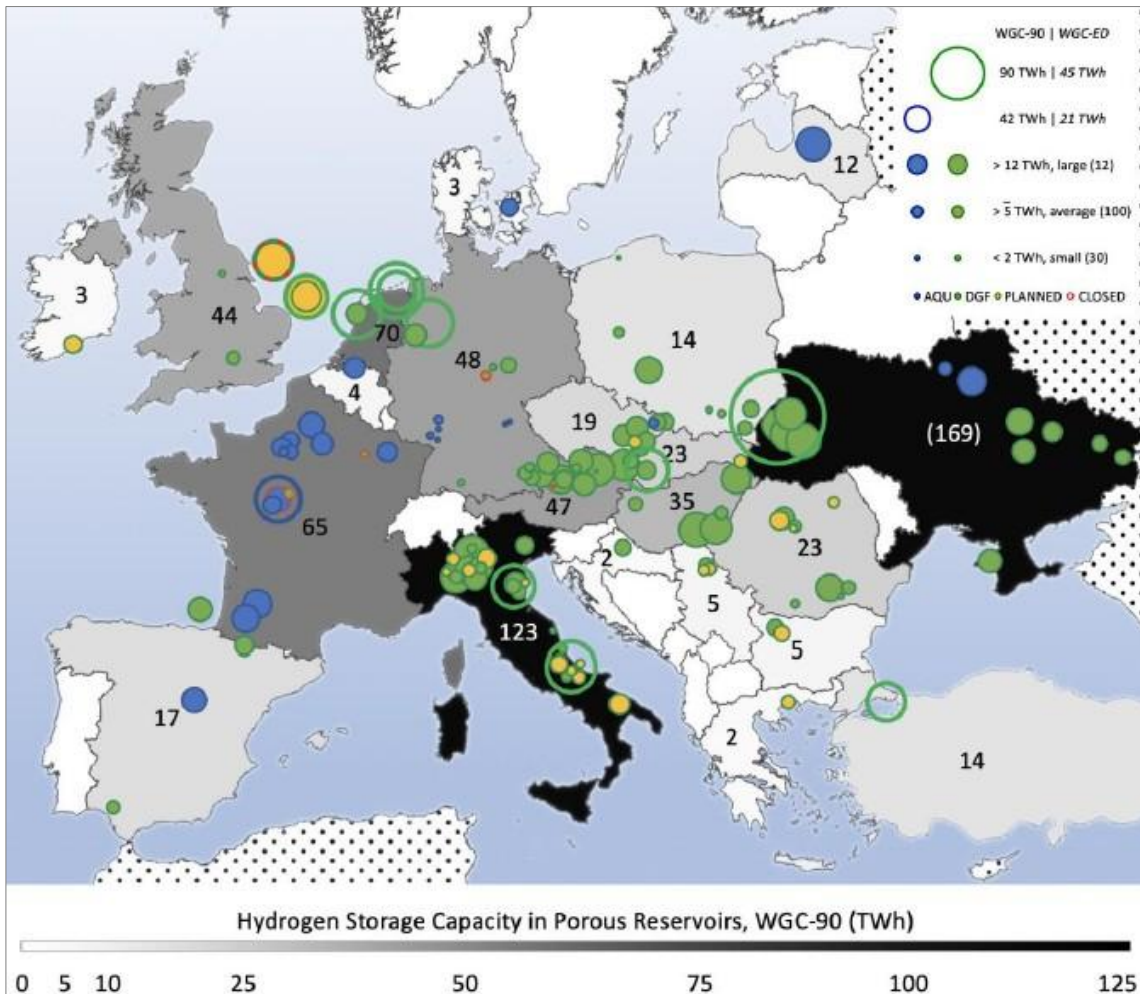


Abbildung 4: Speicherkapazitäten für Wasserstoff in Porenspeichern in Europa [17]

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Ausbau in Nachbarländern:** Notwendig für Versorgungssicherheit und Resilienz [10]
- **Europäischer H₂-Speicherbedarf 2045:** Anstieg auf ca. 220 – 240 TWh in Europa; Deutschland trägt davon etwa 25 – 30 % Anteil [8], vgl. MAHS-Studie (2025) für Deutschland [9]
- **Geologisches Potenzial:** Kavernen- und Porenspeicher in mehreren europäischen Regionen; Nutzbarkeit von Porenspeichern derzeit technisch eingeschränkt [10]
- **EU-Ziele:** Bis 2030 je 10 Mio. t H₂-Produktion und -Import; Ausbau grenzüberschreitender Speicher zentral für saisonale Versorgungssicherung [8]
- **Transeuropäisches Wasserstoffnetz:** Geplante Anbindung des deutschen Kernnetzes an European Hydrogen Backbone [8]
- **Szenarioanalysen:** Künftiger Speicherbedarf abhängig von politischen Entscheidungen und Energiesystem-Importen [14]
- **Regulatorik:** EU-weite Harmonisierung für grenzüberschreitenden Speicherzugang erforderlich [8]
- **Markthochlauf:** EU liegt hinter den Zielvorgaben zurück; technologieoffener Ansatz einschließlich CO₂-armer H₂-Farben notwendig [8], [14], [15]

1.3.2 Regionale Ausgangslage der Wasserstoffspeicherung in Deutschland

Die Verteilung potenzieller Wasserstoffspeicher in Deutschland ist stark durch geologische Rahmenbedingungen geprägt und lässt sich im Wesentlichen in Regionen mit Salzkavernenpotenzial und solche mit Porenspeicherpotenzial unterteilen [6], [8]:

Die **norddeutschen Küstenregionen** verfügen über ein ausgeprägtes Vorkommen an Salzkavernen, insbesondere in Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Diese Regionen sind besonders gut für die großskalige Wasserstoffspeicherung geeignet und profitieren von der Nähe zu Offshore-Windparks sowie von Anlandepunkten für Wasserstoffimporte, bspw. in Wilhelmshaven oder Brunsbüttel, sowie von vergleichsweise einfach skalierbarer Solungslogistik. Der Norden wird damit zur Schlüsselregion für Produktion, Import und Speicherung von Wasserstoff. Die Pufferung und Verstetigung von Wasserstoffimporten kann durch den Ausbau der Wasserstoffspeicher in Norddeutschland ermöglicht werden.

Im **westdeutschen Raum**, vor allem in Nordrhein-Westfalen, verbindet sich ein hohes industrielles Nachfragepotenzial mit strategischen Infrastrukturlagen. Bedeutende Kavernenspeicherstandorte sind hier vorhanden (z.B. Gronau-Epe und Xanten). Möglichkeiten für Porenspeicher sind hingegen – zumindest in Nordrhein-Westfalen – nur in geringem Umfang vorhanden. Darüber hinaus trägt die Nähe zu zentralen Knotenpunkten des Höchstspannungs- und HGÜ-Netzes (Lingen, Osterath, Wesel) mit Potenzial für Elektrolyse-Ansiedlungen im industriellen Umfeld zur Standortrelevanz der Region bei. Die Nähe zu den Benelux-Staaten und die Einbindung in das europäische Pipeline- und Logistiknetz machen Westdeutschland zudem zu einem wichtigen Knotenpunkt im künftigen Wasserstoffsystem.

Mitteldeutschland (z. B. Sachsen-Anhalt und Thüringen) weist neben den bekannten Salzstrukturen für Kavernen auch Potenziale für die Nutzung von Porenspeichern auf. In dieser Region laufen Untersuchungen und Pilotprojekte zur Erforschung und Erprobung der Wasserstoffspeicherung. Dies betrifft einzelne Kavernen, aber auch ehemalige Erdgaslagerstätten. Die Nähe zu industriellen Großverbrauchern – etwa in der chemischen Industrie – sowie bestehende Infrastrukturen unterstützen die Weiterentwicklung dieser Speicheroptionen.

Süddeutschland beherbergt große Potenziale an Porenspeichern, deren Nutzbarmachung für die Wasserstoffspeicherung noch weiter erforscht werden muss. Daher ist die Region zunächst stark auf den Import von Wasserstoff aus Norddeutschland oder dem europäischen Ausland angewiesen und erfordert einen zügigen Ausbau der überregionalen Transportinfrastruktur. Auch aus geographischer Sicht sind insbesondere Porenspeicher in dieser Region ein essenzieller Bestandteil einer gesamtdeutschen Wasserstoffinfrastruktur. Um die erheblichen Bedarfe der Industrie zu decken sind Porenspeicher langfristig zwingend erforderlich; daher ist es absolut notwendig, die Umstellung von Porenspeichern auf die Wasserstoffspeicherung umzusetzen. Ergänzend können kurzfristige Speichertechnologien wie Drucktanks zur Abfederung von Schwankungen beitragen, jedoch nicht die großvolumige saisonale Speicherung ersetzen.

Diese differenzierte Ausgangslage verdeutlicht, dass der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffspeicherinfrastruktur in Deutschland regionalspezifische Ansätze erfordert, die geologische Voraussetzungen, industrielle Nachfrage und bestehende Infrastruktur gleichermaßen berücksichtigen.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Norddeutschland:** Große Kavernenpotenziale; Nähe zu Offshore-Windparks und Importhäfen – Schlüsselregion für Produktion, Import und Ausbau der Wasserstoffspeicherung [8]
- **Westdeutschland:** Industrielles Nachfragezentrum mit bedeutenden Kavernenfeldern, wenig Porenspeicher; Häufung geplanter Elektrolyse-Standorte; gute Anbindung an Benelux-Staaten und europäisches Pipeline-/ Logistiknetz [8]
- **Mitteldeutschland:** Kavernen- und Porenspeicherpotenziale; Pilotprojekte nahe Chemieindustrie und bestehender Infrastruktur [8]
- **Süddeutschland:** Porenspeicher zwingend erforderlich; Drucktanks nur Ergänzung; hoher Importbedarf [8]
- **Deutschland gesamt:** Speicherinfrastruktur erfordert regionalspezifische Entwicklung [8]

1.3.3 Diskussionen bzgl. verschiedener H₂-Qualitäten

Im Zuge der Energiewende und dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 nimmt Wasserstoff eine Schlüsselrolle als vielseitig einsetzbarer Energieträger ein. Dabei rückt zunehmend nicht nur die Verfügbarkeit von Wasserstoff, sondern auch dessen Qualität in den Mittelpunkt der Diskussion. Je nach Anwendung – sei es in der Industrie, im Verkehrssektor, in der Gebäudeenergieversorgung oder bei Power-to-X-Prozessen (PtX) – werden unterschiedliche Reinheitsanforderungen an den Wasserstoff gestellt, welche durch die DVGW-Norm G 260 in der Gasfamilie 5 geregelt sind. Diese reichen von einer Reinheit von ≥ 98 mol-% (Gruppe A) für weniger sensible Nutzungen bis hin zu $\geq 99,97$ mol-% (Gruppe D) für hochsensible Anwendungen wie Brennstoffzellen und chemisch-katalytische Prozesse [2]. In einer Studie der dena zum Aufbau und der Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland [10] wird für letztere Anwendungen eine notwendige Reinheit von $> 99,999$ mol-% angegeben. Solche Reinheitsgrade erfordern bei Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur zusätzliche Aufbereitungsschritte. Alternativ werden z.B. Elektrolyseanlagen direkt beim Verbraucher aufgestellt und die bestehende Infrastruktur damit umgangen. An welchem Punkt der Wertschöpfungskette sich entsprechende Aufbereitungsanlagen aus techno-ökonomischer Sicht befinden sollten, wird gerade im Projekt H2Optimum des DVGW untersucht.

Die daraus resultierenden Anforderungen betreffen alle Glieder der Wasserstoffwertschöpfungskette, insbesondere aber die Speicherung in Unterspeichern. Speicherbetreiber stehen vor der Herausforderung, eine technisch wie wirtschaftlich tragfähige Lösung zur Sicherstellung der jeweils benötigten Wasserstoffqualität zu entwickeln. Während die prinzipielle Eignung von Kavernen zur H₂-Speicherung außer Frage steht, können in porösen Speicherstrukturen stärkere Qualitätsveränderungen eintreten – etwa durch geochemische Reaktionen mit dem umgebenden Gestein, mikrobiologische Prozesse oder die Vermischung mit Restgasen, die im jeweiligen Kontext bewertet und untersucht werden müssen. Diese können die Qualität des Wasserstoffs beeinflussen und machen teilweise aufwendige Gasaufbereitungsverfahren notwendig.

In Tabelle 1 sind die Anforderungen an den auszuspeichernden Wasserstoff dargestellt und auf die aktuellen Diskussionen hingewiesen. Dabei ist zwischen 2 Gruppen an Verunreinigungen zu unterscheiden:

1. Gase, die die H₂-Konzentrationen auf 100 % ergänzen (Stickstoff (N₂), Methan (CH₄), Kohlenstoffdioxid (CO₂), Helium (He)), z. T. bezeichnet als „Nicht-Wasserstoff-Gase“. Diese sind v.a. aus quantitativer Sicht relevant, da sie den Wasserstoffgehalt verringern, jedoch nicht schon in Spuren unmittelbar schädlich wirken.
2. Spurenkomponenten. Damit sind Schwefelverbindungen, Kohlenwasserstoffe (hier ab Ethan C₂), Wasser (H₂O) oder Sauerstoff (O₂) gemeint. Diese Stoffe können bereits in kleinsten Konzentrationen nachteilig sein – sei es für Brennstoffzellen, für Transport- und Speicherinfrastrukturen oder für nachfolgende industrielle Prozesse.

Tabelle 1: Grenzwerte bezüglich der Wasserstoffqualität [2], [3], [18], [19], [20]

Parameter	DVGW G 260 H ₂ , Gruppe A	DVGW G 260 H ₂ , Gruppe D	In Diskussion in NL ^[20]	DIN EN/TS 17977
Wasserstoff	≥ 98 mol-%	≥ 99,97 mol-%	≥ 99,5 mol-%	≥ 98 mol-%
Nicht H₂-Gase		300 µmol/mol	< 0,5 mol-%	
Wasser (H₂O)	200 bzw. 50 mg/m ³	5 µmol/mol	ca. 50 mg/m ³	200 bzw. 50 mg/m ³
Nicht-Methan- Kohlenwasserstoffe	-	2 µmol/mol	< 0,5 mol-% incl. CH ₄	≤ 2 mol-% inkl. CH ₄
Methan (CH₄)		100 µmol/mol	< 0,5 mol-%	
Sauerstoff (O₂)	0,001 mol-% 1 mol-%	5 µmol/mol	< 10 µmol/mol	0,001 mol-% 1 mol-%
Helium (He)		300 µmol/mol	< 0,5 mol-%	≤ 2 mol-%
Stickstoff (N₂)		300 µmol/mol		
Argon (Ar)		300 µmol/mol		
Kohlenstoffdioxid (CO₂)	2 mol-%	2 µmol/mol	< 10 µmol/mol	< 20 µmol/mol
Kohlenstoffmono- oxid (CO)	0,1 mol-%	0,2 µmol/mol	< 20 µmol/mol	< 20 µmol/mol
Gesamt-Schwefel	10 mg/m ³ (mit Odorierung)	0,004 µmol/mol	3 µmol/mol	7 µmol/mol

Einige der Komponenten sind für Speicherbetreiber nicht relevant, da sie nicht in über die Speicherstruktur oder die Obertageanlage eingetragen werden. Dies betrifft Helium, Argon, CO (mikrobiologische Bildung wird nicht gesehen) oder Ammoniak sowie Formaldehyd und Methansäure.

- Die **Gruppe A der DVGW-Norm G260** [2] beschreibt eine Wasserstoffqualität, die insbesondere für Verbrennungsprozesse geeignet ist. Aus Sicht der Transport- und Speicherinfrastruktur gilt diese Qualität grundsätzlich als erreichbar. Für Porenspeicher – insbesondere ehemalige Erdgaslagerstätten - sowie Crude-Oil-Kavernen stellt die

Einhaltung dieser Anforderung jedoch eine größere Herausforderung dar, da Restgase wie Methan nur schwer vollständig entfernbar sind. Zu beachten ist auch, dass zusammensetzungsbedingte Schwankungen innerhalb der Qualitätsgrenzen von Anwendern auch im Verbrennungssektor kritisch bewertet werden und deshalb einige Verbrennungsprozesse die zulässige Bandbreite und Variabilität der Gruppe A entsprechend der aktuellen Formulierung nicht vertragen (Beispiel Gasturbinen).

- Die **Gruppe D der DVGW-Norm G260** [2], [21] definiert die höchste Qualitätsanforderung für Wasserstoff, insbesondere für Brennstoffzellen und Anwendungen im Mobilitätssektor.
- Die **DIN CEN/TS 17977** [19] vom Juni 2024 (Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas - Wasserstoff zur Nutzung in umgestellten Gassystemen) ist für Netzbetreiber entwickelt worden und erlaubt 2 mol-% Fremdgas. Schwefel ist geringfügig zulässig (7 ppm), begrenzt werden insbesondere Sauerstoff und CO₂ (20 ppm).
- Aus den **Niederlanden** kommt die Initiative zu einer 99,5 mol-% Qualität ("mittlere Qualität") [20]. Es wurde der zulässige Anteil an Fremdgasen auf 0,5 mol-% reduziert. Zulässig sind geringe Schwefelgehalte von 3 ppm und auch höhere Kohlenwasserstoffe wie Butan, Pentan etc. bis 0,5 mol-%. Sauerstoff und CO₂ sind ebenfalls eng begrenzt. Die Diskussion basiert dort allerdings auf neugesolten Kavernenspeichern, wodurch sich die Rahmenbedingungen von den in Deutschland betrachteten umgewidmeten Erdgas-Speichern unterscheiden.

Der Gedanke der mittleren Qualität basierte auf der Betrachtung der Aufbereitungskosten und der Betrachtung der möglichen Einspeisequalitäten. Jede der momentan diskutierten H₂-Quellen (Elektrolyse, Dampfreforming, Ammoniak etc.) benötigt ausnahmslos eine Aufbereitung. Die typischerweise eingesetzten Aufbereitungsverfahren sind in jedem Fall in der Lage, diese mittlere und ggf. auch höhere Qualität zu liefern. Anzumerken ist, dass die Diskussion in den Niederlanden momentan auf neugesolten Kavernenspeichern basiert und damit andere Rahmenbedingungen als in Deutschland berücksichtigt. Aktuelle Gespräche mit der Gasunie zeigen aber, dass nur anfänglich ausschließlich neu gesolte Kavernen zum Einsatz kommen. Später beziehen die Planungen auch umgestellte Erdgaskavernen für die H₂-Speicherung ein¹.

Auch im europäischen Raum werden diese Qualitäten diskutiert, die Meinungsbildung läuft. Die Interessengruppen der Speicherbetreiber und Netzbetreiber aus Mittel- und Südeuropa befürworten momentan eine Mindestwasserstoffqualität von 98 mol-%, wie Gespräche mit diesen zeigen. Es wird mit den Kosten der Aufbereitung an Speichern (betriebliche und infrastrukturelle Herausforderungen) bzw. dem Zustand der Transportnetze gegen eine höhere Qualitätsanforderung argumentiert. Momentan ist nicht absehbar, wie die unterschiedlichen Standpunkte über eine europäische Normung vereint werden können.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Reinheitsanforderungen:** Gruppe A ≥ 98 mol-% für Verbrennungsprozesse, in Kavernen erreichbar; in Porenspeichern teils problematisch; Gruppe D ≥ 99,97 mol-% erforderlich für Brennstoffzellen und chemisch-katalytische Nutzung; für besonders sensible chemische Prozesse werden Reinheiten > 99,999 mol-% diskutiert [2], [10], [17], [22]

¹ Aussage Gasunie NL 18.09.2025 auf Tagung der Chemiker und Ingenieure des Gasfaches, Groningen

- **Qualitätsverluste und Risiken:** Möglich sind Verluste von > 1 % durch Transport und Speicherung; Risiken bestehen durch Wasserdampf, geochemische Reaktionen, Mikroben und Reststoffe
- **Normen und Initiativen:** DIN CEN/TS 17977 (2024) [19] erlaubt bis 2 mol-% Fremdgas bei definierten O₂- und CO₂-Grenzen; in Niederlande wird mittlere Qualität von 99,5 mol-% mit max. 0,5 mol-% Fremdgasen für neugesolte Kavernen diskutiert
- **Europäische Diskussion:** Befürwortung von 98 mol-% Mindestqualität in Mittel- und Süd-Europa; einheitliche EU-Norm fehlt; Debatten über Aufbereitungskosten und Netzqualität laufen [20]

1.3.4 Grobe Darstellung der Zeitschiene für die Umstellung auf Wasserstoffspeicherung

Im Rahmen der aktuellen Diskussion wird davon ausgegangen, dass der **Aufbau** eines gesamtdeutschen Wasserstoffnetzes einschließlich der Speicherinfrastruktur **schrittweise** erfolgt. Für das Zieljahr 2045 wird in der dena-Leitstudie [14] ein jährlicher Wasserstoffbedarf von etwa 515 TWh prognostiziert, wobei in der Übergangsphase bis dahin eine priorisierte Nutzung in industriellen Großanwendungen erwartet wird. Diese Anwendungen stellen vergleichsweise geringe Anforderungen an die Wasserstoffreinheit (DVGW-Norm G260 Gruppe A), was einen früheren Einstieg in die Wasserstoffspeicherung systematisch erleichtert. Für einzelne Speicher bedeutet dies jedoch, dass eine klare Festlegung auf eine bestimmte Qualitätsstufe erforderlich ist, da bestehende Kessengase nicht ohne Weiteres angepasst werden können.

Gleichzeitig zeichnet sich ab, dass spätestens in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre auch Anwendungen mit **hohen Reinheitsanforderungen** (z. B. Mobilität, PtX) **signifikant an Bedeutung gewinnen werden**. Dies erfordert vorausschauende Investitionen in Speicher und begleitende Infrastruktur, die eine Bereitstellung hochreinen Wasserstoffs ermöglichen – sei es durch die Auswahl geeigneter Speicherformationen mit geringem Verunreinigungspotenzial, durch technische Maßnahmen wie die Minimierung von Feuchtigkeitseinträgen oder durch nachgeschaltete Gasreinigungssysteme [14]. Damit ist nicht zwingend gemeint, dass Speicher selbst hochreinen Wasserstoff ausgeben, sondern dass sie so ausgelegt sind, dass hochreine Qualitäten systematisch bereitgestellt werden können.

Für Speicherbetreiber bedeutet dies, dass bereits heute grundlegende **strategische Entscheidungen** getroffen werden müssen. Dabei spielen verschiedene Kriterien eine Rolle – von den geologischen Eigenschaften und der bisherigen Nutzung der Speicherformation über die technische Ausstattung (z.B. Gasreinigung, Trocknung) bis hin zur Abnehmerstruktur und deren spezifischen Anforderungen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich im Zuge des Markthochlaufs nicht nur die Qualitätsanforderungen verändern können, sondern auch die Ein- und Ausspeicherzyklen. Damit steigen die Anforderungen an die Auslegung und Dimensionierung der Obertageanlagen, die auf maximale Ausspeiseanforderungen ausgelegt sein müssen [9], [10], [14].

- Welche Speicher eignen sich für welche Qualitätsklassen?
- Welche Umstellungsmaßnahmen sind notwendig?
- Zu welchem Zeitpunkt müssen höhere Qualitätsanforderungen – bis hin zu Gruppe D – in der Infrastruktur berücksichtigt werden, wobei dies systematisch voraussichtlich nicht am Speicher selbst, sondern eher auf Ebene der Endverbraucher erfolgt?

Die differenzierte Betrachtung von Wasserstoffqualitäten wird damit zu einem zentralen Bestandteil der Infrastrukturplanung und zur Voraussetzung für die Versorgungssicherheit in einem zukünftigen, diversifizierten Wasserstoffmarkt.

Daraus ergibt sich **für Speicherbetreiber eine mehrstufige Herausforderung**: Einerseits müssen bestehende Unterspeicher, Kavernenspeicher (einschließlich Öl- und Diesel-Kavernen) und Porenspeicher in Form ehemaliger Erdgaslagerstätten, technisch auf die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Umstellung Maßnahmen im Bereich Untertage (z.B. Nachsolungen) und Obertage beinhaltet. Der Umfang dieser Maßnahmen hängt von der Vornutzung und der Speicherformation selbst ab. Gespräche mit Speicherbetreibern zeigen, dass bezüglich der Obertageanlage bis auf die Feldleitungen von einem kompletten Neubau ausgegangen wird. Andererseits erfordert der unterschiedliche zeitliche Bedarf in den einzelnen Sektoren eine strategische Planung zur zeitlich abgestuften Umstellung. So werden in der Industrie bereits in den frühen 2030er Jahren größere Wasserstoffmengen benötigt, während der breite Einsatz in der Stromerzeugung und im Verkehr eher ab den 2040er-Jahren zu erwarten ist [10], [14].

Die Realisierung der Nutzung von bestehenden Salzkavernen als Wasserstoffspeicher bringt **technische Herausforderungen und zeitliche Risiken** bei der Umsetzung mit sich. Indikative Schätzungen der dena [10] beziffern die Umwidmung von Salzkavernen mit einem Zeitraum von 6 Jahren, plus 2 Jahre Puffer für Verzögerungen. Dabei nehmen Planungs- und Genehmigungsverfahren einen Zeitrahmen von bis zu 2,5 Jahren ein. Weitere 3 bis 4 Jahre müssen für den Bau einer neuen Obertageanlage eingeplant werden. Der Netzanschluss der Obertageanlage kann parallel zur Errichtung laufen. Die Einrichtung der Untertageanlage (Flutung, Umrüstung) kann nach 1,5 Jahren beendet sein, ein Puffer von weiteren 2 Jahren ist dabei möglich. Zudem müssen die Umrüstungs- und Inbetriebnahmeprozesse zeitlich mit den Medienwechseln der angeschlossenen Fernleitungsnetze abgestimmt werden, da eine Versorgung über bestehende Leitungen sonst nicht parallel erfolgen kann.

Der **Zeitrahmen für den Neubau von Salzkavernen** hängt maßgeblich davon ab, ob bereits eine bestehende Infrastruktur vorliegt. Bei vorhandener Infrastruktur (Brownfield) ist mit 6 bis 7 Jahren für die Realisierung zu rechnen; Greenfield-Projekte hingegen können aufgrund von zusätzlichen Planungsverfahren bis zu 13 Jahre andauern. Diese Zeiträume setzen sich aus dem Bau der OTA (3 bis 4 Jahre), der Errichtung der UTA (5 Jahre für die Solung einer durchschnittlich großen Salzkaverne) und den Planungs- und Genehmigungsverfahren (bis zu 5 Jahre) zusammen. Verzögerungen können durch die zeitgleiche Errichtung der Obertageanlage und der Untertageanlage minimiert werden [10]. Dies zeigt, dass der Start von Speicherprojekten zur Absicherung des Hochlaufs der Wasserstoffinfrastruktur in den frühen 2030er Jahren bereits jetzt starten muss.

Die **Nutzung von Porenspeichern für Wasserstoff** ist aufgrund geologischer und genehmigungsrechtlicher Rahmenbedingungen nur begrenzt ausbaubar und mit langen Realisierungszeiten verbunden. Erste Schätzungen für die Errichtung eines Porenspeichers benennen einen Zeitraum von maximal 10 Jahren. Bei der Umwidmung von Porenspeichern ist mit einem Zeitrahmen von 4 bis 8 Jahren zu rechnen, abhängig von eventuellen „Spülzyklen“ [10].

Basierend auf den Erkenntnissen der dena-Leitstudie [14] kann eine **grobe Zeitschiene zur Umstellung auf Wasserstoff** abgeleitet werden:

- In den 2020er Jahren sollen Grundlagen geschaffen werden. Die aktuelle Dekade steht im Zeichen der technologischen Vorbereitung und der Schaffung regulatorischer Rahmenbedingungen. Für Speicherbetreiber bedeutet dies:
 - Bewertung der technischen Eignung bestehender Speicher,
 - Erarbeitung von Sicherheits- und Qualitätskonzepten für Wasserstoff,
 - Beteiligung an Pilotprojekten und Förderprogrammen.
- Bis zum Jahr 2030 wird ein erster signifikanter Markthochlauf des Wasserstoffeinsatzes mit etwa 38 TWh Wasserstoffbedarf erwartet, vorwiegend in industriellen Prozessen. Speicher sind in dieser Phase zwingend erforderlich, um die Netzstrukturierung sicherzustellen, da die Wasserstoffproduktion aus Elektrolyseanlagen nach den Vorgaben der RED III [23] nicht kontinuierlich erfolgen kann. Erste Speicherprojekte, wie in Epe und Huntorf, untersuchten im realen Speichermaßstab die technische und wirtschaftliche Machbarkeit und befassten sich auch mit Fragen der H₂-Qualität bei der Ausspeisung. Parallel dazu entwickelten die Demonstrationsprojekte Rüdersdorf und Krummhörn konzeptionelle Betriebskonzepte und adressierten die spezifischen technischen Herausforderungen im Forschungs- und Pilotmaßstab. Die ersten realen Speicherprojekte sind dabei auf eine Mindestqualität von 98 mol-% (Gruppe A) ausgelegt.
- Die Skalierung für die Zeitspanne von 2030 bis 2040 zeigt einen deutlich wachsenden Speicherbedarf mit dem zunehmenden Netzausbau, der sektorübergreifenden Anwendung von Wasserstoff und dem steigenden Importbedarf. Speicherbetreiber müssen:
 - Über geeignete Standorte mit Anbindung an Import- oder Produktionskorridore verfügen,
 - Die bestehende Speicherinfrastruktur technisch an Wasserstoff ertüchtigen (z.B. Materialien, Druckführung, Bohrungen, Obertageanlagen),
 - Gasreinigung und Reinheitsanforderungen sicherstellen.

Angesichts der für Speicherprojekte typischen Realisierungszeiträume von 6 bis 12 Jahren müssen die entsprechenden Planungen und Entscheidungen bereits in der Mitte der 2020er Jahren eingeleitet werden.

- In den Jahren 2035 bis 2045 erfolgt die schrittweise, sektorübergreifende Ablösung von Erdgas durch Wasserstoff. Ab ca. 2040 beginnt die finale Umstellungsphase, in der Speicherinfrastrukturen vollständig auf den Wasserstoffbetrieb ausgelegt sein müssen – sowohl technologisch als auch regulatorisch. Speicher spielen nun eine entscheidende Rolle bei der Versorgungssicherheit, Netzstabilität und Flexibilitätsbereitstellung eines klimaneutralen Energiesystems.

Für Speicherbetreiber stellt die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff keine optionale, sondern eine zwingend **zentrale Entwicklung** dar. Alternative Optionen wie Verwahrung oder eine Nutzung im Kontext von CCS werden zwar grundsätzlich diskutiert, stehen aber im Vergleich zur Umstellung auf Wasserstoffspeicherung derzeit nicht im Vordergrund. Die frühzeitige Planung und Umrüstung bestehender Kapazitäten sowie der zielgerichtete Ausbau neuer, wasserstofftauglicher Speichertechnologien sind essenziell, um die Energieversorgung der Zukunft mitgestalten und absichern zu können. In der aktuellen Diskussion werden neben Erdgaskavernen auch ehemalige Erdölkavernen berücksichtigt; deren Nutzung ist prinzipiell möglich. Dies erfordert jedoch

aufwendigere Säuberungen und technische Anpassungen, um Rückstände und damit verbundene Qualitätsrisiken auszuschließen [10], [14].

Die Zeitachse zeigt: Die 2020er Jahre sind die Dekade der strategischen Weichenstellung und technischen Vorbereitung. Bis 2030 beginnt der Markthochlauf, erste Speicher müssen Wasserstoffanforderungen erfüllen. Zwischen 2035 und 2045 erfolgt die sektorenübergreifende Umstellung. Ab etwa 2040 startet die finale Phase der vollständigen Transformation – Speicherinfrastrukturen müssen dann vollständig wasserstoffkompatibel und in das Gesamtsystem integriert sein [14]. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass Entscheidungen ab der zweiten Hälfte der 2020er Jahre kaum noch Einfluss auf die Speicherverfügbarkeit bis 2030 haben können, da die realistischen Umrüst- und Neubauzeiten (6 – 12 Jahre) einen früheren Beginn erfordern. Die in den Quellen genannten Speicherbedarfe von 2- 7 TWh bis 2030 setzen einen frühzeitigen Projektstart voraus, der in der Praxis bereits verfehlt wurde. Diese Ziele sind nach aktuellem Stand nicht mehr erreichbar. Die Entscheidungen der laufenden Jahre prägen v.a. die Speicherverfügbarkeit ab Mitte der 2030er Jahre und die Versorgungssicherheit ab 2040. Der Zielkorridor 2030 lässt sich durch neue Maßnahmen nicht mehr beeinflussen.

Mitte der 2020er Jahre ist erkennbar, dass die Unsicherheit über künftige Qualitätsanforderungen zunimmt. Während in der frühen Phase vor allem industrielle Großabnehmer mit vergleichsweise geringen Anforderungen im Vordergrund stehen, wächst parallel die Bedeutung von Anwendungen mit höheren Reinheitsanforderungen. Für Speicherbetreiber bedeutet dies, dass sie zwar zunächst auf DVGW G260 Gruppe-A-Qualität ausgerichtet starten können, zugleich aber eine vorausschauende Planung notwendig ist, um perspektivisch auch mögliche strengere Anforderungen erfüllen zu können [14].

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Bedarf und Priorisierung:** Bis 2045 ~ 515 TWh Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland; anfänglich vorrangige Nutzung in der Industrie (Gruppe A), ab Mitte 2030er Jahre werden steigende Reinheitsanforderungen erwartet [14]
- **Strategische Fragen für Speicherbetreiber:** Frühzeitige Klärung von Standort, Gasqualität und Eignung der Speicher für verschiedene Qualitätsklassen entscheidend, um Kontamination zu vermeiden [14]
- **Zeitbedarf:** Umwidmung / Neubau von Speichern benötigt 4 – 13 Jahre → Entscheidungen müssen bereits Mitte der 2020er Jahre getroffen werden [10]
- **Zeitschiene:** 2020er Jahre = Vorbereitung, rechtliche Rahmen, Pilotprojekte; bis 2030 ~ 38 TWh Wasserstoffbedarf in der Endnutzung und erste Speicher in Betrieb; 2030 – 2040 Ausbau und Anpassung; ab 2040 vollständige H₂-Kompatibilität [14]
- **Unsicherheit:** Diskussion über Qualitätsanforderungen nimmt ab Mitte der 2020er Jahre zu; derzeit v.a. Chemieindustrie als Abnehmer mit hohen Anforderungen [14]

2 Ausgangspunkt

Für die untertägige Speicherung von Wasserstoff (UHS) werden derzeit 3 **geologische Speicherformen** betrachtet: Salzkavernen, Porenspeicher (insbesondere erschöpfte Erdöl-/Erdgaslagerstätten und saline Aquifere) sowie – in geringerem Umfang – ausgekleidete Felskavernen (Abbildung 5: Schematische Darstellung der verschiedenen Speichermöglichkeiten und der entsprechenden Speicherkapazitäten für Wasserstoff [1]). Diese Studie ist auf die Nutzung von Salzkavernen und Porenspeichern konzentriert. Dabei liegt der Fokus auf:

- neu gesolten Salzkavernen,
- umgerüsteten Erdgassalzkavernen, die ursprünglich mit Rohölblanket, Dieselblanket oder Stickstoffblanket gesolt wurden,
- umzuwidmenden Rohöl- und Dieselkavernen,
- umzuwidmenden oder neu zu errichtenden Porenspeichern.

Felskavernen, Sauergaslagerstätten sowie oberirdische Speichertechnologien (z.B. Röhren- und Kugelspeicher) werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Porenspeicher umfassen sowohl erschöpfte Erdöl-/Erdgaslagerstätten als auch saline Aquifere (Poren-, Kluft- und Karstgrundwasserleiter). Sie bieten theoretisch sehr hohe Speicherkapazitäten von 100 bis zu 20.000 GWh bei Tiefen bis zu 3.000 m und sind aufgrund ihrer hohen Speicherkapazität sowie ihrer geographisch breiten Verteilung gut für die saisonale Flexibilitätsbereitstellung in großen Mengen geeignet. Der Technologiereifegrad (TRL) für die reine Wasserstoffspeicherung liegt hier jedoch deutlich niedriger als bei Salzkavernen. Für ausgeförderte Lagerstätten wird dieser mit 3 bis 4, für saline Aquifere sogar nur mit 2 bis 3 angegeben [1], [24].

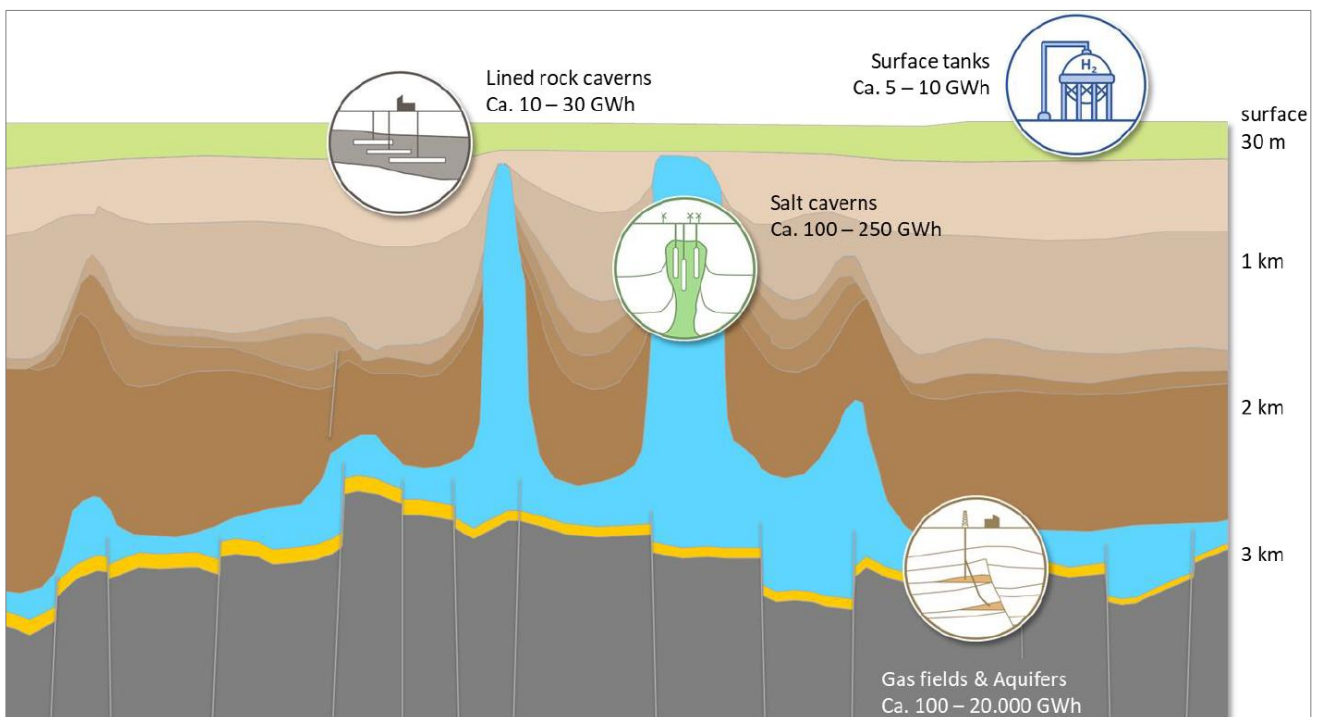


Abbildung 5: Schematische Darstellung der verschiedenen Speichermöglichkeiten und der entsprechenden Speicherkapazitäten für Wasserstoff [1]

In Österreich konnte RAG Austria im Projekt Underground Sun Storage 2030 (Rubensdorf / Gampern) 2023 bis 2025 erstmals einen erfolgreichen Demonstrationsbetrieb nachweisen (Einlagerung, saisonale Speicherung und Ausspeicherung von Wasserstoff in hoher Reinheit). Damit wird die geologische Speicheroption ausgeförderter Erdgaslagerstätten durch den erfolgreichen Demonstrationsbetrieb bereits auf einem höheren Reifegrad gesehen, der einer Einstufung des TRL 7 entspricht [25].

2.1 Speichertypen

2.1.1 Salzkavernen

Salzkavernen stellen zurzeit den technologisch am weitesten entwickelten Speichertyp dar. Die hervorragenden Abdichtungseigenschaften des Steinsalzes sowie die hohe Vorhersagbarkeit des Speicherverhaltens hinsichtlich Druckhaltung und Durchfluss machen diesen Speichertyp besonders attraktiv. Ein weiterer Vorteil liegt in der geringen Kissengasanforderung von lediglich etwa 25 %, was insbesondere in der initialen Markthochlaufphase von ökonomischem Nutzen ist. Dieser Wert gilt jedoch v.a. für einen eher statischen oder saisonalen Betrieb. Bei einer zukünftig häufiger zyklischen Fahrweise mit mehreren Ein- und Ausspeicherungen pro Jahr kann der Kissengasbedarf deutlich höher ausfallen – in Studien zum Erdgasbetrieb werden hierfür teils bis zu 40 % genannt [1], [24]. Darüber hinaus ermöglichen Salzkavernen eine hohe Zyklenzahl bei der Ein- und Ausspeicherung und zeichnen sich durch ihre Flexibilität im Betrieb aus. Die Kavernentiefe kann dabei bis zu 2.000 m betragen. Bereits seit den 1970er Jahren existieren erste Anwendungen zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen, beispielsweise in Teesside (UK). Die hohe Eignung resultiert zudem aus langjähriger Betriebserfahrung in der Erdgaslagerung sowie aus etablierten Prüfmethoden wie dem Mechanical Integrity Test (MIT) [10], [24]. Der TRL liegt für Anwendungen mit statischem oder saisonalem Betrieb bereits bei 9, da die technischen Grundlagen der zyklischen Ein- und Ausspeicherung aus dem Erdgasbetrieb übertragbar sind und im industriellen Maßstab erprobt wurden [1], [24].

Die **Inbetriebnahme einer Salzkaverne** für die Speicherung von Wasserstoff setzt eine initiale Befüllung mit einem Kissengas voraus, typischerweise Wasserstoff oder einem inerten Gas wie Stickstoff, das etwa 25 % des Speichervolumens ausmacht. Dieses Kissengas ist für die Gewährleistung eines sicheren und bestimmungskonformen Speicherbetriebs erforderlich [10]. Vor der erstmaligen Ausspeicherung von Wasserstoff muss die Gaserstbefüllung abgeschlossen sein, sodass die zu Beginn in der Kaverne befindliche Sole durch den Gasdruck weitgehend ausgefördert ist. In Abhängigkeit von der Kavernentiefe kann dies erfordern, dass die Kaverne bis zum maximal zulässigen Betriebsdruck mit dem Speichergas beaufschlagt wird.

Aufgrund ihrer geologischen Beschaffenheit, ihrer hydraulischen Dichtheit sowie der vorhandenen Erfahrungen aus der Erdgasspeicherung sind Salzkavernen eine **technisch und wirtschaftlich vielversprechende Option** für die UHS. In diesem Kontext können grundsätzlich sowohl neu angelegte als auch umgewidmete Kavernen aus der Erdgas-, Rohöl- oder Dieselspeicherung genutzt werden [1], [10].

Die **Qualität des gespeicherten Wasserstoffs** kann durch verschiedene geologische, geochemische, betriebsbedingte und mikrobiologische Faktoren beeinflusst werden (Kapitel 6). Der Sumpfbereich der Kaverne stellt eine Zone potenzieller Feuchtigkeitseinträge dar. Insbesondere infolge der Wiederbefeuchtung der Kavernenkontur während der Flutung kann es initial zu einer

erhöhten Wassersättigung des Wasserstoffs kommen, was bei der Auslegung der Trocknungs- und Aufbereitungseinheiten zu berücksichtigen ist [24], [25].

Durch wiederholte Injektions- und Produktionszyklen kann es in Salzkavernen zu **konturnahen Schädigungsprozessen** kommen, die **keine Auswirkungen auf die Dichtheit oder Standsicherheit der Kavernen** haben, jedoch zu einer konturnahen Infiltration von Gas- und Gasbegleitstoffen führen können [1], [25]. Aufgrund des visko-plastischen Stoffverhaltens von Steinsalz treten Selbstheilungsprozesse auf. In konturnahen Bereichen kann es zu lokalen Abgrusungen von Steinsalz kommen, die keine Auswirkungen haben und bei der Auslegung der Kavernen berücksichtigt sind. In diesen oberflächennahen Infiltrationszonen können im Verlauf der Speicherhistorie Gasbegleitstoffe akkumulieren, was Auswirkungen auf die Gasqualität haben kann. Das zugrunde liegende Verhalten unterscheidet sich dabei nicht zwischen Erdgas- und Wasserstoffspeicherung.

Numerische Simulationen zeigen, dass sich infolge wiederholter Injektions- und Produktionszyklen eine hydraulisch aktivierte **Auflockerungszone mit erhöhter Permeabilität** ausbilden kann, die sich modellhaft bis zu etwa 10 m in das umgebende Salzgestein erstreckt [26]. Ergänzend weisen weitere Modellierungen darauf hin, dass die Kombination aus thermischen und mechanischen Spannungen, mechanischen Beanspruchungen und der Materialeigenschaft des Steinsalzes (z.B. viskoses Kriechen) begünstigt die **Entstehung von Hohlräumen und Permeabilitätsänderungen** führen kann. Diese treten insbesondere an der Kavernenwand auf, wo sich anhand von **Fluidinfiltrationskriterien** (z.B. Druckunterschreitung unter ein kritisches Niveau) mögliche Eintritte von Fluiden in das umgebende Gestein abzeichnen können [25].

Aufgrund der viskoplastischen Eigenschaften des Steinsalzes unterliegen Salzkavernen einem langsamen Volumenrückgang. Je nach geomechanischen Bedingungen kann dieser **Konvergenzeffekt** jährlich zu einer Reduktion des Kavernenvolumens von bis zu 1 % führen [10].

Der Einfluss **mikrobiologischer Prozesse** wird gesondert in Kapitel 6.2.3 beschrieben und bleibt an dieser Stelle nur erwähnt.

Im Idealfall liegt eine **neu gesolte Kaverne mit Stickstoffblanket** vor, die anschließend mit Wasserstoff befüllt wird. Da in diesem Fall keine Kontamination durch vorherige Speichermedien oder Kohlenwasserstoffe als Blanket vorliegt, können alle technischen Komponenten direkt eingesetzt werden. Allerdings ist auch bei der Nutzung von Stickstoff ein Restrisiko für Kontamination gegeben, sofern nicht ausgespült wird. Die Vorteile dieser Variante stehen den dabei entstehenden hohen Kosten und langen Ausführungszeiträumen gegenüber. Die Umnutzung bestehender Kavernen spart viel Zeit, bringt aber auch zusätzliche Kontaminationsquellen und die damit einen möglichen Bedarf an weiteren oder umfangreicheren Aufbereitungsanlagen mit sich [27].

Ein wesentlicher Aspekt bei der **Umwidmung bestehender Kaverneninfrastrukturen** betrifft – neben den geologischen Anforderungen an den Untergrundgasspeicher und der Integrität der Infrastruktur – die Auswirkungen des zuvor gespeicherten Mediums auf die Qualität des künftig einzuspeichernden Wasserstoffs. Während sich bei **Erdgaskavernen** durch eine vorgelagerte Flutung mit Wasser und anschließender Wasserstoffbefüllung potenzielle Rückstände weitgehend minimieren lassen, verbleiben dennoch geringe Mengen an Erdgas und flüssigem Blanket, die den Wasserstoff verunreinigen können [27].

Der frühere gasgesättigte Solesumpf wird durch die Flutung mit frischer, gasfreier Sole im Rahmen der Umrüstung verdünnt. Inwieweit das volumenmäßig abnehmende Resterdgas sich in der frischen Sole wieder lösen kann, hängt von der Flutungsgeschwindigkeit und den Druckverhältnissen ab [26],

[27]. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass in einzelnen Restvolumina der Kaverne nach der Flutung weiterhin Erdgasanteile verbleiben können, die sich im Verlauf von Nach- oder Hintersolungen erneut lösen und so den Gasanteil im System beeinflussen können (siehe Kapitel 6.4.1). Das „worst case“ Szenario sollte daher von einer erneuten vollständigen Solesättigung mit Resterdgas ausgehen.

Deutlich komplexer kann sich die **Umnutzung ehemaliger Öl- bzw. Dieselskavernen** gestalten. In diesen Fällen besteht grundsätzlich das Potenzial einer Verunreinigung des gespeicherten Wasserstoffs durch persistente Kohlenwasserstoffe. Ob und in welchem Umfang daraus zusätzliche Anforderungen an die Gasaufbereitung vor einer Einspeisung in das Wasserstoffnetz resultieren, ist derzeit noch nicht abschließend geklärt. Erfahrungen aus der Umrüstung von Ölkavernen auf Erdgas zeigen, dass die erforderliche Trocknung und die Entfernung von Kohlenwasserstoffen seit vielen Jahren weitgehend unproblematisch in einem kombinierten Verfahrensschritt erfolgen und keine zusätzlichen Reinigungsverfahren notwendig sind.

Unabhängig davon verbleiben in **Ölkavernen** durch den vorangegangenen Betrieb häufig **Rückstände** von Kohlenwasserstoffen, die durch einfache Flutung nicht vollständig entfernt werden können. Diese Rückstände können in verschiedenen Zonen der Kaverne auftreten – beispielsweise an der Kavernenwand durch adhäsive Kräfte, im Solekörper des Sumpfes, in Hintersolungen oder in unregelmäßigen Konturen sowie durch Infiltration in der Kavernenwand. Modellrechnungen gehen davon aus, dass in realistischen Szenarien bis zu 1 % des Kavernenvolumens mit Öl belastet sein kann, insbesondere dann, wenn die Kaverne über größere Strukturauffälligkeiten oder nicht nachgesolte Zonen verfügt [27].

Aufgrund von kavernenspezifischen Randbedingungen, **lassen sich pauschale Restöl-/ Restdieselmengen nicht belastbar angeben**. Die minimalen Restmengen, die technisch wirtschaftlich erreicht werden können, hängen maßgeblich von der jeweiligen Kavernengeometrie, möglichen „Hintersolungen/Fallen“ sowie von der angewandten Reinigungsmethodik (z.B. Nachsolung) ab. Alle Bestrebungen der Restentleerung von Kavernen zielen auf eine verbleibende Restmenge von 0 bis max. 0,1% der gespeicherten Gesamtmenge ab. In ungünstigen Einzelfällen (s.o.) kann die technisch-ökonomisch nicht rückholbare Restmenge geringfügig höher ausfallen [27].

Die Persistenz verbleibender Öltreue kann ein **erhebliches Risiko für die Wasserstoffreinheit** darstellen, abhängig von Zusammensetzung und Konzentration der Kohlenwasserstoffe sowie den eingesetzten Aufbereitungsverfahren. In Wechselwirkung mit Wasserstoff können sich insbesondere bei längeren Standzeiten unerwünschte Begleitstoffe wie Schwefelwasserstoff (H_2S) bilden. Modellstudien zeigen zudem, dass sich ein Teil der Kohlenwasserstoffe in der Gasphase anreichern und über mehrere Speicherzyklen hinweg nur unvollständig entfernt werden kann. Während leichtere Kohlenwasserstoffe in den ersten Zyklen weitgehend verdampfen, verbleiben schwerere Fraktionen länger im System und erfordern eine gezielte Gasaufbereitung. Maßgeblich für die Einhaltung der Wasserstoffqualität ist dabei der einzuhaltende Kohlenwasserstoff-Taupunkt und nicht der prozentuale Anteil der Kohlenwasserstoffe. Mit realistischen Eingangskonzentrationen im ppm-Bereich können Reinigungsgrade von etwa 99,5 % erreicht werden. Die erforderliche Trocknung sowie die Entfernung höherer Kohlenwasserstoffe kann bei beispielsweise mittels Temperaturwechsel-Adsorption in einem Verfahrensschritt erfolgen [25].

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Technologiestand:** am weitesten entwickelt; gute Abdichtung, stabile Druckhaltung, geringe Kissengasanforderung (~ 25 – 40 %) [10], [24]

- **Betrieb und Flexibilität:** Hohe Zyklenzahl und flexible Nutzung; TRL 9 auch für dynamische Fahrweise [1], [24]
- **Kissengas:** Erforderlich für sicheren Speicherbetrieb; typischerweise H₂ oder inerte Gase; Anteil etwa 25 % des Speichervolumens (je nach Betriebsweise 25 – 40 %); bei Einsatz inerter Gase wie N₂ besteht Risiko von Durchmischung und Qualitätsverlusten [1], [10], [24]
- **Risiken:** Qualitätsverluste durch Feuchtigkeit, Salzheterogenitäten sowie durch Druck- und Temperaturschwankungen, wobei letztere bei Wasserstoffkavernen im Vergleich zur Erdgasspeicherung geringer ausfallen [1], [25]
- **Mechanik:** Thermomechanische Spannungen erhöhen Permeabilität bis 10 m in das Gestein [25], [26]; Kavernenvolumen reduziert sich durch Konvergenz um bis zu 1 % pro Jahr [10]
- **Neubau:** Technisch ideal, jedoch kosten- und zeitintensiv sowie mit einem höheren technischen und geologischen Risiko verbunden als die Nutzung oder Umrüstung von Bestandskavernen [27]
- **Umnutzung Erdgaskavernen:** Restgase können Wasserstoff verunreinigen; Simulationen erforderlich [27]
- **Umnutzung Öl-/Dieselkavernen:** Potenzielles Kontaminationsrisiko durch persistente Restkohlenwasserstoffe (typischerweise im ppm-Bereich bezogen auf das Speichergas; zusätzliche Maßnahmen und eine angepasste Gasaufbereitung können erforderlich werden [27])

2.1.2 Ausgeförderte Erdgaslagerstätten

Aufgrund ihrer bewährten geologischen Eigenschaften werden **ausgeförderte Erdgaslagerstätten** auch nach der Förderung weiterhin als Untergrundspeicher genutzt. Durch kapillare Rückhaltekräfte verbleibt in erschöpften Erdgaslagerstätten ein erheblicher Anteil an Restgas in der Formation und könnte bei Eignung als Kissengas zur Stabilisierung des Lagerstättendrucks genutzt werden. Der typische Kissengasanteil beträgt hierbei etwa 30 % bis 50 % des Gesamtvolumens [1]. Die frühere Nutzung von erschöpften Erdöl-/Erdgasfeldern für Stadtgas (mit bis zu 60 % Wasserstoff) zeigt zwar eine grundsätzliche Machbarkeit, geht aber mit bekannten Wasserstoffverlusten einher. Der Einsatz reinen Wasserstoffs bleibt technologisch herausfordernd, insbesondere aufgrund von mikrobiellen und geochemischen Wechselwirkungen sowie der Unsicherheiten bezüglich der Rückgewinnbarkeit und der Gasreinheit [1], [24]. Diese Thematik wird in Kapitel 6 betrachtet.

Ausgeförderte **Erdgaslagerstätten** werden in zahlreichen EU-Staaten weiterhin als **Erdgasspeicher** genutzt. Die Betriebsweise von Wasserstoffspeichern in ausgeförderten Erdgaslagerstätten orientiert sich an den etablierten Zyklen der Erdgasspeicherung, mit 1 bis 2 Einspeicherungs- und Entnahmephase pro Jahr. Solche Speicherformen eignen sich daher insbesondere für den saisonalen Einsatz. Erschöpfte **Erdölfelder** werden hingegen als ungeeignet für die UHS bezeichnet, da ein erheblicher Anteil des eingebrachten Wasserstoffs infolge chemischer Reaktionen mit verbleibenden Ölresten entweder methanisiert oder im Öl gelöst werden kann [28].

Porenspeicher stellen erhöhte Anforderungen an die geologische Charakterisierung, da sowohl die Integrität der Deckschicht als auch potenzielle Risiken durch Leckage über Altbohrungen sorgfältig untersucht und bewertet werden müssen [24]. Thermodynamische, strömungsmechanische, geochemische, sowie mischungsbedingte Prozesse und mikrobiologische Aktivität können die

Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern maßgeblich beeinflussen [1]. Die vollständige Entleerung des Porenraums der Speichergesteine stellt eine besondere Herausforderung dar, da kapillare Kräfte eine vollständige Rückgewinnung erschweren und eine weitgehende Entleerung auch mit erheblichem zeitlichem und wirtschaftlichem Aufwand kaum möglich ist. Auch durch das vielfältige Zusammenspiel der Faktoren (wie z.B. Temperatur, unreine Gasgemische, Salinität usw.) besteht ein hohes Risiko für mikrobielle Aktivitäten, die unter anderem die Gasreinheit deutlich beeinträchtigen können (siehe Kapitel 6.2). Die Umwidmung dieser Speicher für die UHS kann aufgrund des höheren Kissengasbedarfs, die notwendige Reinigung des ausgespeicherten Wasserstoffs als auch die Anpassung der technischen Komponenten und Infrastruktur wesentlich aufwändiger und kostenintensiver ausfallen als bei Salzkavernen. Daher ist eine Abwägung zwischen der aufwändigen „Reinigung“ des Speichers vor der Erstbefüllung und der späteren Gasaufbereitung bei der Entnahme erforderlich. Es wird aktuell angenommen, dass bei Porenspeichern ein erhöhter Aufbereitungsaufwand bei der Ausspeisung erforderlich ist; belastbare Betriebsdaten fehlen, weitere Untersuchungen sind nötig [10].

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Nutzungspotenzial:** Porenspeicher sind bewährt; 30 – 50 % Kissengas (Restgas als Kissengas nutzbar); frühere Stadtgasnutzung zeigte Machbarkeit trotz Wasserstoffverlusten; reiner Wasserstoff problematisch wegen mikrobieller und geochemischer Effekte [1], [24]
- **Eignung:** 1 – 2 Zyklen/Jahr → v.a. für saisonale Speicherung geeignet; Erdölfelder ungeeignet (Methanisierung, Lösung von Wasserstoff im Öl) [28]
- **Risiken:** Hoher Bedarf an geologischer Charakterisierung (Deckschicht, Altbohrungen); Kapillareffekte und mikrobielle Aktivität erschweren vollständige Rückgewinnung und mindern Reinheit [1], [24]
- **Wirtschaftlichkeit:** Umwidmung aufwendiger als bei Kavernen wegen Kissengasbedarf und Reinigung; Gasaufbereitung bei Entnahme erscheint praktikabel [10]

Generische Beispiele für ausgeförderte Erdgaslagerstätten in Deutschland

Ausgeförderte Erdgaslagerstätten unterscheiden sich anhand des geologischen Settings deutlich voneinander. Porenspeicher dieser Art sind in Deutschland in den folgenden erdgeschichtlichen Perioden zu finden [7]:

- | | | |
|-------------|-----------------|---------------------|
| ➤ Perm | → Rotliegend | (~ 299 Ma – 257 Ma) |
| | → Zechstein | (~ 257 Ma – 252 Ma) |
| ➤ Trias | → Buntsandstein | (~ 252 Ma – 243 Ma) |
| | → Muschelkalk | (~ 243 Ma – 235 Ma) |
| | → Keuper | (~ 235 Ma – 199 Ma) |
| ➤ Paläogen* | → Chattium | (~ 28 Ma – 23 Ma) |
| ➤ Neogen* | → Aquitanium | (~ 23 Ma – 20 Ma) |
| | → Pliozän | (~ 5 Ma – 3 Ma) |

*) Das Erdzeitalter Tertiär bezeichnete früher die Zeit von ~ 66 Ma – 2,6 Ma. Die Periode Tertiär existiert offiziell nicht mehr in der geologischen Zeitskala, sie wurde für eine detailliertere Unterteilung durch das Paläogen und das Neogen ersetzt.

Die Ablagerungen aus diesen erdgeschichtlichen Perioden variieren deutlich. Die Formation **Rotliegend** besteht aus mächtigen Sedimentschichten, die aus dem Abtragungsschutt des Karbon-Gebirges stammten. Zu den charakteristischen Gesteinen gehören Konglomerate, Brekzien, Sandsteine, rote Mergel, Tone und Arkosen, dolomitische Kalksteine und Evaporite. Im Anschluss bildete sich das **Zechsteinmeer** und trocknete aus. Die daraus entstandenen charakteristischen Gesteinsablagerungen sind Kupferschiefer, Steinsalz, Kalisalz, Gips und Anhydrit sowie Dolomit, Sandstein, Konglomerate, Ton- und Schluffsteine. Nach der Austrocknung des Zechsteinmeeres lagerten sich aus weitverzweigten Flusssystemen und flachen Binnenseen, Sanddünen und Flussschlamm ab, die sich zu verschiedenen gefärbtem **Buntsandstein** verfestigten. Der **Muschelkalk** bildete sich in einem Flachmeer (Germanisches Becken) durch die Ablagerung von Muschelschalen, Skelettresten kleiner Meereslebewesen und anderen Kalkpartikeln. Je nach Schicht treten tonige Kalksteine, Mergel, Anhydrit, Gips, Steinsalz oder Dolomitgesteine auf. Nach der Austrocknung dieses Flachmeeres bildeten sich die Ablagerungen des **Keuper** - mächtige Sandstein-, Tonstein-, Dolomit- sowie Anhydrit- und Gipsablagerungen als auch Kalksteinbänke durch Flüsse, Deltas und Sümpfe [29]. Im **Chattium** war die Bildung der Alpen noch nicht abgeschlossen und das Ablagerungsmilieu wechselte zwischen terrestrisch, brackisch und flachmarin. Es lagerten sich vor allem Sande und fossilienreiche marine Sedimente ab, sowie feinklastische Tone und orogene Ablagerungen. Das darauf folgende **Aquitanium** ist von regional unterschiedlichen Ablagerungen geprägt: Lagunenablagerungen wie marinem Ton, Sand und Gesteinsfragmenten, sowie sandig-kiesige Molassen, feinkörnigen Süßwasserablagerungen und kiesig-tonige Schichten [30]. **Pliozäne** Ablagerungen haben sich im Rahmen eines sinkenden Meeresspiegels und sich vergrößernden Flusssystemen als tonig-sandige, teils marine Sedimente angesammelt und beinhalten zahlreiche Fossilien.

Mit Blick auf die Entstehung der Reservoirgesteine wird deutlich, dass diese in ihrer mineralischen Zusammensetzung und den Korngrößen **stark variabel** sind. Karbonatgesteine bilden im Vergleich zu Sandsteinen wesentlich häufigere und großvolumigere Klüfte. Dies führt in Karbonatgesteinen zu sprunghaften Änderungen von z.B. Porosität und Permeabilität und hat damit deutliche Auswirkungen auf z.B. Gasvermischungsprozesse bei der Gasspeicherung. Aus diesem Grund **unterteilen** wir die generischen Beispiele ausgeförderter Erdgas-Lagerstätten in **Sandstein-Reservoirs und Karbonatgestein-Reservoirs**.

Generisches Beispiel: Sandstein als Reservoirgestein ausgeförderter Erdgas-Lagerstätten

Die ausgeförderten Erdgas-Lagerstätten in Sandstein befinden sich in deutlich unterschiedlicher Teufe (~ 350 m – 1.900 m) [7]. Mit steigender Teufe steigt auch die Temperatur im Speicher, was wiederum die mikrobielle Aktivität (sofern vorhanden) im Speichergestein beeinflusst. Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass relevante Mikroorganismen selbst in Temperaturbereichen bis etwa 80 °C aktiv bleiben können [31], [28]. Damit ist mikrobielle Aktivität nicht nur in flacheren, sondern auch in tieferen Sediment-Reservoirs von Bedeutung.

Von Speicherbetreibern aus der Projektbegleitgruppe bereitgestellte **Daten zu Sandstein-Reservoirs in Deutschland** zeigen Porositäten im Bereich von ~ 8 % bis 25 % sowie Permeabilitäten von wenigen mD bis 1.000 mD. Diese Werte sind stark von der Mineralogie geprägt: Sandsteine mit gut erhaltener Matrixporosität ermöglichen vergleichsweise homogene

Strömungswege, während Zementation durch Karbonate oder ein hoher Tonmineralanteil die Permeabilität deutlich verringern können. Klüfte und Risse treten in Sandsteinen ebenfalls auf, sind jedoch in Ausmaß und Volumen deutlich geringer als in Karbonatgesteinen. Damit beeinflussen sie die Strömungswege und mögliche Gasvermischungen, ohne jedoch die Speicherhydraulik so dominierend zu prägen wie in Karbonatreservoirien. Tonminerale neigen zudem zum Quellen oder zur Mobilisierung von Partikeln und führen dadurch zu Porenverengung oder -verstopfung. In fossilreichen Lagen erhöht ein erhöhter Karbonatgehalt die Zementation und verändert die Porenraumgeometrie.

Die **Temperaturbereiche** der von der Projektbegleitgruppe genannten Beispiele liegt zwischen ca. 22 °C in flacheren Speichern, bis zu 69 °C in tieferliegenden Reservoirien. Der pH-Wert der Formationswässer liegt in den Beispielen zwischen 5 und 6. Nach Angaben der Projektbegleitgruppe weisen **Formationswässer** in deutschen Sandstein-Speichern zum Teil auch sehr hohe Salinitäten auf. Diese beeinflussen die Gaslöslichkeit und können die mikrobiologische Aktivität erheblich einschränken. Die Kombination aus Porenarchitektur, Mineralogie und Wasserchemie steuert letztlich maßgeblich die Gasverteilung und Gasvermischung im Reservoir.

Auf Grundlage der von der Projektbegleitgruppe bereitgestellten Daten lassen sich für Sandstein-Reservoirie **2 repräsentative Archetypen** ableiten, die typische Spannweiten der wesentlichen Parameter zusammenfassen (Tabelle 2).

Tabelle 2: Repräsentative Archetypen für Sandstein-Reservoirie (nach Daten der Projektbegleitgruppe)

Kategorie	Teufe [m]	Temperatur [°C]	Porosität [%]	Permeabilität [mD]	pH-Wert
Flach (Aquitän)	234 - 949	~ 22 – 35	20 – 25	80 - 130	5 – 6
Tief (Bunt-sandstein)	1.500 – 1.900	~ 65 – 70	8 – 22	10 – 1.000	5 – 6

Diese Archetypen verdeutlichen die Bandbreite der Eigenschaften von Sandstein-Reservoirien und bilden die Grundlage für ihre Abgrenzung gegenüber Karbonat-Speichern.

Generisches Beispiel: Karbonatgestein als Reservoirgestein ausgeförderter Erdgas-Lagerstätten

Ausgeförderte Erdgas-Lagerstätten in Karbonatgestein liegen in Deutschland überwiegend in größeren Tiefen (> 1.500 m). Damit verbunden sind Temperaturen von etwa 60 °C bis annähernd 100 °C und Drücke von > 150 bar. Im Vergleich zu Sandstein sind Karbonatgesteine deutlich stärker durch Klüfte geprägt, während die Matrixporosität meist niedrig ist. Dadurch zeigen diese Gesteine eine ausgeprägte Heterogenität: Porosität und Permeabilität können lokal sprunghaft variieren, vereinzelt auch beeinflusst durch lösungsbedingte Erweiterungen oder kleinräumige Verkarstungsstrukturen.

Nach **Angaben** der Projektbegleitgruppe liegen die Matrix**permeabilitäten** typischerweise im mD-Bereich, während Kluftsysteme Permeabilitäten erreichen können, die um mehrere Größenordnungen höher sind. Damit wird die Speicherhydraulik im Wesentlichen durch das Kluftmuster bestimmt. Das **Formationswasser** ist häufig hochsalin, was sowohl die chemische Reaktivität als auch die mikrobiologische Dynamik im Speicher beeinflusst.

Generisch betrachtet lassen sich Karbonat-Reservoirs somit als tiefliegende, kluftkontrollierte Speicher mit geringer bis mittlerer effektiver Porosität und stark variabler Permeabilität charakterisieren. Der pH-Wert der Formationswässer liegt auch hier typischerweise im leicht sauren Bereich. Diese Merkmale unterscheiden sie deutlich von Sandstein-Reservoirs und verdeutlichen die Notwendigkeit einer gesonderten Betrachtung für Fragen der Gasverteilung und Gasvermischung (Tabelle 3).

Tabelle 3: Repräsentativer Archetyp für Karbonat-Reservoirs (nach Daten der Projektbegleitgruppe)

Kategorie	Teufe [m]	Temperatur [°C]	Porosität [%]	Permeabilität	pH-Wert
Tiefliegendes Karbonat-Reservoir	1.500 – 3.000	60 – 100	5 – 15	Matrix: mD-Bereich Klüfte: wesentlich höher, z.B. bis 10 D	5 – 6

Der dargestellte Archetyp verdeutlicht die besondere Stellung der Karbonat-Reservoirs, deren Speicherarchitektur sich grundlegend von derjenigen der Sediment-Speicher unterscheidet.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Sandstein-Reservoirs:** meist matrixdominiert mit vergleichsweise gleichmäßigen Strömungswegen; Eigenschaften stark durch Mineralogie beeinflusst; Temperaturbereiche von flacher/kühler bis tiefer/wärmer
- **Karbonat-Reservoirs:** kluftdominiert mit stark heterogener Permeabilität; Speicherhydraulik durch Kluftsysteme bestimmt; überwiegend in größeren Tiefen und damit höheren Temperaturen
- **Hauptunterschied:** In Sandstein-Reservoirs ändern sich Porosität/Permeabilität eher kontinuierlich; in Karbonatgesteinen sprunghafte Änderungen durch Klüfte (größere effektive Fließwege und Speicherraumanteile) – relevant für Gasverteilung und -vermischung
- **Fazit:** Klüftigkeit steuert primär Strömungswege und Gasvermischung; Temperatur beeinflusst mikrobiologische Aktivität; beides erfordert eine differenzierte Betrachtung in Planung und Betrieb

2.1.3 Aquifere

Aquifere weisen eine geologische Struktur auf, die der von erschöpften Erdgaslagerstätten weitgehend entspricht. Seit den 1950er Jahren werden in Europa Aquifere zur Speicherung von Erdgas genutzt, wobei Deutschland zu den frühen Anwendern zählt [28]. Bisher existieren keine Feldversuche für die Speicherung reinen Wasserstoffs in salinen Aquiferen. Der aktuelle Wissensstand beruht vor allem auf Erfahrungen mit der Speicherung von Erdgas, Stadtgas (mit 50 bis 60 % Wasserstoffanteil), sowie CO₂ in salinen Formationen. Einige wenige Speicherprojekte weltweit – z.B. Engelbostel und Bad Lauchstädt (Deutschland), Beynes (Frankreich) und Lobodice (Tschechien) – verwendeten Stadtgas mit hohem Wasserstoffanteil und gelten daher als indirekte Referenzen (Analogspeicher) für die reine Wasserstoffspeicherung. In diesen UGS beeinflussen die übrigen Gasbestandteile wie CO, CO₂, CH₄ und N₂ maßgeblich das Speicherverhalten [32]. Saline Aquifere sind grundsätzlich in der Lage große Mengen an Gas zu speichern, und haben sich international als etablierte Speicheroption bewährt. Der Einsatz von Aquiferspeichern erfolgt

insbesondere in Regionen ohne geeignete Salzformationen für Kavernen oder ohne ausgeförderte Lagerstätten [28].

Die **geotechnische Eignung eines Aquifers** für die unterirdische Speicherung von Wasserstoff setzt spezifische Bedingungen voraus, die im Rahmen einer Neu-Errichtung sorgfältig geprüft und erfüllt sein müssen. Die Speichergesteine müssen über geeignete Reservoireigenschaften verfügen – insbesondere über eine hohe Porosität und Permeabilität – zum anderen ist ein flächendeckendes, hydraulisch wirksames Deckgestein erforderlich, das eine vertikale und laterale Migration des gespeicherten Gases zuverlässig verhindert. Im Gegensatz zu ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten, die ihre Dichtheit seit ihrer Entstehung bereits unter Beweis gestellt haben, ist die hydraulische Integrität von Aquiferen jedoch anfangs ungewiss, da diese über geologische Störungen mit benachbarten Formationen in Verbindung stehen können. Aus diesem Grund sind detaillierte Studien zur Reservoir-Charakterisierung und technische Machbarkeitsstudien erforderlich, um die Integrität des Speichersystems – einschließlich der Barrieregesteine – zu bewerten und potenzielle Risiken wie Wasserstoffmigration entlang von Störungszonen, geochemische Reaktionen mit dem Wirtsgestein oder mikrobielle Umsetzungen frühzeitig zu erkennen und zu minimieren [28].

Da Aquifere ursprünglich vollständig mit **Formationswasser** gesättigt sind, muss dieses durch die Injektion eines **Kissengases** verdrängt werden. Das Kissengas wird dauerhaft im Speichersystem verbleiben, um die notwendige Druckstabilität zu gewährleisten. Während bei der klassischen Erdgasspeicherung Erfahrungswerte von 50 – 80 % des Gesamtspeichervolumens als Kissengas üblich sind, gehen neuere Studien im Kontext mit reiner Wasserstoffspeicherung von deutlich geringeren Anteilen im Bereich von 25 bis 66 % aus. Das Betriebsregime orientiert sich dabei an etablierten Erdgasspeicherkonzepten mit saisonalen Einspeicherungs- und Entnahmezyklen von in der Regel 1 bis maximal 2 Zyklen pro Jahr [28], [33]. Da das Kissengas dauerhaft im Aquifer verbleibt, gilt es im Unterschied zu Kavernenspeichern am Ende der Betriebszeit weitgehend als verloren und kann wirtschaftlich nicht zurückgewonnen werden [33].

Die Wahl des Kissengases in Aquiferen (Tabelle 5) ist entscheidend für die Rückgewinnung des Wasserstoffs. Eine numerische Simulationsstudie von Saeed und Jadhawar (2024) [34] in einem neu zu entwickelnden ~ 3.000 m tiefen Offshore-Aquifer zeigt, dass Methan (CH_4) mit einer Rückgewinnungseffizienz von 80 % das technisch am besten geeignete Kissengas darstellt. Der geringe Dichteunterschied zu Wasserstoff begünstigt eine stabile Gasausbreitung und minimiert unerwünschte Effekte wie laterale Verlagerung und viskoses Fingering. Zudem bewirkt CH_4 den stärksten Druckaufbau im Aquifer. Stickstoff (N_2) erzielte in der Simulation die höchste Wasserstoffreinheit (rund 95 %), während CH_4 leicht geringere, aber stabile Reinheiten erreichte. Bei der Verwendung von CO_2 kam es aufgrund verstärkter Durchmischungseffekte (Wasserstoffdurchbruch und Methanogenese) zu den deutlichsten Qualitätseinbußen. Insgesamt zeigte sich, dass der Einsatz eines Kissengases die Rückgewinnungseffizienz gegenüber einem Betrieb ohne Kissengas um bis zu 7 % verbessern kann. Die Ergebnisse dieser Studie sind mit Vorsicht zu interpretieren, da wesentliche Transportprozesse wie Diffusion und Dispersion im Modell nicht berücksichtigt wurden. Unter dem Aspekt einer möglichst hohen Gasreinheit bleibt Wasserstoff als Kissengas grundsätzlich die bevorzugte Option, da alternative Kissengase wie CH_4 , N_2 oder CO_2 nur mit aufwändigen adsorptiven Verfahren (z.B. PSA) vom Wasserstoff getrennt werden können.

In Aquiferen ist – im Gegensatz zu erschöpften Erdöl-/Erdgasfeldern – das Risiko einer **Verunreinigung** mit anderen Gasen noch nicht bekannt. Auch über die Standardmerkmale ist aufgrund fehlender Explorationsdaten und Produktionserfahrungen deutlich weniger Hintergrundwissen vorhanden und muss erst noch in Feldversuchen untersucht werden [1]. Im

Formationswasser können natürlich gelöste Gase wie z.B. H_2S , CO_2 und CH_4 vorkommen. Im Prozess der Wasserstoffspeicherung können diese freigesetzt werden und ein Risiko für die Gasreinheit und möglicherweise auch für die Betriebssicherheit darstellen. Um die Vermischung der Gase zu kontrollieren, können verschiedene **Strategien** angewendet werden: die gezielte Steuerung der Injektions- und Produktionszyklen (Frequenz, Rate, Speicher-Intervalle), die Auswahl eines geeigneten Kissengases in Bezug zu dessen thermophysikalischen Eigenschaften, oder innovative Verfahren zur Grenzflächenstabilisierung zwischen Wasserstoff und anderen Flüssigkeiten.

Zusammenfassung der Kernaussagen

- **Erfahrungsstand:** Seit den 1950er Jahren als Erdgasspeicher genutzt; direkte Feldversuche mit reinem Wasserstoff fehlen bisher [28]
- **Speicherpotenzial:** Großes Potenzial, insb. in Regionen ohne Kavernen oder erschöpfte Erdgaslagerstätten [28]
- **Geeignete Formationen:** Erforderlich sind hohe Porosität und Permeabilität sowie dichtes Deckgestein [28]
- **Risiken:** Geologische Störungen, Reaktionen mit Gestein oder mikrobiellen Prozesse können Speicherung beeinträchtigen [28]
- **Betrieb:** Dauerhaftes Kissengas von 25 – 66 % erforderlich (verbleibt dauerhaft im Aquifer); Betriebsregime entspricht saisonaler Erdgasspeicherung mit 1 – 2 Zyklen/Jahr [28], [33]
- **Kissengaswahl:** CH_4 sorgt für stabile Druckverhältnisse (~ 80 % Rückgewinnung), N_2 ermöglicht höchste Wasserstoffreinheit (~ 95 %), CO_2 verursacht Druckverluste [34]
- **Formationswasser:** Freisetzung gelöste Gase (H_2S , CO_2 , CH_4) kann Reinheit und Sicherheit beeinträchtigen
- **Kontrollstrategien:** Optimierte Zyklusführung, geeignete Kissengaswahl und Verfahren zur Grenzflächenstabilisierung [1]

2.1.3.1 Generisches Beispiel einer Modellstudie zur Wasserstoffspeicherung in einem Nordsee-Aquifer

Derzeit existieren noch keine konkreten Planungen oder Pilotstudien für die Realisierung von neu zu errichtenden Wasserstoffspeichern in Aquifern. Daher wurde gezielt nach geeigneten generischen Beispielen für Aquifere in der Literatur gesucht, unabhängig vom Standort, um die technischen, geologischen und thermodynamischen Probleme am besten betrachten zu können.

Die **Modellstudie** von Saeed und Jadhawar (2024) [34] simuliert die Wasserstoffspeicherung in einem tiefen, salinen Aquifer unter Offshore-Bedingungen in der Nordsee. Ziel dieser Untersuchung war es, die Auswirkungen unterschiedlicher Kissengase auf die Rückgewinnungseffizienz, Reinheit und Speicherstabilität systematisch zu bewerten. Dieses Beispiel dient der Veranschaulichung typischer technischer und geologischer Herausforderungen bei der Neu-Einrichtung eines Aquiferspeichers.

Die Simulation wurde mit Hilfe des compositional reservoir simulators CMG-GEM durchgeführt und umfasste jeweils die Nutzung von CH_4 , N_2 und CO_2 als Kissengas, sowie ein Vergleichsszenario ohne Kissengas. Die angelegte Modellgeometrie und -parameter sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Die Simulationsergebnisse (Tabelle 5) verdeutlichen die zentrale Rolle des Kissengastyps für die Speicherleistung; die Reinheit des ausgespeicherten Wasserstoffs wurde als Verhältnis der Wasserstoff- zur Gesamtproduktionsrate definiert.

Tabelle 4: Modellparameter für die Simulation eines neu zu entwickelnden Offshore-Aquifers [34]

Parameter	Wert
Aquifertiefe	3.048 m
Porosität	19 %
Permeabilität	490 mD
Temperatur	110 °C
Salinität	24.000 ppm
Ausgangsdruck	137,9 bar
Getestete Kissengase	CH ₄ , N ₂ , CO ₂ , nur H ₂
Anzahl Lade-/Entladezyklen	6
Zeitraum Entleerung	3 Jahre
H ₂ -Injektion	Max. 936.000 Nm ³ /d
Kissengasinjektion	1.080.000 Nm ³ /d
Dauer der Kissengasinjektion	14 Monate
Simulationszeitraum	10 Jahre

Tabelle 5: Getestete Kissengase bei der Simulation eines neu zu entwickelnden Offshore-Aquifers [34]

Kissengas	Rückgewinnung H ₂	Reinheit vom ausgespeicherten H ₂	Enddruck	Besondere Merkmale
CH ₄	80 %	< 50 – 95 %	187,7 bar	- Beste Performance - Geringes viskoses Fingering - Hoher Druckaufbau
N ₂	77 %	~ 95 %	185,3 bar	- Höchste H ₂ -Reinheit - Gute Druckstabilisierung
CO ₂	73,4 %	< 50 – 95 %	182,9 bar	- Höchste Kapazität - Starke Durchmischung - Methanisierung
H ₂	73,4 %	> 94 %	174,2 bar	- Geringerer Druckaufbau - Stärkere laterale Verlagerung

- **CH₄** erzielte mit 80 % Rückgewinnung von Wasserstoff die beste technische Performance. Die Dichtedifferenz zwischen Methan und Wasserstoff (~ Faktor 8) minimierte unerwünschte Effekte wie viskoses Fingering und laterale Ausbreitung. Zudem ermöglichte CH₄ den stärksten Druckaufbau.
- **N₂** zeigte eine ähnliche Rückgewinnung von Wasserstoff mit 77 % und die höchste Wasserstoffreinheit im Austrag (~ 95 %). N₂ eignete sich ebenfalls gut zur Druckstabilisierung.
- **CO₂** erzielte die größte Speicherkapazität, wies jedoch mit 73,4 % die niedrigste Rückgewinnung des eingespeisten Wasserstoffs auf. Ursache war verstärkte Durchmischung und Methanisierung, was auch die Reinheit negativ beeinflusste.
- Das Szenario mit **H₂** als Kissengas zeigte ebenfalls eine Rückgewinnung von 73,4 % Wasserstoff, jedoch mit stärkerer lateraler Wasserstoffverlagerung und einem deutlich geringeren Druckanstieg. Die Reinheit des ausgespeicherten Wasserstoffs lag stets > 94 %. Sie wurde durch geringe Mengen an Aquifergasen wie CO₂ und Wasserdampf beeinflusst.

Zu Beginn jedes Produktionszyklus war die H₂-Reinheit relativ hoch, nahm im Lauf des Zyklus ab und verbesserte sich wieder im Lauf der Zeit aufgrund der zunehmenden Wasserstoffgasphase im Bereich nahe dem Bohrloch. Die Reinheit des Wasserstoffs wurde durch die Entstehung von Spuren von Grundwassergasen wie CO₂ und Wasserdampf beeinträchtigt.

Die **Rückgewinnung der Kissengase** lagen bei 33 % (N₂), 36 % (CH₄) und 39 % (CO₂), was auf wirtschaftliche und technische Überlegungen hinsichtlich Wiederverwertung und Reinheit des Kissengases hinweist.

Diese Studie zeigt exemplarisch, wie geologische Eigenschaften, Betriebskonfigurationen und die Wahl des Kissengases die Effizienz und Sicherheit eines zukünftigen Wasserstoff-Aquiferspeichers maßgeblich beeinflussen. Besonders hervorzuheben ist die Eignung von CH₄ als Kissengas im Hinblick auf Rückgewinnung und Druckstabilität, während N₂ Vorteile bei der Reinheit bietet. Das Beispiel verdeutlicht die Notwendigkeit, Speicherstrategien standort- und nutzungsbezogen zu optimieren. Mikrobiologische Prozesse wurden in diesem generischen Beispiel nicht betrachtet, sondern nur als allgemeine Verlustmechanismen erwähnt. Darüber hinaus können Faktoren wie die Heterogenität, Geometrie und Struktur des Reservoirs die Rückgewinnung von Wasserstoff wesentlich beeinflussen; diese Aspekte wurden im Modell von Saeed und Jadhawar (2024) [34] jedoch nicht berücksichtigt.

Die **Kernaussagen** dieser Modellstudien sind in Kapitel 2.1.3.3 zusammengefasst.

2.1.3.2 Generisches Beispiel zur saisonalen Wasserstoffspeicherung in einem Onshore-Aquifer in Nord-Spanien

Im Rahmen einer **Machbarkeitsstudie** wurde von Sainz-García et al. (2017) [33] die saisonale Speicherung von grünem Wasserstoff in einem salinen Aquifer in der Region Castilla-León (Nord-Spanien) untersucht. Es wurde ein numerisches 3D-Mehrphasenmodell verwendet, um verschiedene Konfigurationen von Förderbrunnen während 3 jährlicher Injektions-/Produktionszyklen in einem salinen Aquifer zu testen. Diese Region gilt als bedeutender Standort für Windenergie in Spanien, weist jedoch starke saisonale Schwankungen in der Stromproduktion auf. Die Autoren analysieren, inwiefern überschüssige Windenergie in Form von Wasserstoff zwischengespeichert und in Zeiten geringer Erzeugung wieder rückverstromt werden kann. Als

geologisches Beispiel diente eine real existierende, jedoch hypothetisch weiterentwickelte Struktur – die San-Pedro-Antiklinale, ein kuppelförmiger Aquifer im Duero-Becken (Nord-Spanien) untersucht. Es wurde ein numerisches 3D-Mehrphasenmodell verwendet, um verschiedene Konfigurationen von Förderbrunnen während 3 jährlicher Injektions-/Produktionszyklen in einem salinen Aquifer zu testen. (Abbildung 6).

Das Speicherziel ist die Utrillas-Sandsteinformation (Albian, Kreidezeit), die Antiklinale selbst liegt in einer tektonisch ruhigen Zone und erreicht im Scheitel eine Tiefe von ca. 500 m. Diese Voraussetzungen machen sie geeignet für die Untergrundspeicherung gasförmiger Stoffe. Die für diese Studie genutzten Parameter sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

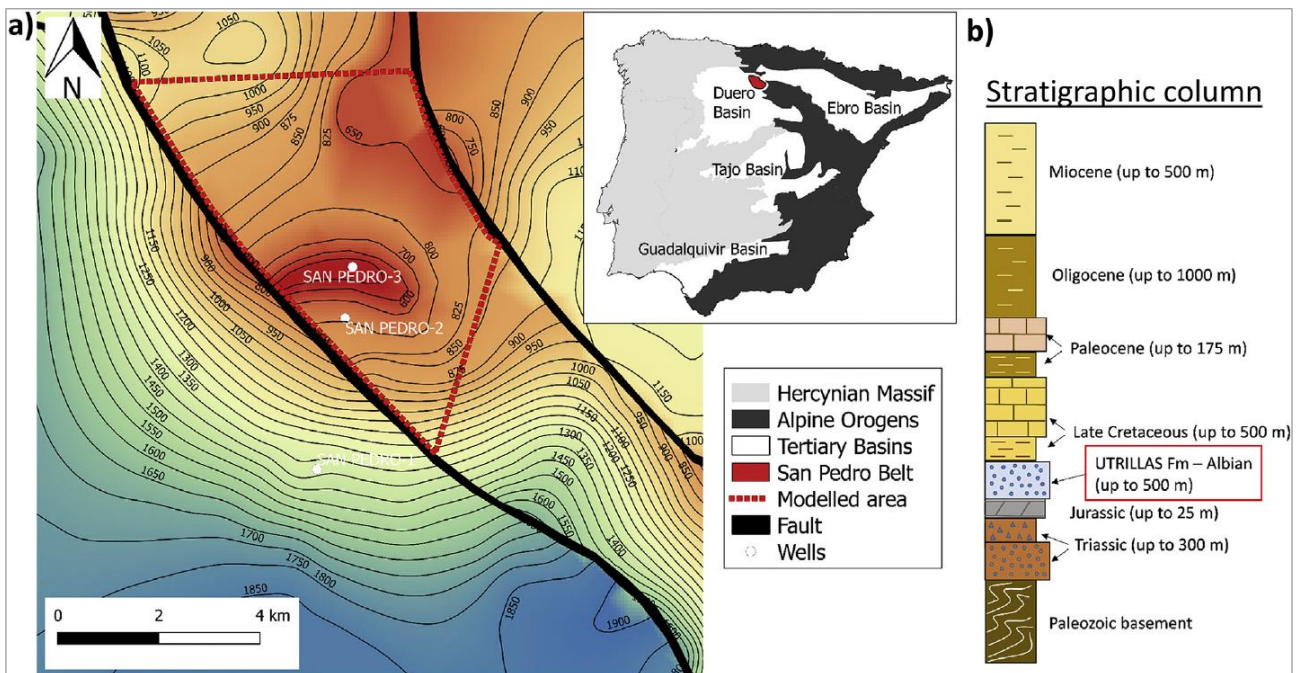


Abbildung 6: Lokation der San-Pedro-Antiklinale im Duero-Becken, die der Machbarkeitsstudie von Sainz-García et al. (2024) zugrunde liegt. a) Oberfläche der Utrillas-Formation, Ausdehnung des spanischen tertiären Sedimentbeckens; San Pedro-Gürtel (rot), Bohrkern (weiß), Grenzen des numerischen Modells. b) Stratigraphie vom NO-Rand des Duero-Beckens [33].

Die **Speicherbewertung** erfolge über eine 3D-Multiphase-Simulation auf Basis von COMSOL Multiphysics ®. Modelliert wurde über 3 Jahre mit einer Kissengasinjektion im ersten Jahr, anschließender saisonaler Einlagerung (jeweils Oktober bis Mai) und Entnahme (Juni bis September), und drei unterschiedlichen Bohrlochkonfigurationen (vertikale, horizontale und kombinierte Entnahmepositionen). Die maximale jährliche Wasserstoffmenge betrug ca. 7.242 t, und entsprach einer Menge, die theoretisch aus regionalem Überschussstrom erzeugt werden könnte. Longitudinale und transversale Dispersion wurden im Mehrphasenströmungsmodell berücksichtigt. Molekulare Diffusion spielt im betrachteten Maßstab eine untergeordnete Rolle und wurde nicht betrachtet, auch chemische Reaktionen und mikrobielle Prozesse wurden im Modell nicht berücksichtigt.

Tabelle 6: Modellparameter der Machbarkeitsstudie eines neu zu entwickelnden Onshore-Aquifers [33]

Parameter	Wert
Geologisches Setting	San-Pedro-Antiklinale im Duero-Becken (N-Spanien)
Speichereinheit	Utrillas-Sandstein (Kreide)
Deckschicht	Dichte Kreideformation
Tiefe	~ 500 m
Mächtigkeit	Bis 350 m
Porosität	13 – 20 %
Permeabilität	~ 100 mD
Salinität	> 50.000 ppm
Simulationszeitraum	3 Jahre
Kissengas	H ₂
Dauer der Kissengasinjektion	1 Jahr
Art der Zyklen	Saisonale Einspeicherung (jeweils Oktober bis Mai)
Entnahmezeitraum	Juni bis September
Max. jährliche H ₂ -Menge	~ 7.242 t
Rückgewinnungsrate	Bis zu 78 %
Bohrungen	Vertikal, horizontal, kombiniert
Software	COMSOL Multiphysics ®

Der Wasserstoff verteilte sich bevorzugt entlang der Scheitelregion der Antiklinale. Die Gasplume expandierte im Verlauf der Jahre entlang der Achse, ohne den strukturellen Spillpoint zu überschreiten. Die Gas-Wasser-Grenze verlagerte sich durch den Auftrieb des Wasserstoffs nach oben, blieb jedoch hydraulisch kontrollierbar. Im Speicher selbst konnten Rückgewinnungsraten von bis zu 78 % erreicht werden. Die beste Performance zeigten mehrere flache, seitlich versetzte Entnahmebohrungen direkt unterhalb der Deckschicht. In der Studie wurde betont, dass die Hauptverluste beim Energie-Wasserstoff-Energie-Wandlungsprozess auftraten, nicht im Speicher selbst. Viskoses Fingering trat nicht auf. Unter Berücksichtigung der gesamten Prozesskette (Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und zurück zu Strom) ergab sich im besten Fall eine globale Energieeffizienz von rund 30 % was etwa 15 % des Sommerstrombedarfs einer Stadt mit 175.000 Einwohnern entspricht.

Bei zu tief sitzenden Förderbohrungen erwies sich **Upconing** (Wasseraufstieg) als zentrales Problem. Aufgrund des Upconings sank die Gassättigung im unteren Teil des Bohrlochs abrupt, wodurch die Wasserförderung zunahm und somit die Effizienz der Wasserstoffproduktion abnahm. Die Gasreinheit wurde durch den Betrieb mit reinem Wasserstoff ohne Beimischung anderer Gase hochgehalten. In dieser Studie wird betont die Notwendigkeit von Monitoring- und Druckmanagementstrategien betont, um Effizienzverluste zu minimieren.

In dieser Machbarkeitsstudie wird gezeigt, dass Onshore-Aquifere mit geeigneter geologischer Struktur und Deckschichtung das **Potenzial für saisonale Wasserstoffspeicherung** bieten. Unter realitätsnahen Bedingungen können Rückgewinnungsraten $> 70\%$ erreicht werden, sofern Betriebskonzepte sorgfältig angepasst und technische Maßnahmen zur Wasserverdrängung berücksichtigt werden. Diese Arbeit liefert eine fundierte Grundlage für die Planung und Bewertung ähnlicher Speicherprojekte in Mitteleuropa.

2.1.3.3 Gegenüberstellung der generischen Beispiele

Zur Verdeutlichung der potenziellen Chancen und Herausforderungen von Aquifere für die Wasserstoffspeicherung wurden

- eine Modellstudie für ein Offshore-Beispiel in der Nordsee (Kapitel 2.1.3.1) und
- eine Machbarkeitsstudie für ein Onshore-Beispiel in Nord-Spanien (Kapitel 2.1.3.2)

als generische Beispiele betrachtet. Diese beiden Studien unterscheiden sich hinsichtlich der betrachteten Parameter, Randbedingungen und Ergebnisse deutlich. Ein Vergleich beider Beispiele ist in Tabelle 7 zusammengefasst.

Das **Offshore-Beispiel** [34] bietet detaillierte Erkenntnisse zu Rückgewinnung, Reinheit und Kissengaswahl. Es bleibt jedoch stark modellhaft und berücksichtigt keine Prozesse wie Diffusion, Dispersion, geochemische Reaktionen oder mikrobiologische Aktivität.

Das **Onshore-Beispiel** [33] liefert hingegen eine praxisnahe Darstellung des saisonalen Einsatzes, bleibt aber oberflächlich und geht nicht konkret auf Fragen der Gasreinheit, des Kissengasbedarfs oder möglicher Prozessrisiken ein.

Tabelle 7: Vergleich der generischen Beispiele zur Wasserstoffspeicherung in Aquiferen

Kriterium	Offshore-Aquifer (Nordsee) [34]	Onshore-Aquifer (N-Spanien) [33]
Tiefe	3.048 m	~ 500 m
Reservoireigenschaften	- Gutes Deckgestein, - Hohes Speicherpotenzial	- Porosität / Permeabilität ausreichend, - regionale Lage Inland
Betrachtete Parameter	- Gasverhalten, - Druckentwicklung, - Reinheit des H ₂ in Abhängigkeit vom Kissengas	- Speicherpotenzial, - saisonale Verfügbarkeit, - Eignung für saisonale Flexibilität
Nicht betrachtete Parameter	- Diffusion und Dispersion - mikrobielle Prozesse, - geochemische Reaktionen - Langzeiteffekte	- Gasreinheit, - mikrobielle- Prozesse-, - thermodynamische- Wechselwirkungen
Kissengas	Vergleich verschiedener Gase (CH ₄ , N ₂ , CO ₂ , H ₂)	H ₂
Rückgewinnung	- CH ₄ : ~ 80 % Effizienz, - N ₂ : 77 % - CO ₂ und H ₂ : jeweils 73,4 %	Bis 78 %
Reinheit	- CH ₄ : < 50 – 95 % (instabil) - N ₂ : ~ 95 % - CO ₂ : < 50 – 95 % (instabil) - H ₂ : > 94 %	„hoch“, keine Angabe konkreter Zahlen
Betriebsregime	Simulation saisonaler Speicherzyklen	Saisonal, Fokus auf großvolumige Flexibilitätsoptionen

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Offshore-Modell:** Technische Machbarkeit nachgewiesen; Rückgewinnungseffizienz abhängig vom Kissengas; komplexe geochemische und mikrobiologische Prozesse bleiben unberücksichtigt [34]
- **Onshore-Modell:** Grundsätzliche Eignung von Aquiferen für saisonale Flexibilität gezeigt; keine Detailangaben zu Gasqualität oder betrieblichen Herausforderungen [33]
- **Gesamtbewertung:** Modelle ergänzen sich in technischer Tiefenschärfe (Offshore-Modell) und saisonalem Anwendungskontext (Onshore-Modell); beide benötigen Feldnachweise zu Diffusion, Geochemie und Mikrobiologie

2.2 Speicherspezifisch Kaverne und Porenraumspeicher aus Sicht der Gasqualität

Die Qualität von Wasserstoff kann bei der Speicherung in unterirdischen Strukturen durch verschiedene geologische, geochemische und mikrobiologische Prozesse beeinträchtigt werden. Dabei spielen die Unterschiede zwischen Salzkavernenspeichern und Porenspeichern eine entscheidende Rolle – diese sind in Tabelle 8 prinzipiell zusammengestellt.

Ausgehend von dieser Bewertung können folgende Vorteile der Wasserstoffspeicherung in **Salzkavernen** im Vergleich zu Porenspeichern zusammengefasst werden:

- Geringe mikrobielle Aktivität
- Kaum mineralogische Reaktion
- Einfache Spülung mit Sole und Monitoring
- Sofortige Ein- und Auslagerung mit hohen Raten möglich – bei Rohölkavernen eingeschränkt; erhöhte Kontaminations- und Aufbereitungsanforderungen
- Annähernd 100 % Rückgewinnung des Speichermediums nach Beendigung der Speicherung

Der Vorteil der **Porenspeichern** liegt v.a. in ihrer breiteren geographischen Verteilung.

Auch neue **Aquifere** wären nicht gänzlich frei von Gasen. Es existieren Feldstudien und Labormessungen zum Vorkommen von Gasen in (salinen) Aquiferen unterhalb von 500 m:

- O₂: 0 mg/l
- N₂: 2–10 mg/l
- CO₂: 50–500 mg/l (durch hohen Druck sehr löslich,)
- CH₄: 10–100+ mg/l (biogen oder thermogen)
- H₂S: 1–50 mg/l (bei Sulfat-reduzierenden Milieus, kann stark variieren)

Typisch sind in Aquiferen anaerobe Bedingungen, „viel“ CO₂ und bei mikrobiologischer Aktivität das Vorhandensein von Methan und H₂S [35], [36], [37].

Tabelle 8: Übersicht über die Unterschiede in der Speicherspezifität zwischen Salzkavernen und Porenspeichern. Die Porenspeicher werden in ausgeförderte Erdgas-Lagerstätten und Aquifere unterschieden.

Faktoren	Salzkavernen	Ausgeförderte Erdgas-Lagerstätten	Aquifere
„Speicherdynamische“ Faktoren			
Entfernung von Restgas	Einfach, effizient, über Sole gesteuert; geringe Restmengen (Hintersolungen, Rückdiffusion aus Salz) wahrscheinlich	Schwierig	Entfällt, aber CO ₂ gelöst im Formationswasser möglich
Entfernung von Formationswasser	Entfällt	Verdrängung durch Kissengas	Verdrängung durch Kissengas
Einsatz von Kissengas	H ₂ als Kissengas auch nach N ₂ -Solung; kein weiteres Gas nötig, minimiert Durchmischung	Erforderlich	Erforderlich
Angepasste Fahrweise (Restgase / Formationswasser)	Nur bei Umnutzung erforderlich	Erforderlich	Erforderlich
Porenverstopfung (Partikelmobilisierung)	Entfällt	Relevant	Relevant
Rolle der Gasvermischung	Nur relevant bei Restgasen	Relevant	Relevant
Laterale Ausbreitung	Entfällt	Relevant	Relevant
Diffusion / Dispersion	Relevant, außer bei mit N ₂ neugesolter Kaverne	Relevant	Relevant
Zeitliche Veränderung der Gaszusammensetzung (aus Vornutzung heraus)	Mit Start bereits hohe H ₂ -Reinheit, weiter zunehmend	Strukturabhängig, H ₂ -Reinheit steigend, größere Qualitätsbandbreite zu erwarten	Umstellung: Restgasproblematik Neu: Keine zeitliche Veränderung; aber gelöste Gase im Aquifer berücksichtigen

Geochemische Faktoren			
Anwesenheit von Wasser	Relevant	Relevant	Relevant
Reaktionsoberfläche der Speichermatrix	Sehr gering	Relevant	Relevant
Porenverstopfung (Mineralausfällung, Quellen v. Ton)	Entfällt	Relevant	Relevant
Katalytisch wirkende Materialien	Entfällt	Relevant	Relevant
Mikroorganismen	In geringem Maßstab relevant	Relevant	Relevant
Mikrobiologische Faktoren			
Sulfat	Relevant	Relevant	Relevant
Kohlenwasserstoffe	Relevant bei Umnutzung und bei Blanket \neq N ₂ (Reste von Kohlenwasserstoffen fördern mikrobielle Aktivität)	Relevant	Natürlich gelöste Kohlenwasserstoffe im Formationswasser?
Mikroorganismen	In geringem Maßstab relevant	Relevant	Relevant
Elektronenakzeptoren / Katalysatoren	Bedingt relevant	Relevant	Relevant
Reaktionsoberfläche der Speichermatrix	Sehr gering	Relevant	Relevant
Porenverstopfung durch Biofilme	Entfällt	Relevant	Relevant

Zusammenfassung der Kernaussagen:

➤ Vergleich Salzkavernen vs. Porenspeicher:

Salzkavernen ohne oder mit aufwändiger CH₄-Restgasentfernung (PSA mit Tailgasanfall), geringer Reaktions- und Mikrobenaktivität;

Porenspeicher mit umfangreicherer Restgasentfernung, Formationswasserverdrängung, stärkerer Gasvermischung sowie höherer geochemischer und mikrobieller Aktivität

➤ Salzkavernen – Vorteile:

Geringe mikrobielle Aktivität; kaum geochemische Reaktionen; einfache Spülung und Monitoring; sofortige Ein- und Auslagerung mit hohen Raten; nahezu vollständige Rückgewinnung des Speichermediums

➤ Porenspeicher – Potenzial:

Größeres Skalierungspotenzial, jedoch höhere Relevanz von Formationswasser, Gasvermischung, Porenverstopfung, geochemischen Reaktionen und mikrobieller Aktivität

2.3 Erfahrungen aus Umstellungsprojekten

Die UHS stellt eine zentrale Säule für den Erfolg der Energiewende dar und ist essenziell für die Versorgungssicherheit in einem zunehmend wasserstoffbasierten Energiesystem [10]. Wasserstoffspeicher sollen zeitliche und räumliche Schwankungen zwischen der Energieerzeugung und dem Energieverbrauch ausgleichen und übernehmen essenzielle Funktionen für die Sektorkopplung, Rückverstromung und industrielle Lastverschiebung [8]. Aktuell stehen mit Salzkavernen die einzigen geologischen Speicher zur Verfügung, die technisch erprobt, regulatorisch bereits im Einzelfall für die Wasserstoffspeicherung zugelassen sind und im Regelbetrieb sind (Bsp. USA) [10]. Technische Erprobungen in Porenspeichern liegen inzwischen ebenfalls vor (z.B. Underground Sun Storage). Auch das Weißbuch Wasserstoffspeicher (2025) [8] hebt Salzkavernen als derzeit technologisch ausgereifteste Lösung hervor, für die erste Umwidmungsprojekte bereits in der Umsetzung sind. Dennoch wird aufgrund des hohen Speicherbedarfs und der geologisch ungleichen Verteilung geeigneter Formationen mittelfristig auch die Nutzung von Porenspeichern erforderlich sein, um die bundesweite Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Während in Norddeutschland v.a. Salzkavernen vorkommen, verfügt Mitteldeutschland über beide Speichertypen und Süddeutschland nur über Porenspeicherpotenzial. Weitere Kapazitäten für die Gasspeicherung können durch Umnutzung von Kavernen gewonnen werden, die bisher für die Lagerung flüssiger Kohlenwasserstoffe genutzt werden [8], [10]. Porenspeicher weisen dabei ein hohes theoretisches Potenzial an Speichervolumen auf, befinden sich aber noch in einem frühen Entwicklungsstadium, u.a. wegen geochemischer, mikrobiologischer und bautechnischer Herausforderungen [8]. Die bisherigen Ergebnisse basieren weitgehend auf Einzelfallbetrachtungen.

Für eine **mögliche Umwidmung von Salzkavernen** für die Wasserstoffspeicherung laufen in Deutschland Planungs- und Genehmigungsverfahren [8]. Technisch stellt die Umrüstung bestehender Speicher erhebliche Anforderungen. Die Eignung vorhandener Infrastrukturen hängt dabei von Faktoren wie Materialbeständigkeit, geomechanischen Eigenschaften der Formation sowie mikrobiologischen und geochemischen Reaktionen ab. Eine systematische Nachnutzung bestehender Obertageanlagen wird allerdings eher nicht gesehen [1], [8], [10]. Ein zentrales Beispiel

hierfür ist das Projekt H2CAST Etzel, welches in Kapitel 2.3.1.3 dargestellt wird.

Für die Wasserstoffspeicherung – sowohl in Porenspeichern als auch in Kavernen – fehlen bislang spezifische, bundesweit abgestimmte **Regelungen und genehmigungsfähige Standards**; eine Orientierung bietet die aktuelle Normungsroadmap Wasserstofftechnologien. Erste Projekte zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen konnten zwar bereits auf Grundlage bestehender Regelwerke für Erdgas umgesetzt werden, bewegen sich jedoch in einem nicht vollständig harmonisierten Rechtsrahmen. Dies erschwert die Investitionssicherheit insbesondere für zukünftige Großprojekte. Im Weißbuch Wasserstoffspeicher wird daher die Notwendigkeit einer gezielten Schaffung von Rechts- und Planungssicherheit zur Beschleunigung des Umnutzungsprozesses unterstrichen [8].

Die folgenden Unterkapitel geben einen Überblick über Planungen und erste Erfahrungen zur Umnutzung von Salzkavernen, Ölkavernen und ausgeförderten Erdgaslagerstätten zur Wasserstoffspeicherung.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Salzkavernen:** Einzige in Deutschland derzeit technisch erprobte und zugelassene Speicheroption; erste Umwidmungen laufen [8], [10]
- **Porenspeicher:** Großes Potenzial, aber noch frühes Entwicklungsstadium mit geochemischen, mikrobiologischen und bautechnischen Herausforderungen [8]
- **Umrüstung:** Erfordert Materialbeständigkeit, geomechanische Eignung, Reinigung/Konditionierung sowie klare rechtliche Rahmenbedingungen für Investitionssicherheit [1], [8], [10]

2.3.1 Neue Kavernen und Umnutzungsprojekte

Zur Umnutzung von Erdgaskavernen für die Wasserstoffspeicherung gibt es eine Vielzahl an Projekten zur praktischen Erprobung. In Gronau-Epe wird der erste kommerzielle Wasserstoff-Großspeicher entwickelt [38]. In dem Projekt **HyCAVmobil** wurde die Speicherung von Wasserstoff in neu gesalzen Salzkavernen erforscht und bewertet, dessen auszuspeichernde Qualität sich für Brennstoffzellen eignet [38]. In Huntorf rüstet EWE im Programm **Clean Hydrogen Coastline** eine bestehende Erdgaskaverne zu einem großtechnischen Wasserstoffspeicher um, der an das Wasserstoff-Kernnetz angebunden wird und ab Ende 2027 Wasserstoff bereitstellen soll [39], [40]. **H2CAST** (Etzel) ist ein Pilot- und F&E-Projekt, das die Umrüstung bestehender Salzkavernen samt Obertageanlagen auf Wasserstoff erprobt und den technischen Betrieb (Ein-/Ausspeicherung, Dichtheit, Materialtauglichkeit, Betriebszyklen) demonstriert [41].

2.3.1.1 Projekt RWE Epe H₂

Das Projekt der RWE Epe-H₂ – Wasserstoffspeicher bei Gronau-Epe [42] wird der erste kommerzielle Großspeicher in Deutschland werden. Der Neubau einer Obertageanlage für Ein- und Ausspeicherung, Verdichtung und Netzanbindung ist im Bau; vorgesehen ist die Nutzung von zwei Kavernen für die Wasserstoffspeicherung. Eine der Kavernen war vorher solegefüllt, die andere bereits als Erdgas-Speicher in Betrieb. Die beiden Kavernen sollen zusammen ein Arbeitsgasvolumen von etwa 38 Mio. m³ Wasserstoff bereitstellen. Die Ein-/Ausspeicherleistung

wird mit ca. 50.000 m³/h angegeben. Die Erstbefüllung ist Mitte 2026 geplant, der kommerzielle Betrieb ab Juli 2027.

Im Rahmen einer zweiten, bereits planfestgestellten Baustufe sind Erweiterungen vorgesehen:

- Umrüstung weiterer Kavernen, die aktuell Erdgas speichern
- Ausbau der Obertageanlage: zusätzliche Ein- und Ausspeicherstrecken, Nebenanlagen, Netzanschluss
- Vergrößern der Flächen und Kapazitäten

Damit sind zusätzliche Kapazitäten von ca. 45 Mio. m³ Wasserstoff geplant.

2.3.1.2 Clean Hydrogen Coastline – Speicher Huntorf

Im Anschluss an das erfolgreiche Forschungsprojekt **HyCAVmobil** (Rüdersdorf, Brandenburg) konnte die sichere unterirdische Speicherung von Wasserstoff in einer neu errichteten Salzkaverne nachgewiesen werden. Die Untersuchungen zeigen, dass die Reinheit des ausgespeicherten Wasserstoffs nur minimal abnimmt und sich somit auch für anspruchsvolle Anwendungen, etwa im Mobilitätssektor, eignet [39].

Auf dieser Grundlage wird nun die **Umrüstung einer bestehenden Erdgaskaverne in Huntorf** (Niedersachsen) durch die Firma EWE umgesetzt. Dabei wird eine ehemals für Erdgas genutzte Kaverne auf die Speicherung von Wasserstoff umgestellt, wobei keine neuen Bohrungen erforderlich sind. Dieses Vorgehen beschleunigt den Umbau und senkt die Kosten. Der Speicher in Huntorf ist Teil des IPCEI-Großprojekts Clean Hydrogen Coastline, das Erzeugung, Transport, Speicherung und Nutzung von grünem Wasserstoff in Nord-Deutschland integriert [40].

Die geplante Kapazität liegt bei bis zu 70 GWh Wasserstoff und entspricht damit in etwa der derzeit insgesamt in Deutschland installierten Stromspeicherkapazität. Die Bauarbeiten sind bereits angelaufen: Im Frühjahr 2025 begannen erste Oberflächenarbeiten, der eigentliche Bau soll im Herbst starten. Die Inbetriebnahme des Speichers ist für Ende 2027 vorgesehen [40].

2.3.1.3 H₂CAST Etzel

Das Projekt H₂CAST Etzel [41] zielt auf die technische Umstellung bestehender großer Salzkavernen in Etzel zur Speicherung von Wasserstoff ab. Damit sollen vorhandene Gasinfrastrukturen effizient für die grüne Energiewende nutzbar gemacht werden.

In der **1. Projektphase** (H₂CAST Ready) wurde die Umrüstung zweier Salzkavernen in > 1.000 m Tiefe erfolgreich umgesetzt. Wichtige Schwerpunkte waren die Anpassung der UTA und OTA an den Wasserstoffbetrieb, umfangreiche Dichtheits- und Materialprüfungen sowie der Aufbau einer Sole-Pendelanlage zur flexiblen Drucksteuerung. Seit Frühjahr 2025 läuft die **nächste Projektphase** (H₂CAST Pilot). Dabei wird Wasserstoff mittels einer modularen Anlage getrocknet, gereinigt und verdichtet. Die Technologien selbst sind nicht neu, ihre Anwendung in einem Setup mit vormals mit Rohöl beaufschlagten Kavernen jedoch innovativ. Es wurde ein Skid-montiertes Konzept gewählt, das zukünftige alternative Konfigurationen ermöglicht. Die Möglichkeit, mehrere Reinigungstechniken zu testen und in verschiedenen Kombinationen einzusetzen, erhöht die Komplexität der Anlage. Die Inbetriebnahme und der erste Testbetrieb erfolgen 2026 [41].

Strategisch profitiert H₂CAST Etzel von seiner Lage im NW Deutschlands: Das Kavernenfeld ist nahtlos an das zukünftige European Backbone angebunden und bietet Synergien durch die Nähe

zu Industrie, Windenergiequellen und dem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven. Damit etabliert dieses Projekt einen wichtigen Pilot zur industriellen Umnutzung von Erdgaskavernen für die Wasserstoffspeicherung und liefert eine Blaupause für die Skalierung großvolumiger Speicheranlagen im europäischen Wasserstoffsystem [41].

Zusammenfassung der Kernaussagen zu Neubau und Umnutzung von Erdgaskavernen:

- **Technische Machbarkeit:** Erste Projekte wie in Epe, HyCAVmobil, Clean Hydrogen Coastline, H₂CAST Etzel belegen die technische Machbarkeit der Umnutzung von Erdgaskavernen zur Wasserstoffspeicherung [38], [39], [40], [41], [42]
- **RWE Epe H₂:** Erster geplanter kommerzieller Großspeicher in Deutschland; 2 Kavernen (eine ehemals soleggefüllt, eine Erdgaskaverne) mit zusammen 38 Mio. m³ Arbeitsgasvolumen, Ein-/Ausspeicherleistung ca. 50.000 m³/h, Erstbefüllung 2026, kommerzieller Betrieb ab 2027; Erweiterung um weitere Kavernen auf insgesamt 45 Mio. m³ vorgesehen [42]
- **Clean Hydrogen Coastline – Huntorf:** Umrüstung einer bestehenden Kaverne, Kapazität bis 70 GWh, Inbetriebnahme für 2027 geplant [39], [40]
- **H₂CAST Etzel:** Umstellung großer Kavernen (> 1.000 m), Material- und Dichtheitsprüfungen, erste Einlagerung von ~ 90 t Wasserstoff; Standort bietet strategisch günstig durch Nähe zu Industrie, Offshore-Wind und Pipeline-Anbindung [41]

2.3.2 Umnutzung von Öl-/Kohlenwasserstoffkavernen

Im Rahmen eines aktuellen Projektes zur **Umnutzung einer Ölkaverne** durch AtkinsRéalis und der Nord-West Kavernengesellschaft mbH (NWKG) [27] wurden praxisnahe Erkenntnisse für den Umbau bestehender Speicherinfrastruktur erarbeitet.

Ziel war es, die bisher für Erdöl genutzte Kaverne für die zukünftige Wasserstoffspeicherung aufzubereiten und die Einspeisung in ein Netz gemäß DVGW G260 Gruppe A mit > 98 % Wasserstoffreinheit zu ermöglichen.

Die **Studie zeigt**, dass bei der Nachnutzung von Ölkavernen mit erheblichen Rückständen an den Kavernenwänden, im Sumpf sowie in Hintersolungen und strukturellen Unregelmäßigkeiten an der Wand verbleiben und den gespeicherten Wasserstoff über mehrere Speicherzyklen hinweg kontaminieren. Modellrechnungen gehen nach einer einfachen Flutung von Rückständen bis zu 1 % des Kavernenvolumens aus, wobei dieser Wert durch das Vorhandensein nicht flutbarer Fallenstrukturen deutlich überschritten werden kann. Unter der Annahme einer regelmäßigen Geometrie der Kaverne und einer Nachsolung wird das Erreichen von Ölrückständen von 0,1 % des Kavernenvolumens als realistisch angesehen. Diese Mischung aus leichten und schweren Kohlenwasserstoffen erscheint unterschiedlich stark im Gasstrom und macht eine spezifische Gasaufbereitung vor der Einspeisung erforderlich.

Für die **Aufbereitungsanlage** wird der Einsatz der Temperaturwechsel-Adsorption (TSA) aufgrund der hohen Effizienz und Robustheit gegenüber hohen Temperaturen und der Möglichkeit der gleichzeitigen Entfeuchtung und Entkohlung favorisiert. Sie ermöglicht eine wirtschaftliche Reinigung insbesondere bei mittleren Wasserstoffmengen und niedrigen Reinheitsanforderungen in frühen Betriebsphasen.

Für die **Umnutzung von Ölkavernen** sind wie auch in anderen Fällen **bauliche Anpassungen** der Kavernenplatzinfrastruktur und die Rekonfiguration des Bohrlochs erforderlich. Eine regelmäßige, intervallbasierte Überwachung der Gasqualität nach der Erstbefüllung ist geeignet, um potenzielle Kontaminationen frühzeitig zu erkennen und die Betriebssicherheit zu gewährleisten, da eine mögliche Akkumulation von Begleitstoffen wie Schwefelwasserstoff typischerweise langsam erfolgt. Die Umwidmung bestehender Ölkavernen wird bei sorgfältiger Planung der Aufbereitungsstrategie und unter Berücksichtigung des Kontaminationsverhaltens über mehrere Speicherzyklen hinweg als technisch machbar mit einem langfristig sicheren und wirtschaftlichen Betrieb bewertet.

In Zusammenarbeit der NWKG mit DEEP.KBB wurde ein **Konzept zur Umrüstung einer Ölkaverne zur Wasserstoffspeicher-Kaverne** entwickelt. Im Rahmen des Pilotprojekts „Kaskade K410“ am Standort Wilhelmshaven-Rüstringen soll die Ölspeicherkaverne K410 als erste Pilotkaverne zur UHS technisch umgerüstet werden [43]:

Das Projekt startete im Frühjahr 2023 mit der Nachsolung der Kaverne auf ein Zielvolumen von 450.000 m³ - die Eignung dazu wurde durch gebirgsmechanische und geologische Untersuchungen bestätigt. Eine vollständige Reinigung der Ölreste konnte nicht durchgeführt werden, da unterhalb von 1.630 m Teufe das naheliegende Kaliflöz angesolt werden könnte. Daher verbleiben geringe Mengen Restöl in der Kaverne, deren Verhalten während der Wasserstoffspeicherung zu beobachten ist. Die Sole wurde während der Nachsolung regelmäßig auf Ionenkonzentrationen und Kohlenwasserstoffgehalte untersucht. Nach etwa 1 Jahr nach der Nachsolung sei die Detektionsschwelle des Analysegerätes erreicht worden.

Es folgte die Erhebung und Bewertung des Bohrlochzustands und die Erstellung des technischen Umrüstungskonzepts. Bis zum Ende des Jahres 2026 soll eine neue gasdichte Rohrtour eingebaut und zementiert werden und Gasdichtheitstests mit Stickstoff und Wasserstoff durchgeführt werden. Daran werden sich der Einbau der Gaskomplettierung und Funktionalitätstests sowie die Inbetriebnahme des Kavernenspeichers Anfang 2027 anschließen.

Das **Projekt „Kaskade K410“** dient als technischer und organisatorischer Blueprint für weitere Umrüstungen innerhalb des NWKG-Kavernenportfolios. Die durchgeführten Zustandsbewertungen, die gewählten Testverfahren sowie die technische Re-Komplettierung schaffen eine belastbare Entscheidungs- und Planungsgrundlage für den zukünftigen Wasserstoffspeicherbetrieb.

Zusammenfassung der Kernaussagen zur Umnutzung von Öl-/Kohlenwasserstoffkavernen

- **Kontamination:** Restöl in Ölkavernen verunreinigt Wasserstoff über mehrere Zyklen → Gasaufbereitung zwingend erforderlich (TSA bevorzugt) [27]
- **Technische Anpassungen:** Umwidmung erfordert Anpassungen von Kavernenraum und Bohrloch sowie kontinuierliche Qualitätsüberwachung [27]
- **Pilotprojekt Kaskade K410 (Wilhelmshaven):** Nachsolung auf 450.000 m³, Beobachtung verbleibender Restöle unter H₂-Betrieb [43]
- **Zeitplan:** Bis 2027 Einbau neuer Rohrtour, Dichtheitstests und Inbetriebnahme → Blueprint für weitere Umrüstungen [43]

2.3.3 Umnutzung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten

In Österreich wurden die geochemischen, mikrobiellen und betrieblichen Herausforderungen der UHS in den 2 aufeinander aufbauenden Leuchtturmprojekten Underground Sun Storage (USS) – von 2013 bis 2017– und Underground Sun Storage 2030 (USS 2030) – seit 2023 – durch die RAG Austria AG untersucht. Beide Projekte demonstrieren praxisnah die Umstellung einer ausgeförderten porösen Erdgaslagerstätte in der oberösterreichischen Molassezone (mächtige Sedimentgesteine, die aus dem Erosionsmaterial der Alpen abgelagert wurden) auf die saisonale Speicherung von Wasserstoff.

2.3.3.1 Underground Sun Storage

Im **Projekt USS** wurde erstmals die UHS in einer ausgeförderten Lagerstätte, die auch als Erdgasspeicher genutzt wurde, unter realen Bedingungen in Pilsbach (Gemeinde Gampern, Oberösterreich) getestet. In der Speicherformation – poröser Sandstein, der durch tonige Deckschichten abgedichtet ist – wurde ein Gasgemisch mit 10 Vol.-% Wasserstoff und 90 Vol.-% Methan über mehrere Monate eingelagert. Dabei konnte gezeigt werden, dass die Integrität des Speichergesteins erhalten bleibt, keine Migration aus dem Reservoir erfolgt und mikrobielle Prozesse (z.B. Methanogenese) gezielt gesteuert werden können. Es traten keine signifikanten chemischen Reaktionen mit dem Gestein oder dem Lagerstättenwasser auf. Die Rückgewinnung des eingespeicherten Wasserstoffs lag bei 82 %. Diese Ergebnisse bestätigen die grundsätzliche Eignung poröser Gesteinsformationen für die Speicherung von Wasserstoff in Beimischung. Die vorhandene Infrastruktur erwies sich somit als grundsätzlich geeignet für die Einbindung in eine Wasserstoffwirtschaft [44].

2.3.3.2 Underground Sun Storage 2030

Für das **Folgeprojekt USS 2030** wurde eine Sandstein-Gaslagerstätte im Ortsteil Rubensdorf (Gemeinde Gampern, Oberösterreich) zur Speicherung von reinem Wasserstoff ausgewählt. Die technische Umsetzung umfasst die komplette Wasserwertschöpfungskette von der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse, der Ein- und Ausspeicherung und Aufbereitung mittels Membran und Druckwechseladsorption, bis zur Rückverstromung und Nutzung im Nahwärmenetz. Besonderes Augenmerk liegt auf der hohen Reinheit von 98 % des rückgeförderten Wasserstoffs [45], um die Einspeisung in zukünftige Wasserstoffleitungen zu ermöglichen. Eine entsprechende technische Eignung des Speichersystems wurde im bisherigen Projektverlauf bestätigt [46], [47]. Entsprechend der bisherigen Aussagen der RAG Austria AG kam es im Rahmen dieses Projektes zu keinen Veränderungen der Lagerstätte, auch gab es keine Anzeichen signifikanter mikrobiologischer Prozesse [45].

Zusammenfassung der Kernaussagen zur Umnutzung ausgeförderter Erdgaslagerstätten

- **Leuchtturmprojekte der RAG Austria AG:** USS und USS 2030 wurden in Österreich gestartet [44], [46], [47]
- **USS (2013 – 2017, Pilsbach):** Einlagerung eines H_2/CH_4 -Gemischs (10/90 Vol.-%); Speichergestein blieb intakt, keine Migration, mikrobielle Prozesse steuerbar, keine relevanten Reaktionen mit Gestein oder Wasser, Rückgewinnung von H_2 bei ~ 82 % → grundsätzliche Eignung poröser Speicherformationen bestätigt [37]

- **USS 2030 (ab 2023, Rubensdorf):** Speicherung von reinem H_2 mit kompletter Wertschöpfungskette; 98 % Reinheit von H_2 , kaum mikrobielle Aktivität [45], [46], [47]

3 Speicherung von Wasserstoff – Historie und Erfahrungen

3.1 Erfahrungen aus der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas

Beginnend im Jahr 1992 wurden mehrere Stadtgasspeicher auf Erdgas umgestellt [48]. Dies betraf die Speicher Ketzin (Aquiferspeicher), Kirchheilingen (Lagerstätte), Bad Lauchstädt (9 Kavernen) und Burggraf-Bernsdorf (stillgelegtes Bergwerk). Ziel der Umstellung und der begleitenden Überwachung war, den CO-Gehalt unter den Grenzwert der G 260 für CO von 1 Vol.-% zu drücken. Diese Grenze entsprach einem Stadtgasanteil von 8 Vol.-% im Erdgas.

Der **UGS Ketzin** war durch biologische Aktivitäten gekennzeichnet. Es bildete sich aus dem H_2 und CO Methan, gleichzeitig wurden Schwefelverbindungen gebildet. Wegen eines relativ hohen Kissengasanteils wurde entschieden, zur Reduzierung der Mischgasproblematik die letzte Stadtgasausspeisung bis in den Kissengasbereich hinein durchzuführen und Wasserbewegungen im gasführenden Bereich in Kauf zu nehmen. Es wurden damit ca. 35 % des Gesamtkissengases ausgefördert. Außerdem wurde der Speicher, der 14 Produktionsbohrungen besaß, stufenweise umgestellt. Es wurden jeweils Sonden zugeschaltet, in Abhängigkeit von der erreichten Methankonzentration. Der Speicher wurde als kompliziertester Fall der Umstellung eingestuft, u.a. wegen des geringen Druckbereiches von 18 bis 31 bar. Modellierungen ergaben für mindestens 5 weitere Zyklen Mischgasprobleme, was sich bestätigte. Die Stilllegung dieses Speichers aus betriebswirtschaftlichen Gründen begann im Jahr 2000 und begann mit der Abförderung des Kissengases [48].

Der **UGS Kirchheilingen** als ehemalige Lagerstätte wurde nach der Umstellung mehrere Jahrzehnte mit Erdgas betrieben. Der Speicher war eine ausgeförderte klüftige Erdgaslagerstätte. Bereits beim Stadtgas traten Mischgasprobleme auf. Es waren im ausgespeisten Stadtgas bis zu 22 % Resterdgas enthalten [48], so dass nur Sonderkunden in den ersten Stadtgaszyklen versorgt werden konnten. Deshalb wurde der Speicher vor der Umstellung an den minimalen Speicherdruck gefahren und bei der Befüllung bis in den Maximaldruck mit Erdgas befüllt. Der Speicher wurde im ersten Zyklus so gefahren, dass die 1 Vol.-% Rest-CO lange eingehalten werden konnten. Erst am Ende des Ausspeisezyklus erreichte die CO-Konzentration Werte von 1,2 Vol.-%. Dieses Gas wurde mit Erdgas verschnitten. Nach 4 Zyklen war die uneingeschränkte Ausspeisemöglichkeit des Kissengases gegeben, d.h. eine dauerhafte Unterschreitung der CO-Grenze von 1 Vol.-%. In diesem Fall wurden auch Mercaptane in das Erdgas eingetragen. Diese stammten aus der Odorierung, es wurde odoriertes Stadtgas gespeichert. Es lässt sich aber auf Grund der Konzentration der Schwefelverbindungen schließen, dass die Mercaptane nicht wie die Gase CO und H_2 verdrängt wurden, sondern auf Grund der Adsorption am Speichergestein auch im bohrungsnahen Raum verblieben.

Am **UGS Bad Lauchstädt** wurden die Stadtgaskavernen nacheinander umgestellt. Die erste Kaverne wurde auf 10 bar abgefördert und anschließend mit Erdgas bis auf 128 bar befüllt. Dies führte zu einem Reststadtgasgehalt von 8,5 Vol.-%. Das ausgespeiste Erdgas (Mischgas) wies einen relativ konstanten CO-Gehalt auf, so dass von einer guten Gasvermischung zwischen dem restlichen Stadtgas und dem Erdgas in der Kaverne ausgegangen werden kann. Die zweite Befüllung reduzierte den Stadtgasanteil auf < 2,5 Vol.-%. Mit einem zweimaligen Kavernenumschlag wurde das Mischgasproblem als gelöst angesehen. Der Gehalt an Odoriermitteln (Mercaptane) führte nicht zu besonderen Maßnahmen. Es stellte sich zügig der natürliche Schwefelgehalt des Erdgases ein [48].

Bei der Umstellung des **ehemaligen Bergwerkes Burggraf-Bernsdorf** auf Erdgas waren insbesondere destabilisierende Auswirkungen auf das Dichtsystem zu beachten. Deshalb wurde der Minimaldruck nicht angefahren. Dies erforderte mehr Spülzyklen als bei der Kaverne. Aufgrund der regelmäßigen (mindestens monatlichen) Umschläge war der Speicher nach einem halben Jahr umgestellt [48].

Ein Speicher mit deutlicher Veränderung der Gaszusammensetzung während der Betriebsphase war der Speicher **UGS Lobodice (CZ)**. Die Veränderungen im Stadtgasspeicher Lobodice beruhten auf chemischen Reaktionen zwischen den Komponenten des Gases, unterstützt durch erhöhten Druck und höhere Temperaturen und durch katalytische Einwirkung des Speichergesteins, durch physikalische Vorgänge (Auflösung in Wasser, Sorption) sowie durch die Tätigkeit von Mikroorganismen. Diese Prozesse überlagerten sich, so dass die einzelne Wirkung nicht aufgeschlüsselt werden konnte.

- In Lobodice wurde ein Stadtgas mit ca. 21 Vol.-% Methan eingespeist, die Ausspeisekonzentration stieg auf 29 Vol.-% bei gleichzeitiger H₂-Abnahme
- Diese Veränderung wurde überwiegend mit der Reaktion von CO und H₂ zu Methan begründet
- Zum kleineren Teil reagierte CO₂ mit H₂ zu Methan. 90 % der CO₂-Verluste, 18 Mio m³ in 15 Jahren, wurden dem Auflösen des CO₂ im Lagerstättenwasser zugeschrieben. In jedem Fall erfolgte eine (katalytisch unterstützte) Reaktion des CO₂ mit dem Wasserstoff,
- Der Methangehalt stieg an einigen Sonden weit über das Maß hinaus, welches über die Methanisierung zu erwarten wäre. Innerhalb von 5 Monaten stieg die Methankonzentration von 26 Vol.-% auf bis zu 65 Vol.-% im Ausspeisegas. Als Ursache wird die zunehmende Entnahme von Altgas aus den Randzonen des Speichers gesehen. Es gab Probleme mit der Verbrennung dieses Gases an Industriebrennern.
- In wässrigen Kondensaten wurden flüchtige Fettsäuren (z.B. Essigsäure) in Konzentrationen von bis zu 10 g/l analysiert. Die Konzentration stieg in Wässern aus dem Randbereich. Dies bezeugt einen großflächigen mikrobiologischen Befall.

Das Stadtgas wurde vor der Einspeisung mittels Aktivkohle entschwefelt. Dennoch wurden im Ausspeisegas H₂S und organische Schwefelverbindungen (Mercaptane und Sulfide) nachgewiesen. Konzentrationen im Gas wurden nicht genannt.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **UGS Ketzin (Aquiferspeicher, DE):** Starke biologische Aktivität → Bildung von CH₄ und Schwefelverbindungen; langanhaltende Mischgasprobleme trotz schrittweiser Umstellung; komplexester Umstellungsfall (niedriger Druckbereich, hoher Kissengasanteil); Stilllegung ab 2000 [48].
- **UGS Kirchheiligen (ausgeförderte Lagerstätte, DE):** Mischgasprobleme schon beim Stadtgas; Resterdgasanteile bis 22 %; nach 4 Zyklen dauerhafte Einhaltung des CO-Grenzwerts; Mercaptane blieben durch Adsorption länger im System [48]
- **UGS Bad Lauchstädt (Salzkavernen, DE):** Stufenweise Umstellung → nach 2 Kavernenumschlägen Mischgasproblem gelöst; Mercaptane verschwanden rasch, Schwefelgehalt entsprach bald natürlichem Erdgas [48]

- **UGS Burggraf-Bernsdorf (Bergwerk, DE):** Druckgrenzen zum Schutz des Dichtsystems mussten eingehalten werden; mehrere Spülzyklen nötig; Umstellung nach ca. 6 Monaten abgeschlossen [48]
- **UGS Lobodice (CZ):** Starke Änderungen in Gaszusammensetzung durch Methanisierung, CO₂-Auflösung, mikrobiologische Prozesse; Methangehalt im Ausspeisegas bis 65 %; Nachweise von Fettsäuren und Schwefelverbindungen belegen großflächige mikrobielle Aktivität

3.1.1 Schlussfolgerungen

Es lassen sich einige Schlüsse aus diesen Umstellungen ziehen, auch wenn die gewünschte Qualität am Ende eine andere als jetzt bei einer Umstellung auf H₂ war:

- Die Umstellung der **Porenspeicher** erfordert einige Zyklen, die Anzahl zunehmend mit der gewünschten Gasreinheit.
- Sind gut adsorbierbare Verbindungen wie Schwefelverbindungen oder höhere Kohlenwasserstoffe im Speicher, werden diese mit der H₂-Neubefüllung nicht automatisch in das Kissengas verdrängt
- Eine Gasaufbereitung ist so auszulegen, dass mit jedem Zyklus von abnehmenden Konzentrationen der zu entfernenden Stoffe auszugehen ist (Ausnahme Wasser).
- Der mikrobiologische Befall war laut der Untersuchung der Kondensate großflächig bis in den Randbereich der Porenspeicher. Dies erschwert die Durchführung antibakterieller Behandlungen.
- Für Porenspeicher gilt, dass die volle Ausnutzung des möglichen Druckspiels bei der Umstellung anzustreben ist, da für diese die Druckabsenkung die einzige Möglichkeit zur Restgasminimierung darstellt. Bei **Kavernen** erfolgt die Umstellung dagegen über Flutung und anschließende Neubefüllung, ein Druckspiel ist hier nicht vorgesehen. Bei der Umstellung von Öl- / Dieselkavernen ist der Druck dagegen wenig relevant, ausschließlich hinsichtlich der Löslichkeit kurzkettiger Kohlenwasserstoffe in Sole.
- Die Umstellung von Kavernen erfolgte sehr zügig. Bei Ausnutzung des Druck-Spielraumes konnte von einer zügigen und weitreichenden Vermischung der beiden beteiligten Gase (Stadtgas und Erdgas) ausgegangen werden.

Es wurden zusätzliche Beobachtungen bezüglich der Korrosion im H₂-haltigen Gas am Speicher **Ketzin** gemacht:

- Die Verrohrungen im Süßwasserbereich zeigen kaum Korrosionserscheinungen.
- Korrosionsgefährdung besteht in den salinen Wässern. Dennoch wiesen Rohrtouren, die 1987 nach einer Standzeit von 25 Jahren ausgebaut wurden, nur innen lokale Korrosionsbereiche mit Tiefen von 0,2 bis 0,5 mm auf, entsprechend Korrosionsraten von ca. 0,02 mm/a. Außen wurden keine Schäden festgestellt. Die Verwendung von Süßwasserzement stellte an der Kontur Rohrtour / Zement ein alkalisches Milieu her, welches der Korrosion entgegenwirkte.
- In den Fördersträngen wurden nach 21 Jahren Standzeit Lochkorrosionen von 0,2 bis 1 mm Tiefe festgestellt. Der höchste gemessene gleichmäßige Korrosionsabtrag betrug 2 mm,

entsprechend einer Korrosionsgeschwindigkeit von 0,1 mm / a.

- Spannungsrissskorrosion aufgrund des H_2S im Ausspeisegas wurde nicht beobachtet. Es wird für den gesamten UGS Ketzin eine Gefährdung durch Spannungsrissskorrosion ausgeschlossen.
- An den Filterinstallationen wurde (unabhängig von der Art der Filter) ein z.T. starker Korrosionsangriff festgestellt. Eines der Filterrohre war völlig durchrostet, als Ursache wird saures Schichtwasser angegeben. Dessen pH-Wert liegt allgemein bei 5-6. Hieraus bestätigt sich die Korrosionsgefahr beim Auskondensieren von Säuren, wobei weitaus niedrigere pH-Werte erreicht werden.

3.2 H_2 -Speicher im Bestand

Weltweit gibt es bislang einige wenige **Salzkavernen, die zur unterirdischen Speicherung von Wasserstoff** in Betrieb sind und kommerziell betrieben werden. Die industrielle Region **Teesside**, UK, nahm 1972 die ersten reinen Wasserstoffspeicher in Form von 3 geringvolumigen Salzkavernen in Betrieb. Die Kavernen sind mit einer Tiefe von etwa 370 m bis 400 m flach gelegen, weisen Höhen zwischen 15 m und 40 m sowie einen Durchmesser von etwa 70 m auf. Diese Kavernen werden unter relativ niedrigem und konstantem Druck betrieben, wobei der Betriebsdruck durch die Einspeisung und Entnahme von Sole gesteuert wird; der Wasserstoffgehalt bleibt dabei weitgehend konstant. Der gespeicherte Wasserstoff weist einen Reinheitsgrad von bis zu 95 % auf, mit CO_2 -Anteilen von 3 – 4 %. Das Einzelvolumen beträgt rund 70.000 m³ pro Kaverne, was einem Gesamtvolumen von ca. 210.000 m³ entspricht. Ursprünglich wurden diese Kavernen für die Speicherung von Stadtgas mit einem Wasserstoffanteil von bis zu 60 % verwendet. Das Risiko mikrobieller Aktivität, insbesondere der Bildung von H_2S , wird in den dortigen Salzkavernen aufgrund der hohen Salinität und dem damit verbundenen osmotischen Stress für Mikroorganismen als gering eingestuft [24], [49].

Es folgte die Entwicklung von reinen Wasserstoffspeichern in den **USA** entlang der Golfküste. Dort werden unter variablem hohem Druck drei großvolumige Wasserstoffkavernen in tieferen Lagen betrieben und verfügen über jahrzehntelange Erfahrung [50], [51], [52], [53]:

- Das Chevron Phillips Clemens Terminal in Clemens Dome, Texas. Diese Anlage wird seit den 1980er Jahren in einer circa 850 m tiefen Salzkaverne mit betrieben und kann etwa 2.520t Wasserstoff aufnehmen.
- Das Salzkavernenspeichersystem in Moss Bluff in Liberty County, Texas, wurde von Praxair Inc., einer Tochtergesellschaft von Linde PLC, betrieben und versorgt die 310 Meilen lange Wasserstoffversorgungsleitung zwischen Texas City und Lake Charles in Louisiana. Die Inbetriebnahme erfolgte 2007. Zur Überwachung der Qualität des Wasserstoffs werden H_2O , H_2S und CO_2 (aufgrund der Ausgasung aus der Sole) gemessen. Die Reinheit des Wasserstoffs soll bei der Ein- und Ausspeicherung bei 99,99 % liegen², Linde bezeichnet Moss Bluff ausdrücklich als „high-purity hydrogen cavern“. Bei der Gasaufbereitung ist lediglich die Trocknung des wasserdampfgesättigten Wasserstoffs über 2 Adsorber in der Obertageanlage notwendig. In der Sole dieser Kaverne gibt es bislang keine Hinweise auf die mikrobiell bedingte Bildung von H_2S . Die Speicherkapazität beträgt 566.000 m³, der

² Tatsächlich existieren unterschiedliche Angaben, gegenüber DBI wurde diese Reinheit vom Betreiber genannt.

Betriebsdruck beträgt 76 bis 134 bar. Die Temperatur in der Kaverne liegt bei circa 54 °C. Als Blanket wurde Stickstoff genutzt. Die Verdichter sind zwar nicht ölfrei, jedoch liegen die gemessenen Ölkonzentrationen bei < 1 ppb.

- Die Spindletop-Kaverne von Air Liquide in Beaumont, Texas, versorgt die gesamte Golfküste mit Wasserstoff. Sie ist seit 2006 in Betrieb und wird mit täglicher Ein- und Ausspeisung regelmäßig betrieben. Diese Kaverne befindet sich in einer Tiefe von 1.500 m, weist einen Durchmesser von beinahe 70 m auf. Spindletop (Air Liquide) in Beaumont, Texas hat ein H₂-Arbeitsgasvolumen von „über 4,5 Mrd. scf“ ($\approx 127 \text{ Mio. Nm}^3 \approx 0,127 \text{ bcm} \approx \sim 382 \text{ GWh LHV}$). Die geometrische Kavernen-größe liegt bei $\approx 906.000 \text{ m}^3$; betrieben wird sie typischerweise im Bereich ~68 – 202 bar. Die Literatur betont die Rolle der Kaverne als zentrale Speicheranlage an der Golfküste [51], [53].

Allerdings sind diese Anlagen nicht frei von **Herausforderungen**. Insbesondere die mikrobiologische Bildung von H₂S durch sulfatreduzierende Bakterien stellt eine relevante Problematik dar – in einer dieser Kavernen gibt es konkrete Hinweise auf die Bildung von H₂S [53]. Diese Bakterien sind in der Lage, Sulfat, welches aus gelösten Mineralen wie Anhydrit oder Gips stammt, mit Hilfe von Wasserstoff zu H₂S zu reduzieren. Dies führt zu Korrosion der Infrastruktur, beeinträchtigt die Reinheit des gespeicherten Wasserstoffs. Daher müssen Speicherbetreiber präventive Maßnahmen treffen – etwa durch regelmäßige Gas- und Soleanalysen, angepasste Betriebsführung zur Vermeidung anaerober Phasen, kontrollierte chemische Behandlung der Sole oder korrosionsbeständige Materialien – und die mikrobiologische Aktivität überwachen, um geeignete Betriebsstrategien zu entwickeln und die Sicherheit sowie die Effizienz der Wasserstoffspeicherung langfristig zu gewährleisten [24], [49].

Die **Pilotanlage eines Porenspeichers** für ein Erdgas/Wasserstoff-Gemisch ging im Jahr 2016 als Feldversuch im Rahmen des Projektes „Underground Sun Storage“ unter Führung der Firma RAG Austria AG in Vöcklabruck, **Oberösterreich**, in Betrieb. Es wurde ein kompletter Speicherzyklus von Erdgas, welches mit 10 % Wasserstoff versetzt und in die Lagerstätte eingebracht wurde, realisiert. Dieser Feldtest beinhaltete drei Monate für die Einspeicherung, vier Monate für die Einschlussphase und weitere drei Monate für die Gas-Entnahme. Diese Lagerstätte in etwa 1.027 m Tiefe ist geologisch und geophysikalisch gut mit anderen Speichern der RAG vergleichbar, die Speicherkapazität lag bei einem Gasvolumen von etwa 6 Mio. Nm³. Das Speichergestein ist ein litharenitischer Sandstein mit karbonatischer unzementierter Matrix, welches von Tongestein umschlossen ist. Der Initialdruck beträgt 107 bar(a), die Permeabilität liegt bei 700 mD. Der Betriebsdruck lag zwischen 30 und 78 bar, bei einer Temperatur von 40 °C. Diese niedrigrisaline (14.000 mg/l) Süßgaslagerstätte (pH-Wert 8,1) ist von anderen Schichten oder aktiven Aquiferen abgeschlossen. Die Ergebnisse dieses Feldversuchs wurden positiv bewertet, auch wenn es durch mikrobiologische Prozesse (wie z.B. Methanogenese), Löslichkeit im Formationswasser und Diffusion in Deck- und Mantelschichten einen Verlust von 18 % Wasserstoff gab. So konnte nachgewiesen werden, dass die vorhandene Gasspeicherinfrastruktur grundsätzlich für die Speicherung von Wasserstoff geeignet ist, ohne Beeinträchtigung der Integrität des porösen Gasspeichers. Weder Migration von Wasserstoff aus dem Speichergestein noch strukturelle Veränderungen des Gesteins konnten beobachtet werden. Mikrobiologische Prozesse ließen sich gezielt kontrollieren [54], [55].

Ein **Wasserstoff-Porenspeicher** ging 2023 bis 2025 unter Führung der Firma RAG Austria AG in Gampern, **Oberösterreich**, im Rahmen des Projektes „Underground Sun Storage 2030“ in den Demonstrationsbetrieb. Über mehrere Monate hinweg wurden rund 500.000 m³ Wasserstoff in einer

unterirdischen Sandstein-Gaslagerstätte in etwa 1.000 m Tiefe eingelagert. Mächtige Tonschichten von mehr als 100 m dichten diese Lagerstätte ab. Der initiale Lagerstättendruck betrug 107 bar(a), die Porosität lag bei 16 bis 25 %, die Permeabilität betrug 18 bis 25 mD, das Arbeitsgasvolumen lag bei 1,2 Mio. Nm³. Der Wasserstoff wurde mit hoher Reinheit wieder entnommen, was die technische Umsetzbarkeit dieser Speichertechnologie bestätigt [46].

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Teeside (UK):** seit 1972 Betrieb der ersten reinen H₂-Kavernen (3 kleine, flach gelegene); niedriger konstanter Betriebsdruck; H₂-Reinheit bis 95 % mit 3 – 4 % CO₂; geringes mikrobielles Risiko gering durch hohe Salinität und osmotischen Stress [24], [49]
- **Golfküste (USA):** Seit den 1980er Jahren 3 großvolumige H₂-Kavernen in tieferer Lage (Clemens Dome, Moss Bluff, Spindletop); potenzielle H₂S-Bildung durch sulfatreduzierende Bakterien mit Risiko für Korrosion und Gasqualität → kontinuierliches Monitoring erforderlich [50], [51], [52], [53]
- **Porenspeicher USS (Vöcklabruck, AT):** 2016 - 2017 Einlagerung von Erdgas mit 10 % H₂ in Sandsteinformation (~ 1.027 m); Eignung bestehender Erdgaslagerstätten für H₂-Speicherung nachgewiesen; 18 % H₂-Verluste durch mikrobielle Prozesse, Löslichkeit und Diffusion; keine strukturellen Schäden, gezielte Steuerung mikrobieller Aktivität möglich [54], [55]
- **Porenspeicher USS 2030 (Gampern, AT):** Seit 2023 – 2025 Demonstrationsbetrieb zur reinen H₂-Speicherung in Sandsteinformation (~ 1.000 m); hohe Reinheit bei Ausspeicherung bestätigt technische Umsetzbarkeit [46]

3.3 Erfahrungen aus der Helium-Speicherung

Die Speicherung hochreiner Gase in Kavernen ist nicht nur auf Wasserstoff beschränkt. Ein relevantes Beispiel ist der Betrieb einer **Helium-Kaverne** durch Air Liquide im Kavernenfeld Epe (S72) [56]. In dieser Kaverne wird ein Gas gespeichert, welches beim Kunden sehr hohe Reinheitsanforderungen erfüllen muss. Bedauerlicherweise gibt Air Liquide keine Freigabe näherer Informationen. Dies betrifft auch den angefragten Kontakt zu den H₂-Speichern der Air Liquide in den USA.

Allerdings sind einige Quellen frei zugänglich [56]. Es lassen sich zum Betrieb dieser Kaverne folgende Punkte zusammenfassen:

- Die Kaverne wurde vor der Helium-Nutzung nicht anderweitig zur Speicherung genutzt. Somit handelt es sich nicht um eine Umstellung einer Kaverne.
- Der Betrieb erfolgt im sogenannten Pendelbetrieb, d.h. die Kaverne wird über Steuerung des Füllstandes der Sole befüllt und entleert. Die Sole wird per Pipeline angeliefert, so dass keine eigene Solelagerung notwendig ist. Der Druck bleibt damit in der Kaverne weitgehend konstant im Bereich von 170 – 200 bar.
- Gasumschläge erfolgen kurz- und langfristig. Auch kleinere Ausspeisevolumina sind relevant.

- Die Belieferung erfolgt tiefkalt und flüssig per Trailer. Nach der Ausspeisung erfolgt erneut eine Verflüssigung des Heliums. Dafür ist eine sehr hohe Reinheit notwendig. So darf kein Stickstoff und kein Sauerstoff im Helium enthalten sein. Deshalb wird eine umfangreiche Aufbereitung des Heliums vor der Verflüssigung betrieben.

Eine Qualitätsmessung des Heliums vor der Aufbereitung und damit direkt nach der Kaverne erfolgt nicht. Es ist aus Grund der Betriebsweise nicht davon auszugehen, dass ein mineralölhaltiges Blanket genutzt wurde.

Fazit: Dieses Beispiel zeigt, dass Kavernen in Deutschland bereits erfolgreich für die Speicherung hochreiner Gase eingesetzt werden. Insbesondere die Anforderungen an die Gasaufbereitung, den Reinheitsgrad sowie die druckstabile Betriebsweise lassen sich als wichtige Erfahrungswerte für die künftige Wasserstoffspeicherung heranziehen.

Zusammenfassung der Kernaussagen [56]:

- **Erstbefüllung:** Nutzung einer neu gesolten Kaverne zeigt Übertragbarkeit auf H₂-Speicher
- **Betrieb:** Pendelbetrieb mit konstant 170 – 200 bar belegt druckstabile Betriebsweise für H₂
- **Aufbereitung:** Strenge Reinheitsanforderungen liefern Maßstab für H₂-Gasaufbereitung und Monitoring

4 Veränderungen der H₂-Qualität in Speichern - Relevante Komponenten

4.1 Untertage

Folgende Stoffgruppen, Gase bzw. Einzelkomponenten sind bezüglich der Verunreinigung von Wasserstoff in Abhängigkeit vom Speichertyp relevant und könnten im Ausspeise-Wasserstoff vorkommen. Diese Verbindungen werden in den nachfolgenden Kapiteln betrachtet.

Tabelle 9: Mögliche Verunreinigungen in verschiedenen Kavernentypen (- nicht relevant; +/- möglich; + relevant; ++ sehr relevant; -? unklar).

Parameter und Quelle	Salzkaverne neu	Erdgaskaverne umgewidmet		Rohölkaverne umgewidmet	Dieselkaverne umgewidmet
		Dieselblanket	Rohölblanket		
Verdichteröl (Einspeisung)	+	+	+	+	+
Methan (Restgas)	-	++	++	+/-	+/-
Kohlenwasserstoffe C₂ – C₄ (Restgas bzw. Restflüssigkeit)	-	+	+	+	+/-
Kohlenwasserstoffe ≥ C₅ (Restgas und Restflüssigkeit)	-	+	+	++	++
CO₂ (gelöst in Sole)	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
Stickstoff N₂ (Umstellung, Blanket)	+	-	-	-?	-?
Kohlenwasserstoffe ≥ C₂₀ (Restgas und Restflüssigkeit)	-	+/-	+	+	+/-
CO (Bildung)	-	-	-	-	-
Sauerstoff O₂ (über Sole)	-	-	-	-	-
H₂S	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
Wasser	++	++	++	++	++
Weitere Schwefelverbindungen (COS, Merkaptane)	-?	-?	-?	-?	-?

In Porenspeichern stellt sich ein komplexeres Bild dar. Neben den Restgasen ist -im Vergleich zu Kavernen mit verstärkter mikrobiologischer und geochemischer Aktivität zu rechnen.

Tabelle 10: Mögliche Verunreinigungen in Porenspeichern

Parameter und Quelle	Porenspeicher umgewidmet	Porenspeicher neu
Verdichteröl (Einspeisung)	+	+
Methan (Restgas / Mikrobiologie)	++	-
Kohlenwasserstoffe C2 – C4 (Restgas)	++	-
Kohlenwasserstoffe ≥ C5 (Restgas und Restflüssigkeit)	++	-
Kohlenwasserstoffe ≥ C20 (Restgas)	+	-
CO₂	+	+
Stickstoff N₂	+	+ / -
CO (Bildung)	-	-
Sauerstoff O₂	-	-
H₂S	+	+
Wasser	++	++
Weitere Schwefelverbindungen	+ / -	+ / -

Die Recherche hat keine zusätzlichen Komponenten ergeben, die bei den Betrachtungen zu berücksichtigen wären.

Bezüglich der organischen Schwefelverbindungen ist das Bild eher unscharf. Organische Schwefelverbindungen wie Mercaptane und Sulfide (z.B. Dimethylsulfid) sowie COS wurden neben H₂S auch in UGS nachgewiesen. Die Literatur benennt diese Verbindung in Porenspeichern, wobei im Gegensatz zu H₂S ein eindeutiger Nachweis der permanenten mikrobiologischen Bildung nicht möglich war.

Falls diese Verbindungen mikrobiologisch gebildet werden, sind Mercaptane unter Normalbedingungen thermodynamisch stabil. Allerdings können Mercaptane unter hohem Druck und hohen Temperaturen, also durchaus Speicherbedingungen, mit H₂ reagieren (katalytische Hydrierungen). Resultat wäre H₂S, was aus Sicht einer einfacheren Gestaltung der Gasaufbereitung positiv wäre.

Bezüglich CO₂ ist anzumerken, dass verschiedenen Quellen möglich sind, selbst dessen Bildung aus der Schwefelverbindung COS könnte erfolgen. Dieses reagiert mit Wasser zu CO₂ und H₂S.

4.2 Obertageanlage

Der Stoffeintrag über die Obertageanlage beschränkt sich auf wenige Komponenten und betrifft alle Speichertypen.

Tabelle 11: Verunreinigungen aus der Obertageanlage, typische Bestandteile der OTA

	Komponenten	Bemerkung
Gastrocknung (Glykolabsorber)	Triethylenglykol TEG	DEG-Trocknungen sollten in D nicht relevant sein
Gastrocknung (Adsorber)	keine	Staub über Filter entfernen
Verdichter	Verdichteröl	Mineralisches Verdichteröl dominierend
Abscheider	keine	Evtl. Wassereintrag, dieses bleibt aber in der Trocknung hängen
Entschwefelung (Adsorber)	keine	Staub über Filter entfernen

In der Obertageanlage können Kondensate anfallen. In diesen Kondensaten könnten sich theoretisch Bakterien sammeln. Allerdings stellen diese Kondensate eine drastische Milieuänderung für Bakterien dar (Salzgehalt, Temperatur, Verfügbarkeit von Nahrungsquellen, pH-Wert). Gleichzeitig sind die verfügbaren Raumvolumina und damit theoretisch möglichen Gasbildungsvolumina im Vergleich zum Speicher extrem gering und somit vernachlässigbar. Untersuchungen dazu existieren aus dem Bereich der Biogasanlagen [57]. Es wurden in Kondensatsammelpunkten der Biogasanlagen Bakterien nachgewiesen, allerdings liegt hierbei keine Milieuveränderung für diese Mikroben vor. Erfahrungen aus dem Erdgas-Speicherbetrieb zeigen jedoch, dass in beheizten Flüssigkeitssümpfen von Behältern durchaus mikrobielle Kontaminationen auftreten können. Diese bleiben aufgrund der geringen Volumina und der fehlenden Reaktionsräume für Gasbildung dennoch von untergeordneter Relevanz.

In Einzelfällen wurden auch in sehr trockenen Gasen kultivierbare Mikroorganismen nachgewiesen. Die grundlegenden Voraussetzungen für eine Aktivität dieser Mikroorganismen wie Nährstoffe und Feuchtigkeit fehlen aber an diesen Punkten.

Mineralische Verdichteröle sind ein Mix ungesättigter Kohlenwasserstoffe von C15/20 bis C40. Pentadecan C15 hat einen Siedepunkt von 270 °C und damit einen geringeren Dampfdruck als TEG.

Sollten synthetische Verdichteröle im Einsatz sein, handelt es sich um „reinere“ Verbindungen, für die ein Adsorber zur Entfernung dieses synthetischen Öles einfacher auszulegen wäre als für ein Mineralölgemisch.

Potenziell können PSA und Membrananlagen zur Aufbereitung eines H₂-/Erdgasgemisches zum Einsatz kommen. Bei diesen Anlagen erfolgt kein Eintrag von Chemikalien. Die möglichen Membranen arbeiten auch alle ohne Rückspülung, diese ist nur notwendig bei Wasseraufbereitung mittels Membranen.

Gaswäschen, z.B. Aminwäschen, würden Komponenten in den Gasstrom eintragen. Es ist nicht damit zu rechnen, dass solche Wäschen bei der H₂-Speicherung zum Einsatz kommen. Sie dienen der CO₂-Entfernung z.B. an Biogasanlagen.

Die Entfernung von Kohlenwasserstoffen aus H_2 kann auch an Kieselgel erfolgen, welches hinsichtlich einer H_2 -Qualitätsveränderung aber als nicht relevant eingestuft wird.

Eine Hydratinhibierung ist für Wasserstoff nicht notwendig. Hydratbildung ist theoretisch möglich, erfordert aber Drücke von mehreren 100 bar und Gastemperaturen unterhalb -10 °C [58].

Somit sollten in Tabelle 11 alle potenziellen Verunreinigungen des H_2 aus der Obertageanlage erfasst sein.

Nachfolgend wird differenziert zwischen Kohlenwasserstoffen verschiedener Kettenlängen. Folgende Einordnung:

Kurzkettige Kohlenwasserstoffe	C1 bis C4
Mittelkettige Kohlenwasserstoffe	C5 bis C12 (auch Naptha, Benzin)
Langkettige Kohlenwasserstoffe	C13+ (Diesel, Gasöl, Verdichteröle))

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **OTA-Einträge:** nur wenige definierte Stoffe relevant (TEG, Verdichteröl, Staub / Partikel), die alle Speichertypen betreffen
- **Mikrobiologie:** Kontaminationen in Kondensaten und Flüssigkeitssümpfen möglich, aber aufgrund geringer Volumina von geringer Relevanz; in Einzelfällen auch Mikroben in sehr trockenen Gasen nachweisbar
- **Aufbereitung:** PSA / Membrananlagen verursachen keine zusätzlichen Stoffeinträge; Gaswäschen würden Komponenten in den Gasstrom eintragen
- **Hydrate:** Hydratbildung unter typischen Speicherbedingungen praktisch ausgeschlossen

5 Bewertung Stoffeintrag durch die Obertageanlage

Durch die Obertageanlage können Komponenten in Wasserstoff eingetragen werden. Dies betrifft vor allem Glykole und Verdichteröle.

Zur Ermittlung der Löslichkeit von höheren Kohlenwasserstoffen und Triethylenglycol (TEG) in Wasserstoff wurde das Simulationsprogramm AVEVA PRO/II eingesetzt. Der Vergleich der Berechnungsergebnisse mit Literaturangaben gestaltet sich schwierig. Die Verfügbarkeit von experimentellen thermodynamischen Daten ist insgesamt sehr beschränkt. Experimentelle Daten zu Löslichkeiten von Glykolen in Wasserstoff sind derzeit nicht bekannt, sollen aber von der Größenordnung her im Bereich der Löslichkeit im Erdgas liegen.

5.1 Gastrocknung

Bei der Verwendung von TEG-Trocknungen hat das Absorptionsmittel Kontakt mit dem zu trocknenden Gas. TEG wird damit in das Gas eingetragen. Im Regelfall arbeiten die Trocknungen im Druckbereich von 30 bis 70 bar und Temperaturen von 15 - 20 °C. In Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen (Temperatur und Druck) variieren die eingetragenen Mengen.

Zur Abschätzung und zum Vergleich wurden die Löslichkeiten von TEG in Methan und Wasserstoff berechnet. Abbildung 7 zeigt die berechnete Löslichkeit von TEG in Methan und Abbildung 8 die Löslichkeit in Wasserstoff.

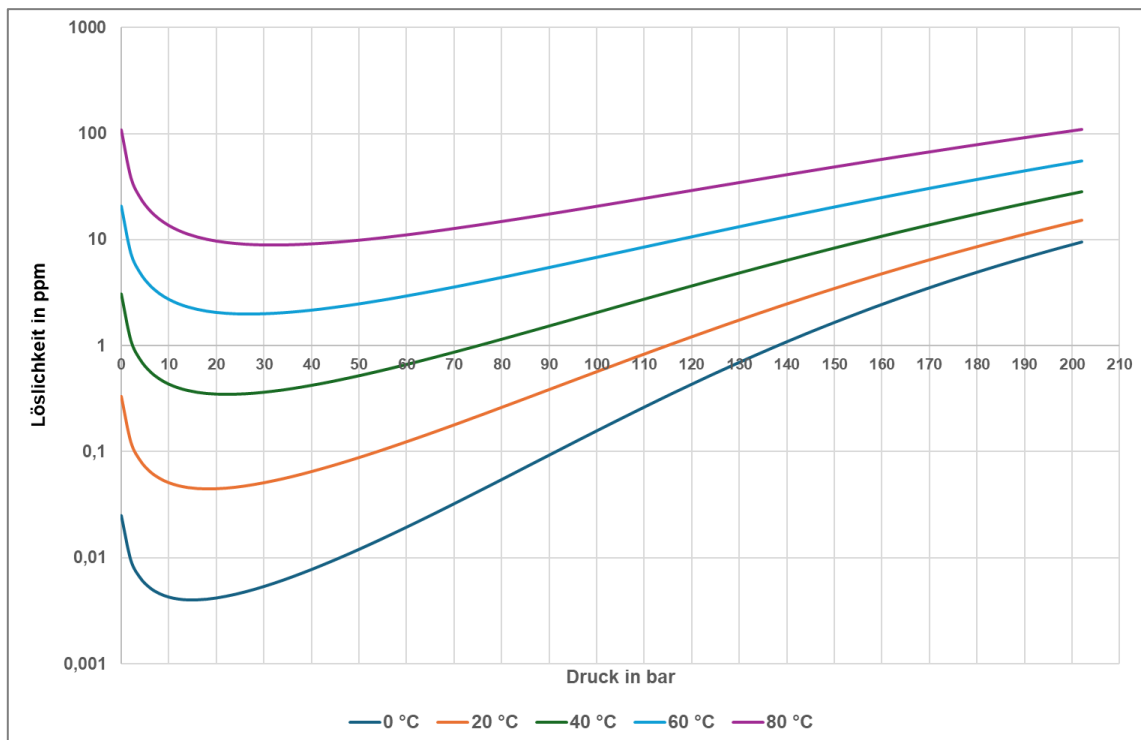


Abbildung 7: Berechnete Löslichkeit von TEG in Methan (Peng-Robinson-Zustandsgleichung)

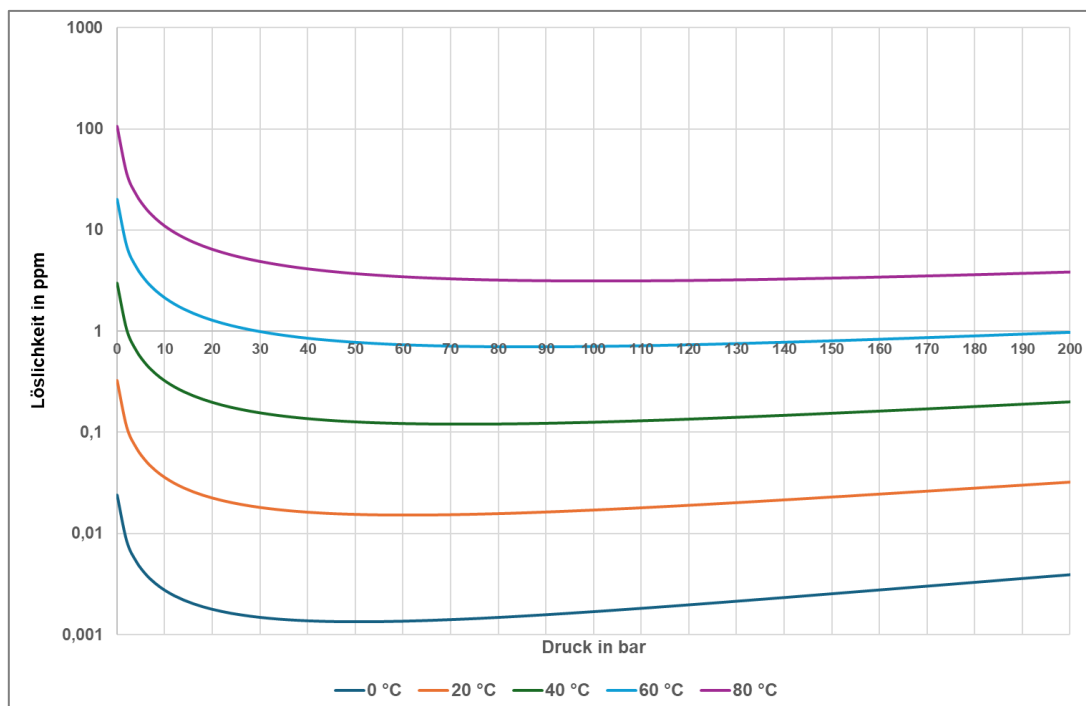


Abbildung 8: Berechnete Löslichkeit von TEG in Wasserstoff (Peng-Robinson-Zustandsgleichung)

In Abhängigkeit von den Betriebsparametern der Trocknung sind die berechneten Löslichkeiten von TEG in Wasserstoff geringer als in Methan.

In [59] wurde der Einfluss der Betriebsparameter auf die TEG-Kondensation untersucht (Sensitivitätsanalyse). In dieser Literatur wurde der Transport von TEG in ein Pipelinesystem und der Transport über Langdistanzen von über 200 km untersucht.

Im Ergebnis wurde festgehalten, dass primär der Druck und in zweiter Linie die Temperatur des Gases die Zu- oder Abnahme der TEG-Kondensation beeinflussten. Bedauerlicherweise sind dies Parameter, die an einer im Betrieb befindlichen Anlage nicht im erforderlichen Maße einfach angepasst werden können.

Der Abbildung 9: Löslichkeit von TEG in russischem Erdgas in Abhängigkeit von Druck und Gastemperatur [59]Abbildung 9 ist zu entnehmen, dass bei Drücken kleiner 2 MPa bei Gastemperaturen $< 25\text{ °C}$ die Löslichkeit des TEG im Gas mit sinkendem Druck steigt. Mit steigendem Druck bleibt die maximale Konzentration des TEG im Gas relativ konstant, hier ca. 2 bis 2,5 mg/m^3 . Dies entspricht ca. 1 $\mu\text{mol/mol}$ (=ppm).

Die Abbildung 9 steht etwas im Widerspruch zu den Modellierungen in Abbildung 7, wo mit zunehmendem Druck ab ca. 2 MPa eine wieder zunehmende Löslichkeit von TEG in Erdgas errechnet wird. Für Wasserstoff wird diese zunehmende Löslichkeit mit steigendem Druck nicht simuliert.

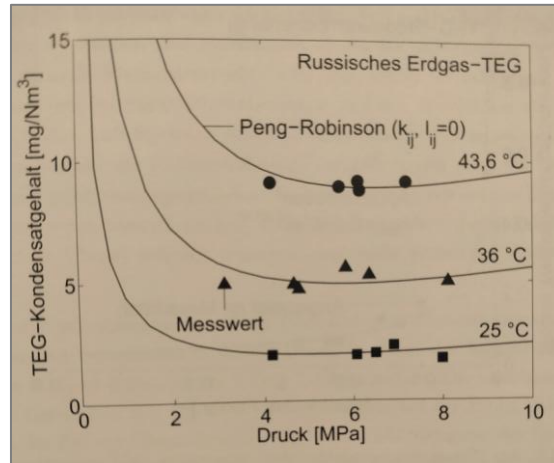


Abbildung 9: Löslichkeit von TEG in russischem Erdgas in Abhängigkeit von Druck und Gastemperatur [59]

In [59] wird eine höhere Konzentration als in den Simulationen in Abbildung 7 berechnet. Gegenüber 1 ppm wurden mit den gleichen thermodynamischen Gleichungen weniger Glykol, ca. 0,1 ppm, simuliert. Erklärbar sind diese Unterschiede mit den fehlenden Messwerten zur Löslichkeit von Glykol in Gasen zur Verifizierung der thermodynamischen Modelle und Berechnungswege.

5.2 Verdichtung

Beim Betrieb von Gasspeichern können in das zu verdichtende Gas Verdichteröle eingetragen werden. Verdichteröle bestehen in der Regel aus Kohlenwasserstoffen mit mittlerer bis hoher Molekülmasse, wobei die C-Zahl (Anzahl der Kohlenstoffatome im Molekül) ein entscheidender Faktor für die physikalischen Eigenschaften wie Viskosität, Verdampfung, Flüchtigkeit und thermische Stabilität ist. Die Auswahl der Kohlenwasserstoffe wird auf den jeweiligen Verdichtertyp und das Einsatzgebiet abgestimmt.

Verdichteröle weisen im Allgemeinen gesättigte Kohlenwasserstoffe mit einer Kohlenstoffzahl im Bereich C15/20 bis C40 auf. Abbildung 10 zeigt die berechnete Löslichkeit von C22 in Wasserstoff. C22 hat eine Siedetemperatur von 369 °C.

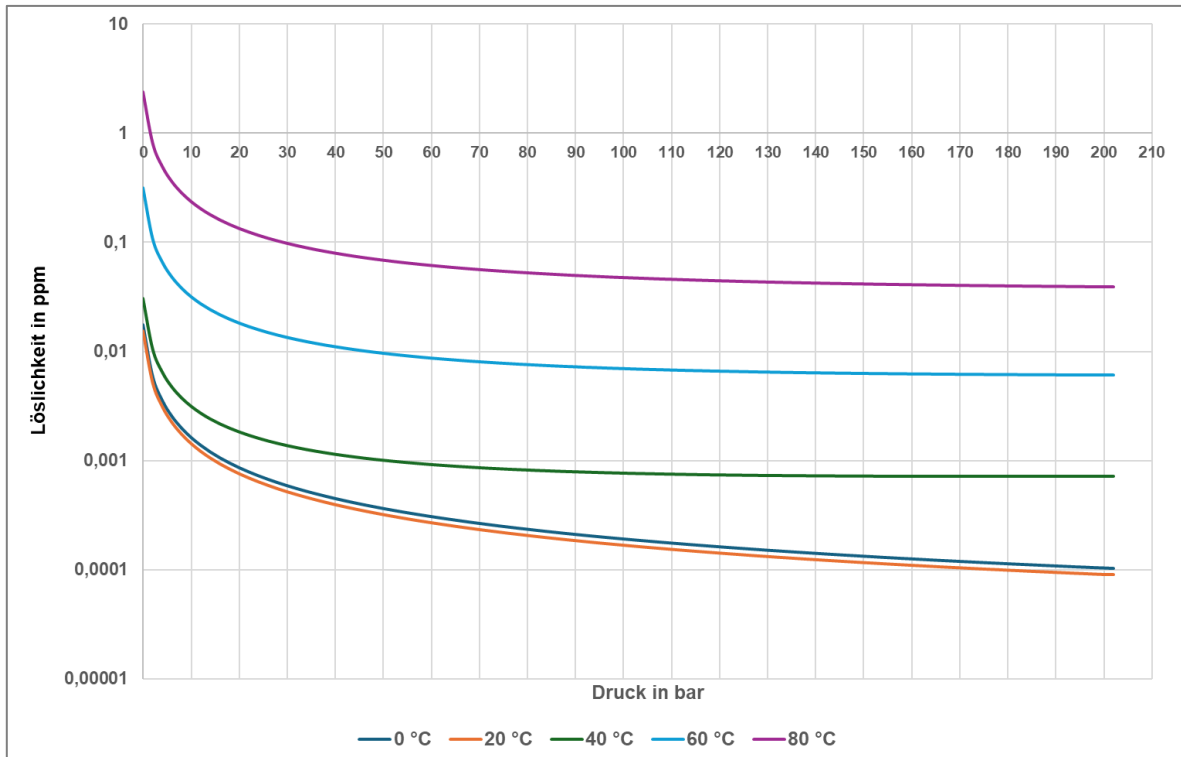


Abbildung 10: Berechnete Löslichkeit von C22 in Wasserstoff (Peng-Robinson-Zustandsgleichung)

Tabelle 12: Tabellarische Zusammenfassung der berechneten Löslichkeit von C22 in Wasserstoff (ppm)

Druck in bar	Temperatur				
	0 °C	20 °C	40 °C	60 °C	80 °C
10	0,00163	0,00144	0,00314	0,03187	0,23693
20	0,00086	0,00076	0,00183	0,01827	0,13432
30	0,00059	0,00052	0,00137	0,01350	0,09816
40	0,00045	0,00039	0,00114	0,01109	0,07985
50	0,00036	0,00032	0,00100	0,00966	0,06888
60	0,00031	0,00027	0,00092	0,00873	0,06165
70	0,00027	0,00023	0,00086	0,00808	0,05656
80	0,00023	0,00021	0,00082	0,00761	0,05283
90	0,00021	0,00018	0,00079	0,00726	0,04999
100	0,00019	0,00017	0,00076	0,00699	0,04779
110	0,00017	0,00015	0,00075	0,00679	0,04604
120	0,00016	0,00014	0,00074	0,00663	0,04463
130	0,00015	0,00013	0,00073	0,00650	0,04349
140	0,00014	0,00012	0,00072	0,00640	0,04254
150	0,00013	0,00012	0,00072	0,00632	0,04176
160	0,00013	0,00011	0,00071	0,00626	0,04111
180	0,00012	0,00010	0,00071	0,00621	0,04055
190	0,00011	0,00010	0,00071	0,00617	0,04009
200	0,00011	0,00009	0,00071	0,00613	0,03969

Die Verdichteröle werden während des Betriebs in den Speicher eingetragen. Bei der Ausspeicherung werden diese dann wiederum ausgetragen. In Kavernen kann es durch den Einsatz eines Dieselblankets oder aus einer umgewidmeten Rohölkaverne zur Freisetzung bzw. zum Übertritt von höheren Kohlenwasserstoffen in den Gasstrom kommen.

Es ist mit maximalen Konzentrationen dieser Verbindung um 0,01 ppm bei 60 °C und Drücken über 30 bar zu rechnen.

Im Speicher können etwas höhere Temperaturen herrschen. Allerdings bleiben die Konzentrationen der hochsiedenden Kohlenwasserstoffe auch bei 80 °C im Bereich von 0,1 ppm und darunter.

In [60] werden für einen Kolbenverdichter Simulationen ausgehend von Betriebsverlusten eines Verdichteröles durchgeführt. Das Schmieröl war ein eher niedrig siedender Ölmix. Niedrigere Siedepunkte bedeuten einen höheren Dampfdruck. Es wurden Konzentrationen im Gas von 0,1 bis 0,2 ppm bei 40 – 50 °C im relevanten Druckbereich modelliert. Diese Ergebnisse passen zueinander, wenn man die etwas unterschiedliche Kettenlänge der modellierten Verbindungen berücksichtigt.

Verdichteröle würden sich in einem Kohlenwasserstoff-Blanket lösen. Ist ein solches vorhanden, erhöht der zusätzliche Eintrag von Verdichterölen in die Kaverne thermodynamisch bedingt nicht die Gesamtkonzentration an Kohlenwasserstoffen im ausgespeisten Wasserstoff, da die maximale Löslichkeit der langkettigen Kohlenwasserstoffe mit dem Blanket bereits erreicht wird.

Es sollte stets angestrebt werden, möglichst hochsiedende Verdichteröle einzusetzen. Dies führt zur Verringerung der Verdichterölkonzentration im Wasserstoff.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Komponenten:** Relevant sind ausschließlich Glykol und Verdichteröle
- **TEG:** die Konzentrationen liegen bei Austrag aus der Gastrocknung in der Größenordnung von 1 – 2 mg/m³
- **Verdichteröle:** Es erfolgt ein Eintrag in den Speicher mit sehr geringen Konzentrationen

6 Veränderungen der H₂-Qualität untertage

Derzeit wird vielerorts die Umsetzbarkeit der untertägigen Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen und Porenspeichern theoretisch in Simulations-Modellen und praktisch in Pilotprojekten untersucht. Die Speicherung reinen Wasserstoffs in Salzkavernen wird bereits seit den 1970er Jahren von der chemischen Industrie in Teesside (UK), und seit den 1980er Jahren in Texas (USA) erfolgreich umgesetzt. Darauf basierend wird – unabhängig von der Nutzung des gespeicherten Wasserstoffs – dessen Speicherung in Salzkavernen als ausgereift und als beste Option der UHS betrachtet [1], [61]. Bei der Planung der zukünftigen Nutzung neuer und/oder umgewidmeter Salzkavernen ist es unerlässlich, die Geomechanik und Mineralogie jedes Standorts sowie deren Interaktionen mit Formationswässern und dem zu speicherndem Wasserstoff eingehend zu untersuchen. Auch das Vorkommen mikrobieller Aktivität ist zu berücksichtigen, um unerwünschte geochemische Effekte zu minimieren und deren potenzielle Auswirkungen sowie daraus resultierende Konsequenzen frühzeitig einzuplanen [1], [24].

In Porenspeichern ist die **Geologie und Mineralogie** naturgemäß wesentlich komplexer ausgeprägt als in Salzkavernen. Im Formationswasser können gelöste Gase wie z.B. H₂S, CO₂ und CH₄ vorkommen und während der Wasserstoffspeicherung freigesetzt werden. Vorläufige Ergebnisse aus dem Projekt USS 2030 [47] bestätigen zwar die Eignung von Porenspeichern als Wasserstoffspeicher, dennoch muss jedes Setting aufgrund von möglichen Formationsunterschieden gesondert betrachtet werden [23], [62].

Die UHS in Salzkavernen und porösen Reservoirs ist jeweils durch **komplexe geochemische, mikrobiologische und physikalische Wechselwirkungen** geprägt. Erfahrungen aus Stadtgas- und Erdgasprojekten sowie Erfahrungen aus Wasserstoffspeicherprojekten liefern wertvolle Hinweise auf Prozesse und Wechselwirkungen, die jedoch für jeden Speichertyp separat betrachtet werden müssen [1], [24].

Relevante geochemische, mikrobiologische und physikalische Aspekte für Salzkavernen und Porenspeicher sind im Folgenden genannt.

Salzkavernen [1], [24], [26]:

- Geochemie/Mikrobiologie:
 - Zusammensetzung und Verhalten der Rest- bzw. Sumpfsale in Kontakt mit unlöslichen Mineralphasen (Anhydrit, Gips, Ton)
 - Materialbeständigkeit von Verrohrungen, Zementen, Dichtungen
- Physik:
 - Salzmechanik (Kriechen, Konvergenz)
 - Druck- und Temperaturwechsel im Zyklusbetrieb
 - Strömungs- und Transportprozesse (Gasvermischung, Diffusion/Dispersion)

Porenspeicher [1], [24], [26], [62]:

- Geochemie/Mikrobiologie:
 - Mineralogie/Porengefüge des Reservoirs
 - Formationswasser mit gelösten Gasen (H_2S , CO_2 , CH_4)
 - Reaktionsflächen zwischen Gestein, Wasser und Wasserstoff
- Physik:
 - Mehrphasenströmung und Kapillarität
 - Heterogenitäten in Porosität/Permeabilität
 - Druck- und Temperaturhistorie
 - Transportprozesse (Gasvermischung, Diffusion/Dispersion)

Beide Speichertypen [1], [24], [26]:

- Physik:
 - Betriebsregime (Injektion-Speicherung-Produktion) mit veränderlichen Druck-/Temperaturbedingungen
 - Notwendigkeit eines kontinuierlichen Monitorings der Transport- und Mischprozesse.

Daraus resultierende **Herausforderungen**:

Salzkavernen [1], [24], [26]:

- Gasvermischung mit Restgasen oder Blanket (z.B. Diesel, N_2 , CH_4) kann die Wasserstoffqualität mindern
- Korrosion von Zementen, Dichtungen und Stahlbauteilen durch Reaktionsprodukte wie H_2S möglich
- Geringe, aber vorhandene Gefahr mikrobieller Aktivität an Sole-Gas-Grenzflächen → kontinuierliches Monitoring empfohlen

Porenspeicher [1], [26], [62], [63]:

- Wasserstoffverluste durch mikrobielle Umsetzungen (z.B. Methanbildung, Sulfatreduktion) und geochemische Reaktionen
- Bildung von H_2S , CH_4 und organischen Säuren; kann Gasqualität, Korrosionsverhalten und Betriebssicherheit beeinträchtigen
- Kapillareffekte, Diffusion und Heterogenitäten mindern Rückgewinnung und Reinheit; mögliche Ausfällung oder Auflösung von Mineralen
- Mikrobielles Wachstum und Biofilme können mikrobielle Korrosion und zur Verstopfung von Poren bzw. Leitungen führen und so Injektivität, Speicherkapazität und Integrität reduzieren.

Beide Speichertypen [1], [24], [26]:

- Verringerung der Wasserstoffreinheit durch Gasvermischung oder (bio-)geochemische Reaktionen
- Korrosion metallischer und zementgebundener Materialien durch H_2S und andere Reaktionsprodukte
- Druck- und Temperaturänderungen während Injektion, Speicherung und Produktion beeinflussen geochemische, mikrobiologische und Gasvermischungsprozesse

Dementsprechend ist es wichtig, geochemische und mikrobiologische Reaktionen während des Betriebs kontinuierlich zu **überwachen** und bei Bedarf zu steuern sowie entstehende Reaktionsprodukte – etwa durch Gasreinigung nach der Ausspeicherung – zu managen.

In den folgenden Kapiteln werden die relevanten Aspekte und Wechselwirkungen der Geochemie, Mikrobiologie, Gasvermischung sowie der Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen betrachtet.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Komplexe Wechselwirkungen:** Geochemische, mikrobiologische und physikalische Prozesse beeinflussen die UHS in Salzkavernen und Porenspeichern unterschiedlich [1], [24], [26]
- **Risiken:** Mögliche Auswirkungen auf Wasserstoffqualität, Speicherintegrität, Betriebssicherheit etwa durch Verluste, Kontamination und Korrosion [1], [24], [26], [63]

6.1 H_2 -Reaktivität im Untergrund

6.1.1 Mögliche Reaktionen mit dem Speichergestein

Um **thermodynamisch mögliche Reaktionen** mit dem Speichergestein diskutieren zu können, muss im Vorfeld die **Mineralogie von Speichereinheiten** für Wasserstoff betrachtet werden.

Während **Porenspeicher**

- mögliche Reaktionen mit Komponenten im Wirtsgestein (Sandstein bzw. Karbonatgestein) und geogener Mobilisierung mit sich bringen,

bieten **Kavernen**

- ein Kontrastmilieu mit evaporitischer Umgebung und deutlich unterschiedlicher mikrobiologischer Dynamik.

Ein **repräsentatives Beispiel für eine Salzkaverne** in Deutschland ist der Kavernen-Speicher Etzel [62]. Das Wirtsgestein besteht hauptsächlich aus Halit (> 90%) mit zwischengeschalteten Tonlagen und weiteren Lagen aus Anhydrit, Kalisalzen oder Karbonaten, wie sie typischerweise regional im Zechstein anzutreffen sind. Die mengenmäßige Bedeutung sekundär mobilisierter Bestandteile der Tonlagen sind im Vergleich zu Halit und Anhydrit gering, aber eindeutig nachweisbar.

Als **Beispiele für repräsentative Porenspeicher** in Deutschland dienen ein flach gelegener Porenspeicher und ein tief gelegener Porenspeicher [62]:

- Der flach gelegene Porenspeicher befindet sich im Thüringer Becken in einer Teufe von ~ 400 – 460 m im Mittleren Buntsandstein mit marinen Tonen, Anhydrit und Halit. Hier handelt es sich bei der Speichereinheit um Sand- bis Siltsteine mit detritischem Quarz, Feldspäten und Lithoklasten, meist karbonatischen (Calcit, Dolomit) und sulfatischen (Anhydrit) Zementen sowie Tonlagen/Konkretionen.
- Der tief gelegene Porenspeicher befindet sich in der Altmark im Oberen Rotliegend in einer Teufe von ~ 3.200 m – 3.500 m. Die Speichereinheit besteht hauptsächlich aus Quarz, Feldspäten, Lithoklasten. Häufig treten karbonatische und/oder sulfatische Zementlagen (Calcit, Dolomit, Anhydrit) auf, die den Porenraum stark verengen. Farbzonierungen und Ton-Sandstein-Grenzen fungieren als bevorzugte Fluidpfade.

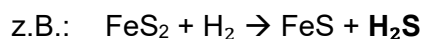
Einige Minerale, die in Speicherformationen auftreten, sind für Wasserstoff empfindlich. In der Literatur werden immer wieder entsprechende Reaktionsgleichungen angegeben, unabhängig von der Wahrscheinlichkeit ihres Auftretens. Für reale UHS-Bedingungen (< 100 °C, moderate Drücke) gelten v.a. Reduktionsreaktionen mit Schwefel- und Eisenmineralen als nachgewiesen [64], [65], [66]. Basierend auf den **theoretisch möglichen Reaktionen** von Wasserstoff mit bestimmten Mineralen kann es zu folgenden Reaktionen kommen:

- Bei **Karbonatmineralen** (z.B. Calcit, Dolomit, Magnesit, Siderit und Dawsonit) ist unter Lagerstättenbedingungen v.a. eine begrenzte CO₂-Freisetzung durch schwache Wasserstoff-induzierte Auflösung denkbar; direkte **Methan- oder Graphitbildung** erfordert jedoch hohe Temperaturen bzw. Katalysatoren und **ist für UHS nicht belegt** [67], [68]
- Bei Kontakt von **Sulfatmineralen** (z.B. Anhydrit) kann Wasserstoff SO₄²⁻ reduzieren, wobei H₂S entstehen kann.

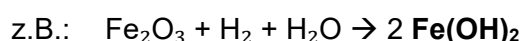


Das entstandene H₂S könnte auch weiter zu HS⁻ dissoziieren. Für UHS-typische Bedingungen ist diese Reaktion jedoch **nicht nachgewiesen** und bleibt theoretisch [69].

- Von den **Sulfidmineralen** ist Pyrit (FeS₂) in Speichergesteinsformationen am häufigsten vorhanden und kann durch die Reaktion mit Wasserstoff teilweise zu Pyrrhotin (FeS), Mackinawit ((Fe,Ni)S_{0,9}) oder Troilit (FeS) reduziert werden,
→ wodurch es zur Entstehung von **H₂S** kommen kann [64], [70]:



- Auch in **Eisenoxiden** (z.B. Hämatit) könnte durch die Reaktion mit Wasserstoff Fe³⁺ teilweise zu Fe²⁺ reduziert werden,
→ wodurch es zur Bildung von **Eisenhydroxid** käme [64], [71]:



- Grundsätzlich ist die Reduktion von strukturellem Fe³⁺ in Tonen zu Fe²⁺ durch Wasserstoff möglich, was zu **strukturellen Veränderungen im Ton** führen könnte [72].
- Die **Reduktion von Nitrat zu Ammonium** ist für UHS-Bedingungen bislang **nicht belegt**; Studien weisen lediglich darauf hin, dass Nitrat unter den üblichen Speicherbedingungen **keine relevante Rolle** spielt [73].

Ob diese Reaktionen tatsächlich stattfinden, hängt stark von den **thermodynamischen Bedingungen** (z.B. Temperatur, Buffer oder Katalysatoren) sowie von **mikrobiellen Einflüssen** und lokaler Fluidzusammensetzung ab [74], [75]. Zahlreiche Studien berichten teils widersprüchliche Ergebnisse, weshalb die Unsicherheit über die tatsächliche Reaktionsgeschwindigkeit und das Ausmaß möglicher Wasserstoffverluste hoch bleibt [1], [75]. Ein entscheidender Faktor zur Bewertung der Auswirkungen potenzieller Reaktionen ist die Häufigkeit der im jeweiligen Speicherssetting vorhandenen reaktiven Minerale, sowie das Ausmaß der entstehenden Konzentrationen problematischer Substanzen.

Eine **aktuelle Studie zum abiotischen Reaktionspotenzial** von Mineralen in UHS wurde kürzlich bei der 4. Internationalen Summer School zu UHS in Dänemark präsentiert [76]. Die Untersuchungen beleuchten neben Experimenten bei realen Speicherbedingungen auch Wasserstoff-Mineral-Reaktionen in polymineralischen Systemen, wie sie in der Natur vorliegen und werden einen wertvollen Beitrag zum Verständnis der Rolle der Geochemie bei der UHS leisten. Die Ergebnisse von Lauren Beckingham, Christian Ostertag-Henning und Dejene Legesse Driba sollen bald publiziert werden.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Mineralogie und Reaktivität:** Mineralogische Zusammensetzung der Speicher bestimmt die Reaktivität mit Wasserstoff [62]
- **Salzkavernen:** Überwiegend Halit, daher weitgehend inert; nur geringe Beimengungen reaktiver Minerale wie Anhydrit oder Tonlagen [62]
- **Porenspeicher:** Enthalten reaktive Minerale wie Karbonate, Sulfate, Sulfide, Eisenoxide und Tone [62]
- **Mögliche Reaktionen:** V.a. Reduktion von Pyrit zu FeS/H₂S sowie Fe³⁺-Reduktion; begrenzte Karbonatauflösung mit CO₂-Freisetzung; andere Reaktionen (Sulfat- oder Nitratreduktion) unter UHS-Bedingungen **kaum relevant** [69], [70], [71], [73], [77]
- **Unsicherheiten:** Reaktionsraten stark abhängig von Temperatur, pH-Wert, Mineraloberflächen und möglichen Katalysatoren; teils widersprüchliche Laborergebnisse führen zu hoher Unsicherheit über das tatsächliche Ausmaß potenzieller Wasserstoffverluste [1], [75], [76]

6.1.2 Reaktionskinetik und Kopplungseffekte

Redoxreaktionen, die durch Wasserstoff induziert werden können, sind aufgrund der Apolarität des Moleküls und seiner starken H-H-Bindungsenergie von 436 kJ/mol kinetisch begrenzt möglich. Wasserstoff ist ein **Elektronendonator**, wodurch weitere Reaktionen in Speichereinheiten ermöglicht werden können:

- Wasserstoff als Elektronendonator: $\text{H}_2 \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
- Eisenreduktion: $\text{Fe}^{3+} + \text{e}^- \leftrightarrow \text{Fe}^{2+}$
- Sulfatreduktion: $\frac{1}{8}\text{SO}_4^{2-} + \frac{19}{16}\text{H}^+ + \text{e}^- \leftrightarrow \frac{1}{16}\text{H}_2\text{S} + \frac{1}{16}\text{HS}^- + \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$
- Karbonatreduktion: $\frac{1}{8}\text{CO}_2 + \text{H}^+ + \text{e}^- \leftrightarrow \frac{1}{8}\text{CH}_4 + \frac{1}{4}\text{H}_2\text{O}$
- Elektronenakzeptierende potenzielle Reaktionsteilgleichungen

Damit **Wasserstoff als Elektronendonator** funktionieren kann, muss demzufolge zuerst diese hohe energetische Barriere überwunden werden, damit ein Elektronentransfer stattfinden kann. Demzufolge können die möglichen wasserstoffinduzierten Redoxreaktionen bei geringen Temperaturen sogar auf geologischer Zeitebene als unbedeutend eingestuft werden – es sei denn, es wirken Katalysatoren wie bestimmte Mineraloberflächen (z.B. Eisenoxide) oder Spurenmetalle, die den Elektronentransfer deutlich beschleunigen [65], [78].

Gemäß dem Arrhenius-Gesetz hat die **Temperatur** einen Einfluss auf die Reaktionsgeschwindigkeit – so kann beispielsweise die Reduktion von Pyrit bei erhöhten Temperaturen schnell genug ablaufen, um die geochemischen Prozesse im Rahmen der UHS signifikant zu beeinflussen. Weitere Parameter, wie der **pH-Wert** im Speichergestein, beeinflussen die Reaktionsgeschwindigkeit ebenfalls, insbesondere bei der Mineralauflösung und -ausfällung [1], [64], [78], [79], [80], [81]

Unter **bestimmten Bedingungen** können Reaktionen, die eigentlich höhere Temperaturen benötigen, auch bei niedrigeren Temperaturen stattfinden, **wie sie in Speichern relevant sind**. Experimente von Gelencsér et al. (2023) [68] zur Reaktivität von Calcit gegenüber Wasserstoff bei 100 bar und 105 °C zeigten keine chemischen und morphologischen Anzeichen einer erhöhten Auflösung von Calcit in Wasserstoff-Atmosphäre im Vergleich zu Ergebnissen mit Stickstoff als inertes Gas. Diese Ergebnisse widersprechen kinetischen PHREEQC-Modellen, die eine umfangreiche Calcit-Auflösung und Methanbildung ergaben. Truche et al. (2009) [69] untersuchten experimentell die Sulfatreduktion in einem 2-Phasen-System – die Ergebnisse zeigen, dass die Bildung von H_2S unter Temperatur- und Druckbedingungen von 250 – 300 °C und 4 – 6 bar vernachlässigbar ist. Diese Ergebnisse sollten **lediglich als Indikator** betrachtet werden, da unter realen Speicherbedingungen geringere Temperaturen (langsamere kinetische Prozesse) und höhere Drücke herrschen.

Neuere Batch-Experimente zeigen, dass **Hämatit in Gegenwart von Wasserstoff** bereits bei 80 – 100 °C sehr langsam, aber nachweisbar **zu Magnetit reduziert** werden kann, wenn der Wasserstoff über mehrere Wochen bis Monate unter erhöhtem Druck einwirkt [77].

Die **Geochemie** einer Umgebung kann die Art von **Mikroorganismen** bestimmen, die die lokale Umgebung dominieren, indem die vorhandenen Komponenten als auch deren Reaktionsprodukte für bestimmte Mikroorganismen einen idealen Nährboden bieten können. Umgekehrt können auch die Produkte mikrobieller Prozesse einen direkten und auch indirekten Einfluss auf die lokale Umgebung haben, indem es zu Mineralumbildungen, -auflösungen und/oder Mineralausfällungen kommt, ebenso können Gase wie CO_2 oder CH_4 als Beiprodukte entstehen [78], [82]. Solche biotisch-abiotischen Kopplungseffekte – etwa die beschleunigte Eisenreduktion durch Wasserstoff bei gleichzeitig mikrobieller Sulfatreduktion – werden als Schlüsselfaktor für die langfristige Wasserstoffbilanz in Porenspeichern diskutiert [66], [74]. Die reduktive Auflösung von Redox-/Protonenpuffern wie Fe^{3+} oder $\text{Mn}^{3+/4+}$ kann zur Veränderung des pH-Wertes, der Zusammensetzung und der Konzentration des Formationsfluids führen, sowie zu Wasserstoffverlusten und zur Korrosion technischer Anlagen [78], [82], [83]

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Reaktionskinetik:** Wasserstoff reagiert ohne Katalysatoren nur sehr langsam; Temperatur, pH-Wert, Druck und katalytisch wirksame Mineraloberflächen steuern die Kinetik [1], [64], [78], [80], [81]
- **Experimentelle Ergebnisse:** teilweise widersprüchlich; mehrere Modellreaktionen bisher nicht bestätigt; Hämatitreduktion nur sehr langsam bei 80-100 °C nachweisbar [68], [69], [77]
- **Mikrobiologische Einflüsse:** Mikrobielle Prozesse können geochemische Reaktionen beschleunigen (biotisch-abiotische Kopplung), was zusätzliche Risiken für Wasserstoffverluste und Korrosion bedeutet [78], [82], [83]

6.2 Mikrobiologisch vermittelte Umwandlungen

Für die geplante Umsetzung der UHS stehen Salzkavernen, ausgeförderte Erdgas-Lagerstätten und tiefe Aquifere im aktuellen Fokus. Diese potenziellen Speichereinheiten für Wasserstoff beherbergen eine **große Bandbreite an verschiedenen Mikroorganismen**, die in direktem Kontakt mit dem zu speichernden Wasserstoff stehen würden. Aktuelle Studien zeigen, dass auch unter hohen Drücken und bei Temperaturen bis 90 °C lebensfähige Gemeinschaften vorkommen und Wasserstoff aktiv umsetzen können [84], [85]. Schätzungen zufolge gibt es 2 bis 6×10^{29} Zellen von Mikroorganismen im kontinentalen Untergrund, in kilometerweiter Tiefe, von denen die meisten noch weitgehend unerforscht sind [31].

Die Kernaussagen zu den folgenden Unterkapiteln werden am Ende von Kapitel 6.2.5 zusammengefasst.

6.2.1 Mikrobielle Gemeinschaften und Herkunft

Die wichtigsten Gruppen von Einzellern, die für biochemische und geochemische Reaktionen verantwortlich sind und die Prozesse bei der UHS beeinflussen können, sind die **Gruppe der Bakterien und die Gruppe der Archaea**. Menschliche Aktivitäten im Untergrund tragen dazu bei, dass die natürlich vorhandene Vielfalt an Mikroben durch Bohrungen etc. langfristig verändert wird und auch zu einer Anpassung der Aktivität der Mikroben führt [63]. Eingriffe wie Bohrungen können mikrobielle Gemeinschaften verändern und zusätzliche Mikroorganismen eintragen [86]. Mikroben gelangen in potenzielle Speicherformationen – sowohl Salzkavernen als auch poröse Lagerstätten – aus oberflächennahem Grundwasser, Bohrspülungen und technischen Fluiden; zudem können endemische, im tiefen Untergrund vorhandene Gemeinschaften durch Druck- und Temperaturänderungen reaktiviert werden [63], [84].

Die **Aktivität von Mikroben** wird von bestimmten Umweltparametern, Substanzen und Faktoren bestimmt [63] und wird zusätzlich durch Gaszusammensetzung und H_2 -Partialdruck gesteuert, was sich direkt auf den Wasserstoffverbrauch auswirkt [66], [87]:

- Wasser
- Energiequelle*
- Essenzielle Elemente wie z.B. Stickstoff
- Temperatur von -15 °C bis ~ 121 °C

- pH-Wert 0 bis 11 (wobei bei einem pH-Wert von 6 bis 7 die höchste Diversität und Zellzahl erreicht wird)
- Hohe Konzentration toxischer Chemikalien
- Geringe Wasseraktivität
- Hohe Strahlung
- Geringe Permeabilität im Gestein
- Aufgrund chemischer Veränderungen, ausgelöst durch unterschiedliche Stoffwechselprozesse sowie lokale Redoxgradienten und Mineraloberflächen [85]

*) Mikroben gewinnen durch die Oxidation von Elektronendonatoren (einfache oder komplexe organische Verbindungen, anorganische Verbindungen) und die gleichzeitige Reduktion eines Elektronenakzeptors (z.B. Fe^{3+}) Energie; Wasserstoff ist dabei ein zentraler Elektronendonator [63].

6.2.2 Stoffwechselprozesse und Nachweis

Molekularer Wasserstoff ist bei der UHS von großer Bedeutung, da er als einer der wichtigsten Elektronendonatoren für mikrobiellen Stoffwechsel dient. Er kann von zahlreichen metabolisch unterschiedlichen Mikroorganismengruppen genutzt werden [63]. Labor- und Pore-Scale-Studien zeigen, dass Wasserstoff rasch in mikrobielle Stoffwechselwege eingebunden wird und als primäre Energiequelle wirkt [85], [87]. Die dabei gewonnene Energie wird zur Aufrechterhaltung zellulärer Funktionen verwendet, wobei Wasserstoff mit verschiedenen terminalen Elektronenakzeptoren wie z.B. CO_2 , HCO_3^- , SO_4^{2-} , S, NO_3^- , Fe^{3+} oder O_2 reagiert (Tabelle 12) [63]; die Reaktionskinetik wird dabei stark von Mineraloberflächen und Benetzbarkeit beeinflusst [85].

Die Energieausbeute für Mikroorganismen variiert je nach **Art des Elektronenakzeptors**: Die Reduktion von O_2 , NO_3^- und Fe^{3+} liefert deutlich mehr freie Energie als die Reduktion von S, SO_4^{2-} oder CO_3^{2-} . Diese Unterschiede beeinflussen das Wachstumsverhalten und die Konkurrenzverhältnisse zwischen verschiedenen Mikroorganismengruppen. So können beispielsweise sulfatreduzierende Bakterien (SRB) methanogene Archaeen oder acetogene Bakterien verdrängen, wenn Sulfat und Wasserstoff in wachstumslimitierenden Konzentrationen vorliegen [63]. Aktuelle Modellierungen und Feldbeobachtungen belegen, dass SRB unter Sulfatverfügbarkeit besonders effizient Wasserstoff nutzen und Methanogenese lokal unterdrücken bzw. begrenzen können [66], [84]. Da die Wasserstoffkonzentrationen in UHS-Systemen in der Regel hoch sind, können prinzipiell alle relevanten H_2 -verbrauchenden mikrobiellen Prozesse gleichzeitig ablaufen – insbesondere die **3 Hauptprozesse** Methanogenese, Sulfatreduktion und Acetogenese – sofern die entsprechenden Elektronenakzeptoren wie CO_2 oder SO_4^{2-} vorhanden sind [63]; dies wurde sowohl in Porenspeichern als auch in Salzkavernen nachgewiesen [31], [88].

Labor- und Modellstudien zeigen, dass **aktiv wachsende Methanogene** – je nach Nährstoffangebot – **innerhalb von Wochen bis Monaten weniger als 0,01 – 1,8 % des verfügbaren Wasserstoffs umsetzen**. Ruhende Methanogene können zwar über Jahrzehnte insgesamt bis zu etwa 6 – 15 % verbrauchen, dies entspricht jedoch lediglich einer sehr niedrigen jährlichen Rate von rund 0,1 – 0,6 %. Damit liegt ihr jährlicher Verbrauch deutlich unter dem von aktiv wachsenden Zellen, auch wenn der langfristige Gesamtverlust höher sein kann [89], [90].

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass es im Untergrund zur Ausbildung von **Mikrohabitaten** kommen kann, in denen sich die chemischen und physikalischen Bedingungen lokal stark

unterscheiden. Mineralogische Heterogenitäten, unterschiedliche Transportmechanismen sowie das Vorkommen spezifischer syntropher Mikrobengemeinschaften können dazu führen, dass mehrere mikrobielle Stoffwechselprozesse parallel nebeneinander stattfinden [63]. Pore-Scale-Experimente zeigen, dass solche Mikrohabitate die Gasverteilung und den Wasserstoffverbrauch erheblich steuern [85], [87]. Die Hauptprozesse wurden sogar unter extremen Bedingungen wie Temperaturen bis 90 °C und hoher Salinität nachgewiesen [63] und in aktuellen Salzkavernen-Studien bestätigt [31], [86].

Hinweise auf mikrobielle Aktivität liefern z.B. ein steigender pH-Wert oder auch die gleichzeitige Abnahme von CO₂ und Wasserstoff im Speicher. Die Abnahme von CO₂ und Wasserstoff indiziert höchstwahrscheinlich Acetogenese oder Methanogenese – letztere würde man mit einem Anstieg der Methan-Konzentration im ausgespeicherten Gas nachweisen [63] – und wird durch Pore-Scale-Beobachtungen klar mit einem direkten Wasserstoffverbrauch korreliert [85], [87]. Als weitere Folge der Methanogenese ist eine Verschiebung der mikrobiellen Gemeinschaft in Richtung der Domäne Archaea zu benennen, was in Labor- und Feldversuchen mehrfach dokumentiert wurde [66], [84] und eine zunehmende Verringerung der Wasserstoffreinheit nach sich ziehen kann. Die Acetogenese führt ebenfalls zum Verlust von Wasserstoff und zur Steigerung der Acetatkonzentrationen bei sinkendem pH-Wert, wobei eine gleichzeitige Nutzung des gebildeten Acetats durch syntrophe Bakterien den pH-Effekt teilweise maskieren kann [63].

Während der UHS kann **mikrobielle Sulfatreduktion** auftreten: Dabei wird Sulfat mit Hilfe von Wasserstoff zu H₂S reduziert (Tabelle 12). Dieser Prozess kann durch die zusätzliche Verfügbarkeit von leicht verwertbaren organischen Verbindungen begünstigt werden. Das Sulfat muss entweder im Formationswasser gelöst oder in Form von sulfidischen Mineralen wie Gips oder Anhydrit vorhanden sein. Durch die Bildung von H₂S kann die Gasqualität, die Materialintegrität sowie die Betriebssicherheit gefährdet werden. Bereits geringe Sulfatmengen können zur Bildung relevanter H₂S-Konzentrationen führen. Ist gelöstes Fe²⁺ vorhanden, kann es zur Ausfällung von Eisensulfiden kommen, was sich in einem Rückgang der Eisen- und Sulfidkonzentrationen im Formationswasser bemerkbar macht und zusätzlich zur Beeinträchtigung der Speicherperformance führen kann [31], [63].

6.2.3 Mikrobiell beeinflusste Korrosion (MIC) und Porenverstopfung

Ein bedeutendes Risiko bei der UHS stellt die **mikrobiell beeinflusste Korrosion (MIC)** durch Biofilme und H₂S dar. Sie tritt insbesondere an Stahlinfrastrukturen auf und entsteht durch das Zusammenspiel chemischer und biologischer Korrosionsprozesse. Die MIC ist eng mit der Bildung von **mikrobiellen Biofilmen** auf Stahloberflächen verknüpft, die Mikroorganismen vor physikalischem und chemischem Stress schützen. Unterhalb solcher Biofilme kann es zu einer Veränderung der Redoxverhältnisse und der chemischen Milieubedingungen kommen, was eine lokalisierte und oft aggressive Korrosion begünstigt. Besonders sulfatreduzierende Bakterien, Methanogene und säureproduzierende Mikroben werden regelmäßig mit MIC in Verbindung gebracht. Die MIC lässt sich nicht immer von abiotischer Korrosion unterscheiden und ist daher schwer nachweisbar. Hinweise liefern jedoch erhöhte Zellzahlen vor allem sulfatreduzierender Mikroorganismen in Flüssig- oder Festphasenproben sowie das Vorkommen typischer Korrosionsprodukte. Wasserstoff kann dabei sowohl als Elektronendonator das Biofilmwachstum fördern, sowie auch als Korrosionsprodukt selbst entstehen. Mikrobiell gebildetes H₂S verstärkt nicht nur die Korrosionsrate, sondern kann auch zu spannungsrisssinduzierter Korrosion führen [63], [66], [84]. Erfahrungen aus der Sauergas-Produktion sowie Ergebnisse des Forschungsprojekts H₂CAST

fließen bereits in die Auslegung und Materialauswahl von Komplettierungen für Wasserstoffspeicher ein und liefern praxisrelevante Richtlinien für den Umgang mit MIC.

Ein weiterer mikrobiell bedingter Risikofaktor bei der UHS in Porenspeichern ist die **Verstopfung von Porenräumen und Rohrleitungen** durch mikrobielle Prozesse. Diese kann einerseits durch Biomassewachstum und Biofilmbildung, andererseits durch mikrobiell ausgelöste Mineralfällungen verursacht werden. Besonders im nahen Injektionsbereich, wo Nährstoffe und Zellen angereichert sind, kann die Porenvolumenreduktion zu abnehmender Permeabilität und Injektivität führen. Feld- und Labordaten belegen, dass Sulfatreduktion zur Bildung von H_2S führt, das mit gelöstem Eisen zu Eisensulfid ausfällt und Porenräume dauerhaft verengt [63], [85]. Ebenso kann bei Anwesenheit von Nitrat oder geringen Sauerstoffkonzentrationen durch eisenoxidierende Mikroben die Bildung von Mineralen wie Ferrihydrit, Goethit oder Magnetit ausgelöst werden. Besonders mikroaerophile Eisenoxidierer gelten als Verursacher signifikanter Biofilm- und Mineralansammlungen bei Sauerstoffzutritt [87]. Zudem kann es zur **mikrobiell induzierten Karbonatausfällung (MICP)** kommen, wenn beispielsweise durch Nitrat- oder Sulfatreduktion organische Substrate abgebaut und CO_2 freigesetzt werden. In Kombination mit einem lokalen pH-Anstieg begünstigt dies die Karbonatbildung, insbesondere innerhalb von Biofilmen mit eingeschränkter Diffusion [63]; entsprechende MICP-Effekte wurden in Simulationen und Laborversuchen bestätigt [31], [66].

Alle Formen mikrobiell induzierter Verstopfung von Poren äußern sich typischerweise in einer sinkenden Injektivität bzw. einem steigenden Einspritzdruck. Während Biomasse-verursachtes Plugging teilweise reversibel ist, gelten mineralische Ausfällungen als stabiler und langfristig problematisch [63] und können über längere Zeiträume die Speicherleistung deutlich reduzieren [88].

6.2.4 Säurebildung und geochemische Kopplung

Die **Folgen der Aktivität säurebildender Mikroorganismen** – wie Acetogene oder heterotrophe Bakterien – können sich im Speichermedium mit der Absenkung des pH-Wertes äußern [63]. Mikrobielle Fermentationsprozesse können organische Säuren wie Acetat oder Propionat bilden, die theoretisch zu einer pH-Absenkung beitragen können; dieser Zusammenhang wird in der Literatur beschrieben, ist jedoch für UHS-Systeme bislang nicht experimentell bestätigt [63], [85]. Die dabei entstehenden organischen Säuren begünstigen die Auflösung von Karbonaten und anderen leicht löslichen Mineralen, was zu einer erhöhten Konzentration von gelöstem CO_2 bzw. HCO_3^- im Fluid führen kann und gleichzeitig die Mobilisierung von Metallen wie Fe^{2+} und Mn^{2+} anstoßen kann [66]. Gleichzeitig können diese gelösten Karbonate von Mikroorganismen als Kohlenstoffquelle genutzt werden, was eine vermehrte mikrobielle Aktivität und Zellvermehrung zur Folge haben kann. In karbonathaltigen Speichergesteinen kann dieser Prozess zu einer Veränderung der Porosität und Permeabilität führen und somit den Fluss und die Speichereigenschaften des Reservoirs beeinflussen [66]. Darüber hinaus könnten exotherme enzymatische Reaktionen bei intensiver mikrobieller Aktivität lokal zur Temperaturerhöhung führen – ein Phänomen, das bislang in H_2 -Speichern jedoch noch nicht eindeutig beobachtet wurde [63]; erhöhte Reaktionswärmen wurden jedoch in Modellierungen und kleinmaßstäblichen Versuchen bereits nachgewiesen [31].

Tabelle 13: Mikrobielle wasserstoffverbrauchende Haupt-Prozesse und deren Auswirkungen [63].

Prozessgesteuerte Arten von Mikroorganismen	Reaktionen	Relevanz
Sulfatreduzierende (SRB)	$\text{SO}_4^{2-} + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{S}$	Gasqualität, Korrosion
Methanogene	$\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4$	Energieverlust
Acetatbildner	$\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{COOH}$	pH-Wert-Senkung
Eisenreduzierende	$\text{Fe}^{3+} + \text{H}_2 \rightarrow \text{Fe}^{2+}$	Mineralveränderung
Nitratreduzierende	$\text{NO}_3^- + \text{H}_2 \rightarrow \text{N}_2$	Konkurrenz zu SRB
Aerob oxidierende	$\text{H}_2 + \frac{1}{2} \cdot \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$	Bodenreaktionen

6.2.5 Nachweise mikrobieller Gemeinschaften und standortabhängige Aktivität

Erste Ergebnisse des **HyLife-Projektes** [88], [91], [92] zeigen, dass in **allen Salzkavernen sowie Porenspeichern** Mikroorganismen vorkommen. Ein Beispiel für eine Mikробenvergesellschaftung in einem Porenspeicher ist in Abbildung 11 dargestellt. An jedem der 35 beprobten Standorte in Europa wurden Mikroben nachgewiesen; die statistische Auswertung ergab eine hohe Diversität der mikrobiellen Gemeinschaften und deutliche Unterschiede zwischen Aquiferen, Porenspeichern und Salzkavernen. DNA-Analysen belegen eine standortspezifische Vielfalt, von der jedoch nur ein Teil im Kontext der UHS problematisch sein kann. Zu beachten ist, dass DNA-Daten lediglich die Präsenz, nicht jedoch die Aktivität der Mikroorganismen belegen. Aktuelle Untersuchungen zeigen zudem, dass ein negativer mikrobiologischer Befund der Formationsflüssigkeit keine geringe mikrobielle Aktivität garantiert, da Mikroorganismen auch an der Gesteinsmatrix haften oder in Porenstrukturen persistieren können [93]. Da Mikroorganismen isotopenselektiv sind, konnte der Einfluss mikrobieller Prozesse auf Wasserstoff- und CO_2 -Isotopensignaturen in Salzkavernen und Porenspeichern durch stabile Isotopenanalysen nachgewiesen werden.

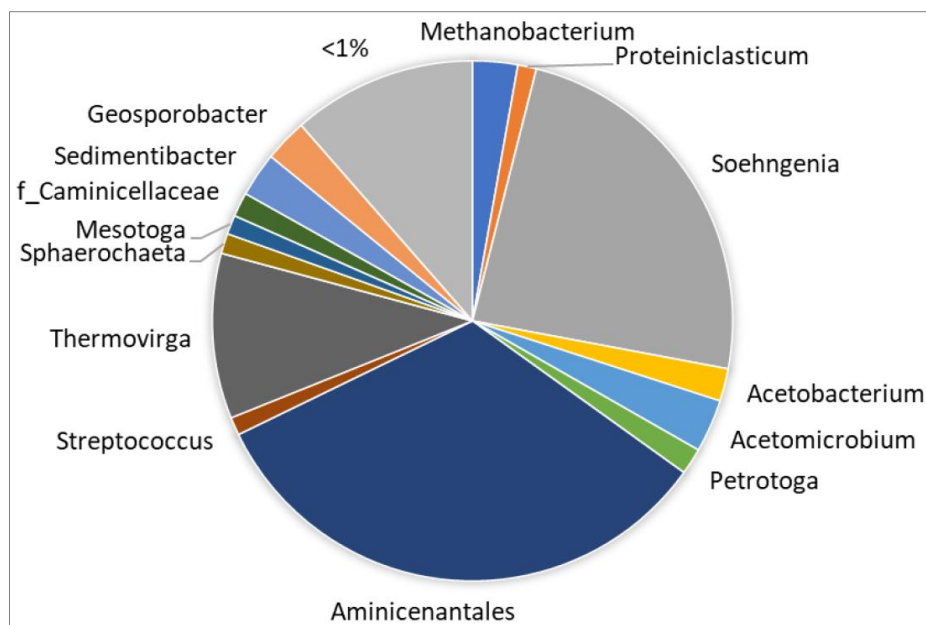


Abbildung 11: Die DNA-basierte Analyse einer porösen Gesteinsreservoirprobe weist auf potenzielle H_2 -verbrauchende Mikroorganismen hin, darunter methanogene Archaea und homoacetogene Bakterien [88].

Salzkavernen gelten insgesamt als vergleichsweise lebensfeindliches Milieu, da hohe Salzkonzentrationen und geringe spezifische Oberflächen das Wachstum vieler Mikroorganismen hemmen. Dennoch wurden **halophile Bakterien** nachgewiesen, die auch unter extremer Salinität aktiv bleiben können [1], [32], [63]. Die Aktivität der halophilen Mikroben ist mit einer Inkubationszeit von Jahren als sehr langsam zu bemessen, dennoch ist der Einfluss dieser Mikroben über die Lebensdauer einer Salzkaverne noch nicht konkret einschätzbar. Dies erfordert Monitoring-Konzepte [91].

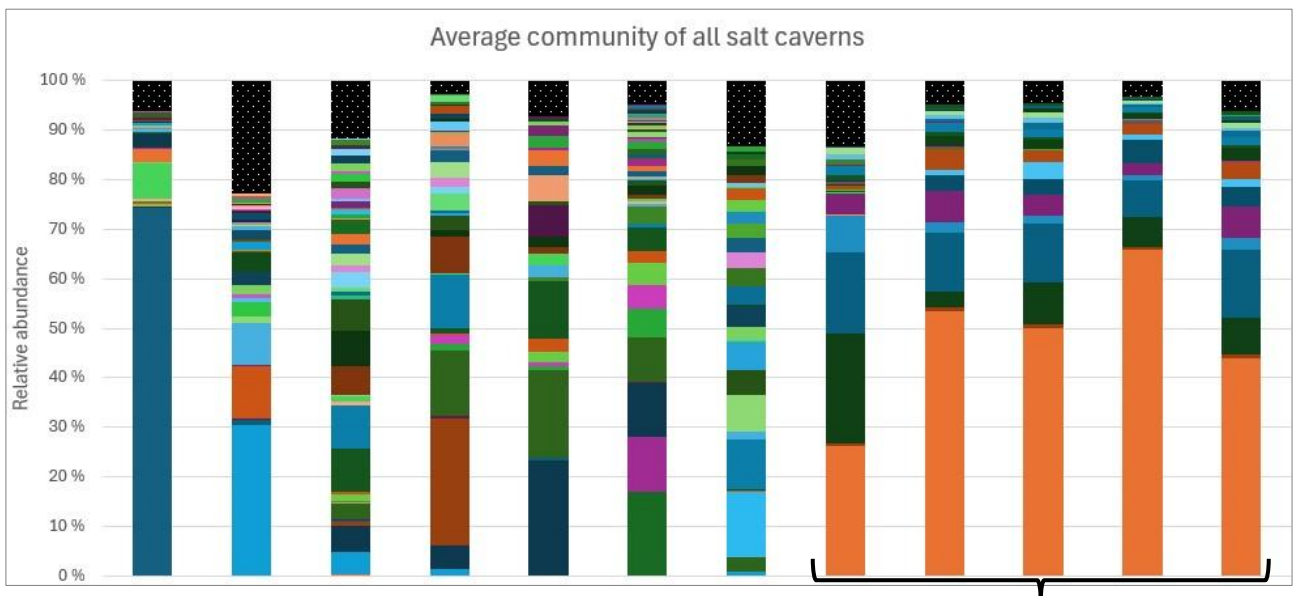


Abbildung 12: Beispiele zur mikrobiellen Vielfalt in Salzkavernen [92]. Jede Farbe repräsentiert eine andere Mikrobengruppe. Jeder Balken repräsentiert eine andere Salzkaverne. Die mit {markierten Balken repräsentieren ein Salzkavernenfeld mit dem gleichen Formationsfluid und hohem pH-Wert.

Untersuchungen von Dopffel et al. (2024) [86] zeigen zudem, dass Salzkavernen mikrobiologisch keineswegs homogen sind: Zellzahlen, Salzgehalt und Diversität variieren stark, selbst innerhalb eines Standortclusters (Abbildung 12). Unter sehr hoher Salinität benötigen Mikroben energieintensive Anpassungsmechanismen, wodurch ihre Aktivität zwar verlangsamt, aber nicht verhindert wird. Die durch Mikroben verursachte Produktion von H_2S lässt sich u.a. anhand eines durch Wasserstoffverbrauch steigenden pH-Wertes erkennen.

Mikroben können über Frischwasser während der Solung, technische Komponenten oder Leckagen eingetragen werden. Einige halophile Mikroorganismen erreichen trotz extremer Bedingungen hohe Zellzahlen und können Stoffwechselprozesse wie Wasserstoffverbrauch und H_2S -Bildung über lange Zeiträume aufrechterhalten. In den untersuchten Salzkavernen wurden ebenso Acetatbildner festgestellt, deren Aktivität nachfolgende Sulfatreduktion begünstigen könnte [86].

Karbonatreiche Porenspeicher werden häufig von methanogenen Archaea, Synthrophen, sulfatreduzierenden Bakterien (SRB) und Fermentern dominiert, die Wasserstoff als Elektronendonator nutzen. **Salzkavernen und hochsaline Porenspeicher** werden dagegen eher von halophilen Generalisten geprägt. Eingriffe in diese Systeme, etwa durch Bohrarbeiten oder Druckschwankungen, können die mikrobiellen Gemeinschaften deutlich verändern und damit die Vorhersagbarkeit potenzieller Reaktionen verringern [91].

Unter geeigneten Bedingungen – wie dem gleichzeitigen Vorhandensein eines Elektronendonators (z.B. H_2) und geeigneter Elektronenakzeptoren (z.B. Sulfat) – können mikrobielle Redoxprozesse

(z.B. Methanogenese, Acetogenese und Sulfatreduktion) ablaufen. Diese Prozesse können bei hoher Substratverfügbarkeit parallel auftreten und zu folgenden **Effekten** führen [86]:

- Wasserstoffverlust durch Umsetzung in CH_4 , Acetat oder H_2S → Gasverunreinigung
- Korrosionsgefahr durch mikrobiell gebildetes H_2S
- Mikroben als Katalysator für Redoxreaktionen → Ausfällung von Mineralen → Plugging → verminderte Injektivität bzw. steigender Injektionsdruck → potenzielle Risiken für die Betriebssicherheit
- Plugging durch Biofilme und Mineralausfällungen (vorwiegend in Porenspeichern)
- Veränderung von Porosität und Permeabilität in Porenspeichern, was die Injektivität mindert
- Mikrobiell induzierte Karbonatausfällung → lokale Bildung von CO_2 und damit lokaler Anstieg des pH-Werts → Abnahme der Injektivität und/oder Anstieg des Injektionsdrucks

Die Bildung von **Biofilmen** ist in **Porenspeichern** stärker ausgeprägt als in **Kavernen**, da dort eine größere spezifische Oberfläche zur Anhaftung vorhanden ist [28]. Mikrobiologisch induzierte Reaktionen können die Effizienz unterirdischer Wasserstoffspeicher erheblich beeinflussen und zu einem dauerhaften Verlust von eingespeichertem Wasserstoff führen – je nach thermochemischen Speicherbedingungen kann dieser Verlust in **salinen Aquiferen** bis zu 17 % betragen, während sich in Salzkavernen bislang deutlich geringere Effekte zeigen. Auch die Speicherkapazität, die Dichtigkeit und die Integrität der Deckschicht kann sich durch Biofilmbildung oder Mineralausfällungen verschlechtern [32].

Viele Fragen zum Gesamtrisiko durch Wasserstoffverlust, H_2S -Bildung und dem Zeithorizont der mikrobiellen Reaktionen in Salzkavernen sind derzeit noch offen [86]. Mikrobielle Prozesse sind eng mit der Mineralogie der jeweiligen Formation verbunden. Laufende Studien untersuchen diese Wechselwirkungen [91]. In der Literatur liegen bislang keine belastbaren Angaben zu den zu erwartenden H_2S -Konzentrationen vor. Allerdings sind in Porenspeichern deutlich ausgeprägtere Effekte gegenüber Kavernen zu erwarten.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Mikrobielle Vielfalt:** Untergrundformationen enthalten stets vielfältige Mikroorganismen; Aktivität und Zusammensetzung unterscheiden sich stark zwischen Salzkavernen und Porenspeichern und hängen von geochemischen Bedingungen, Salinität und Substratverfügbarkeit ab [63] [84] [88] [86] [91]
- **H_2 als Elektronendonator:** Wasserstoff dient als zentrale Energiequelle für Methanogenese, Sulfatreduktion und Acetogenese, was zu Wasserstoffverlusten, Gasverunreinigungen (CH_4 , H_2S) und pH-Wert-Verschiebungen führen kann [63], [66], [85], [86]
- **Risiken für Speicherbetrieb:** Mikrobielle Prozesse können Korrosion (MIC), Biofilm- und Mineralfällungen verursachen, die Injektivität, Porosität und Materialintegrität mindern und damit potenziell die Betriebssicherheit gefährden [63], [87], [88], [91]
- **Standortabhängigkeit:** Geschwindigkeit und Art der mikrobiellen Reaktionen variieren stark je nach Salinität, Elektronenakzeptoren und Mineralogie; Porenspeicher zeigen tendenziell höhere Aktivität und größere Effekte als Salzkavernen [31], [32], [86]

- **Monitoring und Management:** Kontinuierliche Überwachung der Gaszusammensetzung (insbesondere H_2S) sowie ggf. Gasaufbereitung sind entscheidend um Qualitätsverlusten und Sicherheitsrisiken zu minimieren [24], [63], [88]

6.3 Wechselwirkungen zwischen Geochemie, Mikrobiologie und Fluid-Gestein-Systemen bei der UHS

Für die UHS geeignete geologische Formationen umfassen insbesondere Salzkavernen, Aquifere und ausgeförderte Erdgaslagerstätten. Vor allem poröse Reservoirs bieten ein **komplexes Wechselwirkungsfeld** zwischen Gestein, Fluid und potenziell vorhandenen Mikroorganismen. Die physikochemischen Eigenschaften von Wasserstoff – wie geringe Dichte, hohe Diffusivität und geringe Viskosität – bedingen spezifische Herausforderungen hinsichtlich Gasmigration, Leckageverhalten und Vermischung mit Formationsgasen wie CH_4 oder CO_2 . Zusätzlich spielen Grenzflächenprozesse wie Kapillardruckeffekte und sorptive Wechselwirkungen an Mineraloberflächen eine Rolle, die die Speicherstabilität und das Ausbreitungsverhalten von Wasserstoff beeinflussen können. Die Adsorption an Mineraloberflächen beeinflusst die Speicherstabilität erheblich [87], [94].

Ein zentraler Aspekt ist die mikrobielle Nutzung von Wasserstoff als Elektronendonator. Dadurch können **mikrobielle Stoffwechselprozesse** wie Methanogenese, Sulfatreduktion und/oder Acetogenese ablaufen, was zu Wasserstoffverlusten, Gasverunreinigungen und korrosiven Effekten auf metallischen Komponenten führen kann. Die Aktivität solcher mikrobieller Prozesse hängt stark von **standortabhängigen Faktoren** wie Temperatur, pH-Wert sowie der Verfügbarkeit von Elektronenakzeptoren wie CO_2 oder SO_4^{2-} ab [94]. Labor- und Modellstudien zeigen zudem, dass geochemische Reaktionen, einschließlich Mineralauflösungen, das lokale chemische Milieu verändern und damit indirekt mikrobielles Wachstum beeinflussen können; für UHS-Systeme ist dieser Mechanismus jedoch bisher nur theoretisch diskutiert und nicht experimentell belegt [84], [87].

Neben diesen biotischen Vorgängen kann **gelöster Wasserstoff im Formationswasser** das chemische Milieu beeinflussen. Veränderungen im Redoxpotenzial, pH-Wert, der elektrischen Leitfähigkeit oder Ionenverteilung lassen sich dabei als **indirekte Indikatoren** für Wasserstoffmigration oder Leckagen interpretieren [32]. Darüber hinaus kommt es zu **geochemischen Reaktionen** mit reaktiven Mineralphasen, beispielsweise der Reduktion von Fe^{3+} in Tonmineralen durch Wasserstoff. Solche Prozesse können Mineralumwandlungen auslösen, die Porosität und Permeabilität des Gesteins verändern und gleichzeitig neue Oberflächen für mikrobielle Besiedlung schaffen. **Mikrobiologische und geochemische Wechselwirkungen** wirken sich dadurch direkt auf die Injektivität, das Fließverhalten und die Langzeitstabilität des Speichers aus. Eine fundierte Bewertung der Speichersicherheit erfordert daher einen integrierten Ansatz, der physikalische, chemische und biologische Aspekte gleichermaßen berücksichtigt [94].

Die **entscheidenden Einflussgrößen** lassen sich in 4 Gruppen unterteilen [87]:

- **Geochemisch:** pH-Wert, Redoxpotenzial, Elektronenakzeptoren wie Sulfat, Nitrat oder Karbonat
- **Biologisch:** Vorhandensein aktiver Mikroorganismen (z.B. SRB, Methanogene, Denitrifizierer)
- **Physikalisch:** Temperatur, Druck, Porosität, Diffusionsmöglichkeiten
- **Mineralogisch:** Vorhandensein von Pyrit, Eisen(III)-Oxiden, Tonmineralen

Diese Parameter beeinflussen nicht nur das Reaktionsgeschehen, sondern auch die Stabilität der Wasserstoffqualität über lange Speicherzeiträume [87].

In wässrigen Phasen entstehen in der Nähe von Mineraloberflächen **Konzentrationsgradienten** durch Strömungen durch poröse oder zerklüftete Medien. Dies führt zu lokal verringerten Reaktionsraten infolge geringerer chemischer Affinität. Auch die Porosität und die Permeabilität können beispielsweise durch unterschiedliche Korngrößen, heterogene Grundwasserleiter, bevorzugte Fließwege, primäre und sekundäre Mineralbeschichtungen sowie neu gebildete Minerale beeinflusst werden [87].

Die UHS stellt somit ein **komplexes Zusammenspiel** aus:

- mikrobiellen Aktivitäten,
- geochemischen Reaktionen,
- Benetzbarkeitsverhalten und
- Fluid-Gestein-Wechselwirkungen dar [87].

Diese beeinflussen gemeinsam die:

- Speicherstabilität,
- Wasserstoffverlagerung und
- Rückgewinnung [87].

Die **Benetzbarkeit** der Gesteinsoberflächen beeinflusst maßgeblich:

- Kapillardruckverhältnisse,
- relative Permeabilitäten und
- die Gasverteilung im Porenraum [87].

Mikrobiell gebildete Biofilme sowie die Ausscheidung extrazellulärer polymerer Substanzen können diese Oberflächen hydrophober machen und so die Injektivität und den Gasaustausch verändern. Auch biosynthetisierte Tenside tragen zur Modifikation der Gesteinsoberflächen bei [87]. Laboruntersuchungen von Boon et al. (2024) [87] zeigen, dass Biofilme den Kontaktwinkel von Sandstein um bis zu 30 ° verringern und so die Wasserbenetzbarkeit erhöhen, während der Kontaktwinkel bei Kalkstein weitgehend unverändert bleibt. Diese unterschiedlichen Effekte auf die Benetzbarkeit können in heterogenen Reservoirs zu lokal variierenden Fließpfaden und Rückhalteeffekten führen und wirken sich damit direkt auf die Effizienz und Langzeitsicherheit unterirdischer Wasserstoffspeicher aus.

Zusammenfassung der Kernaussagen:

- **Porenspeicher:**
 - Hohe Komplexität durch Wechselwirkungen zwischen Gestein, Fluid und Mikroorganismen; Eigenschaften von Wasserstoff fördern Migration und Vermischung [32], [94]
 - Mikrobielle Prozesse (Methanogenese, Sulfatreduktion, Acetogenese) führen zu H₂-Verlust, Gasverunreinigung und Korrosion; abhängig von Temperatur, pH-Wert und Elektronenakzeptoren [32], [94]

- Geochemische Reaktionen können Redoxpotenzial, pH-Wert, Leitfähigkeit verändern; Mineralreaktionen können Porosität und Permeabilität beeinflussen [20]
- Biofilme und mikrobiell gebildete Substanzen verändern Benetzbarkeit [87]
- Gesamtwirkung: Zusammenspiel von Geochemie, Mikrobiologie und Oberflächenprozessen bestimmt Stabilität, H₂-Verlagerung und Rückgewinnbarkeit [32], [87], [94]

➤ **Salzkavernen:**

- Geochemische und mikrobielle Wechselwirkungen im Vergleich zu Porenspeichern nachrangig, aufgrund homogener Struktur und geringerer Oberfläche [20]

6.4 Strukturelle Einflussfaktoren auf die H₂-Qualität

6.4.1 Gasvermischungsproblematik – Altgase und Inhomogenität

Salzkavernen

Die Vermischung spielt bei der Bewertung der Konzentration von Begleitstoffen eine wesentliche Rolle.

Bei umgewidmeten Erdgaskavernen hängt die Menge von Restbestandteilen vom Umstellungsprozess ab. Bei Erdgaskavernen, bei denen vor der Wasserstoffinjektion der Druck auf den minimalen Speicherdruck abgesenkt wurden, verbleibt das Kissengas in der Kaverne. Die Menge ist damit von der geologischen Struktur (Teufe, Temperatur, Kavernengeometrie) abhängig.

Nach der Erstinjektion von Wasserstoff erfolgt die Mischung des Kissengases mit dem Speichergas. Die Zeitdauer für die Durchmischung ist dabei abhängig von der Einströmgeschwindigkeit und vor allem von der Standzeit. Mit steigender Standzeit nimmt die Durchmischung zu. Die Durchmischung erfolgt dabei im Wesentlichen durch Konvektionsströmung als Triebkraft. Die betrifft nicht nur die Vermischung von Restgas sondern auch die Anreicherung des Speichergases mit Komponenten aus dem Blanket.

Berechnungen zu Umstellungsvarianten von Kavernen erfolgten in [95]. Die Modellierungen dazu erfolgten mittels COMSOL Multiphysics. Für die Umstellung eines Kavernenspeichers von Erdgas auf Wasserstoff wurden zwei Möglichkeiten identifiziert. Die erste Variante war, das in der Kaverne befindliche Erdgas als Kissengas zu nutzen. Als zweite Umstellungsvariante wurde die Kaverne mit (voll-)gesättigter Sole gefüllt, um das Erdgas vollständig zu verdrängen. Dabei ist zu beachten, dass die Verwendung nicht gesättigter Sole Nachsoleffekte hervorrufen kann, die entsprechende Gegenmaßnahmen erfordern. Anschließend kann Wasserstoff in die mit Sole gefüllte Kaverne injiziert werden. Diese Arbeit zeigt, welche Parameter in den Vermischungsprozess innerhalb einer Kaverne eingreifen, und bei der Modellierung berücksichtigt werden müssen:

- Eine turbulente Strömung in der Kaverne,
- der Wärmeübergang an der Kavernenwand,
- die Temperaturentwicklung innerhalb der Kaverne,
- die Wärmeleitung im umgebenden Gebirge,

- freie Konvektion innerhalb der Kaverne sowie
- die Stoffeigenschaften des Mischgases in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und vom Mischungsverhältnis (Dichte, Viskosität...).

In diese Arbeit flossen Erfahrungen aus der Umstellung von Stadtgaskavernen auf Erdgas ein.

Die Kernaussage der Arbeit ist, dass eine Mischung der Gase unvermeidlich ist, aber stark von der Betriebsführung beeinflusst wird (z. B. Injektionsgeschwindigkeit, Temperaturgradienten). Hohe Injektionsraten führen zu stärkerer Turbulenz und rascher Homogenisierung, in Ruhephasen erfolgt Diffusion/Stratifikation. Die Gasqualitäten am Ausgang konvergieren über Zyklen. Bei Verzicht auf die Soleverdrängung und damit hohem Rest-Erdgasanteil ergaben sich anfänglich sehr hohe Methangehalte von deutlich über 50 mol- % [95].

Die Modellierung von Vermischungsprozessen wird weiter untersucht, beispielhaft sei das SMRI-Projekt RFP2023-3 "H₂ - Nat Gas Blends Stratification Potential in Caverns" genannt. Die Ergebnisse liegen noch nicht vor. Inhalt des Projektes ist die Durchführung von CFD-Fallstudien zum Verständnis der Auswirkungen der Kavernengeometrie, des Einflusses der Bohrlochkonfiguration und des Einflusses der Durchflussrate auf die Zusammensetzung des geförderten Gases während einer Wasserstoffinjektion. Die Durchführung dieser Studie zeigt, dass die Idee der Umstellung von Kavernen ohne Soleverdrängung zumindest weiter betrachtet wird.

Nach einer Verdrängung des Restgases mit Sole verbleiben in umgestellten Kavernen ebenfalls Restgasmengen. Diese können sich in verschiedenen Formen manifestieren:

- in abgeschlossenen Hohlräumen ohne Verbindung zum Hauptspeicherraum (Hintersolungen) können Gasmengen eingefangen werden.
- Es erfolgt eine Infiltration der Gase in die Kavernenkontur – insbesondere in porösen Randzonen.
- Im Solesumpf befindet sich Erdgas in Lösung und wird bei Druckentspannung thermodynamisch bedingt teilweise wieder freigesetzt. Labor- und Betriebserfahrungen zeigen, dass sich die Löslichkeit von Erdgas und Wasserstoff temperaturabhängig unterscheidet.

Diese Restgasmengen aus Hintersolungen, der Kavernenkontur und im Solesumpf sind kavernenspezifisch. Die Bewertung der in Hintersolungen gefangenen Restgasmenge erfordert eine genaue Kenntnis der jeweiligen Kavernenkontur. Durch maximale Druckabsenkung und andere technische Maßnahmen, z.B. mögliche Spülschritte, kann dieser Anteil an Restgas verringert werden.

Hinsichtlich der Refiltration des Methans aus der Kavernenkontur in den Wasserstoff lassen sich folgende Unsicherheiten festhalten:

- Löst sich wenig Erdgas aus der Kavernenkontur zurück in die Sole, ist von einer kinetischen Hemmung auszugehen. Es sind wenig Risse im Salz, das Restgas befindet sich eher in der Porenstruktur. Diese langsame Gasabgabe wiederum würde dazu führen, dass auch nach Gaserstbefüllung (GEB) sich Erdgas eher langsam mit dem H₂ austauscht und längerfristig die Qualität des Wasserstoffs mindert.
- Diffundiert das Resterdgas schneller aus der Kontur in die Kaverne zurück, würde dies zu einer kurzfristig stärkeren Qualitätsminderung des H₂ führen. Allerdings würde dieses Erdgas sich dann auch schneller in der Sole lösen, so dass etwas mehr Erdgas mit der Sole vor der GEB ausgetragen würde.

Das im Solesumpf enthaltene Methan lässt sich mit Kenntnis des Solevolumens sowie den Druck- und Temperaturverhältnisse kalkulieren. Unsicher ist der Stoffaustausch (Kinetik) des Prozesses [95].

Mit der Bewertung der Restgasmengen aus diesen drei „Quellen“ ist eine Abschätzung der möglichen Gasqualität und der Veränderung mit Befüll- und Entnahmezyklen möglich.

Die Ermittlung der Hintersolung einer Kaverne basiert auf Sonarvermessungen und ist kavernenspezifisch. Veröffentlichte Angaben dazu sind nicht zu finden, das Volumen sollte sich aber in einer Größenordnung von $< 1.000 \text{ m}^3$ bewegen. Dies ergibt für unsere Kaverne bei 30 bar ein Rest-Erdgasvolumen von 30.000 m^3 , bei 140 bar entsprechend 140.000 m^3 Restgas.

In der Literatur [96] wird festgehalten, dass „Natural gas has a small seepage distance around the cavern in bedded salt rocks“. Der genaue Wert der Eindringtiefe hängt von der spezifischen Geologie ab. Dazu können Risse kommen, gelegentlich werden mögliche Risstiefen von 0,5 bis 2 m genannt [97]. Mit einer Porosität von ca. 1 Vol.-% [98], einer Eindringtiefe von 2 m und einer Zylinderform der Kaverne ($d = 40 \text{ m}$, $h = 287 \text{ m}$) ergibt sich ein Gasvolumen in der Kavernenkontur von rund 24.500 m^3 (30 bar) bis 114.500 m^3 (140 bar)

Mit den Annahmen der Referenzkaverne (Tabelle 15) ergibt sich bei 30 bar und 40°C ein in der Sole (10.000 m^3) gelöstes Methanvolumen bei 30 bar und 40°C von ca. 1.000 m^3 , bei 140 bar ca. 5.000 m^3 . Es ist von einer Sättigung der Sole mit Erdgas auszugehen. Die Verdrängung des Erdgases mit frischer Sole ist nur mit einer begrenzten Geschwindigkeit möglich, bedingt durch die Soleverfügbarkeit und realisierbare Raten der Soleinjektion. Damit verbleibt dem abnehmendem Rest-Erdgas bis zur Verdrängung ausreichend Zeit, in die frische Sole zu permeieren und die Sättigung zu erreichen.

Insgesamt ergeben sich für die Beispielkaverne bei 140 bar ein Restgasvolumen von rund 260.000 m^3 Erdgas (worst case), dies sind ca. 0,52 % des Gasvolumens von 50 Mio. m^3 . Eine H_2 -Qualität würde um diese ca. 0,5 mol-% abgesenkt werden.

Diese Beispielrechnung soll keine absoluten Zahlen liefern, aber ein Gefühl für die Größenordnung geben. Zu berücksichtigen ist, dass:

- eine Kaverne vor der ersten Entnahme möglicherweise nicht komplett befüllt wird,
- möglicherweise ein Spülschritt im Bereich des Kavernenkopfes mit H_2 erfolgt und
- die Vermischung des Restgases mit H_2 (Ausgasung aus der Sole und Mischung in der Gasphase, Gasaustausch in der Salzstruktur) kinetisch gehemmt ist.

In jedem Fall nimmt das Restgasvolumen mit jedem Entnahmezyklus ab.

In [99] werden Modellierungen des IfG in Leipzig zur multizyklischen Speicherung von Wasserstoff dargelegt. Die Arbeit zeigt, dass Wasserstoff in die Kavernenhülle eindringt, Dichtheit und Stabilität der Kaverne aber erhalten bleiben. Plastische Verformungen der Kaverne sind minimal. Es wird Abplatzungen überhängender Teile geben, was den Überhang verringert und zu einer glatten Kontur der Kaverne bei einer solchen Fahrweise führt.

Um die Problematik der Gasvermischung durch Diffusion und Dispersion bewerten zu können, sind Simulationsberechnungen als Bestandteil zur Bewertung der Gasqualität bei der Speicherung von Wasserstoff in umgewidmeten Erdgaskavernen zu empfehlen.

Porenraum

Die Vermischung gasförmiger Komponenten wird zu einem kritischen Faktor, wenn ein erschöpftes Gasreservoir für die unterirdische Wasserstoffspeicherung umgewandelt wird oder wenn alternative Küssengase eingeführt werden. Dieses Vermischungsverhalten wird in erster Hinsicht von Parametern wie Mobilitätsratio, Dichteunterschieden, molekularer Diffusion und mechanischer Dispersion bestimmt. Die Gesamtdispersion ist der kombinierte Effekt mehrerer physikalischer Prozesse, die die Gasvermischung in porösen Medien führen. Zu diesen Prozessen gehören:

- **Molekulare Diffusion** – die zufällige Bewegung von Molekülen aufgrund von Konzentrationsgradienten, die während Standzeiten oder bei sehr geringen Strömungsgeschwindigkeiten zum dominierenden Mechanismus wird.
- **Mechanische Vermischung** – skaliert mit der Strömungsgeschwindigkeit, inklusive Längs- und Querverteilung durch heterogene Strömungswege.
- **Heterogenität** – Unterschiedliche Länge und Geometrie der Strömungswege durch das poröse Netzwerk. Um die geometrische Komplexität des Porennetzwerks zu berücksichtigen, wird ein Tortuositätsfaktor (τ) eingeführt. Eine höhere Tortuosität verringert den effektiven Diffusionskoeffizienten, was unter rein diffusiven Bedingungen zu einer langsameren Vermischung führt. Dies hängt eng mit dem Formationsfaktor (F) zusammen, der vom Zementierungsfaktor, der Porosität und einem empirischen Exponenten abhängt, der die Porenkonnektivität beschreibt. Zusammen sind Tortuosität und Formationsfaktor Schlüsselparameter, die die Mikrostruktur des Reservoirs mit Makro-Transporteigenschaften wie Dispersions- und Vermischungsraten verbinden.

Kompliziert wird die Situation zusätzlich, wenn ein Porenraumspeicher aus Speicherhorizonten mit verschiedenen Permeabilitäten besteht. Zu Beginn der Ausspeicherung werden gut zugängliche Bereiche höherer Permeabilität mit hoher Strömungsgeschwindigkeit ausgefördert. In Abhängigkeit der Porenstruktur können Restgaskomponenten in Porenbereichen mit schwer zugänglichen Poren verbleiben.

Die Löslichkeit gasförmiger Komponenten im Formationswasser wird maßgeblich durch das Henry-Gesetz beschrieben. Druck- und temperaturabhängige Löslichkeitsverhältnisse beeinflussen das Verhalten von Wasserstoff, Methan und anderen Gaskomponenten im Porenraum und können die Verteilung zwischen Gas- und Flüssigphase sowie das Mischungsverhalten der Gase untertage erheblich beeinflussen.

6.5 Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen

Kavernen, die zuvor zur Speicherung von Kohlenwasserstoffen genutzt wurden, können Rückstände enthalten, die die Wasserstoffreinheit beeinträchtigen. Durch persistente Ölreste aus Ölkavernen oder Blankets können sich in Wechselwirkung mit Wasserstoff bei längerer Standzeit Begleitstoffe wie z.B. H_2S bilden. Die Reinigung solcher Kavernen stellt eine technische Herausforderung dar [27].

Öl kann an unterschiedlichen Stellen auf verschiedene Weisen in der Kaverne zurückbleiben:

- Haftend an der Kavernenwand
- Infiltriert in die Kavernenkontur

- Auf/Im Solekörper des Sumpfes
- In Hintersolungen und Unregelmäßigkeiten an der Kavernenwand

Für eine Abschätzung der verbleibenden Ölmenge wurde von einer Kaverne mit einem Durchmesser Verhältnis von 8 zu 1 und einem Gesamtvolumen von 300.000 m³ ausgegangen. Bei einer in der Studie angenommenen Schichtdicke von 1 mm würde eine Menge von 35 m³ Rohöl verbleiben.

Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass die verbleibende Menge durch Infiltration vernachlässigbar klein ist.

Basierend auf den Arten, wie Rohöl in der Kaverne verbleiben kann, wird angenommen, dass die Obergrenze für die Menge bei 1% des Kavernenvolumens liegt. Daraus ergibt sich eine verbleibende Ölmenge 3.000 m³. Bei einer Dichte von ca. 0,83 g/cm³ ergeben sich **ca. 2490 Tonnen Rohöl**. Bei starken Unregelmäßigkeiten in der Kaverne kann dieser Wert auch überschritten werden.

Bei einer Nachsolung kann die verbleibende Rohölmenge auf 0,1 % des geometrischen Volumens reduziert werden. Es wird bei dieser Annahme davon ausgegangen, dass die Kaverne **keine großen Unregelmäßigkeiten** aufweist. Abbildung 13 zeigt exemplarisch Beispiele für verschiedene Kavernenformen.

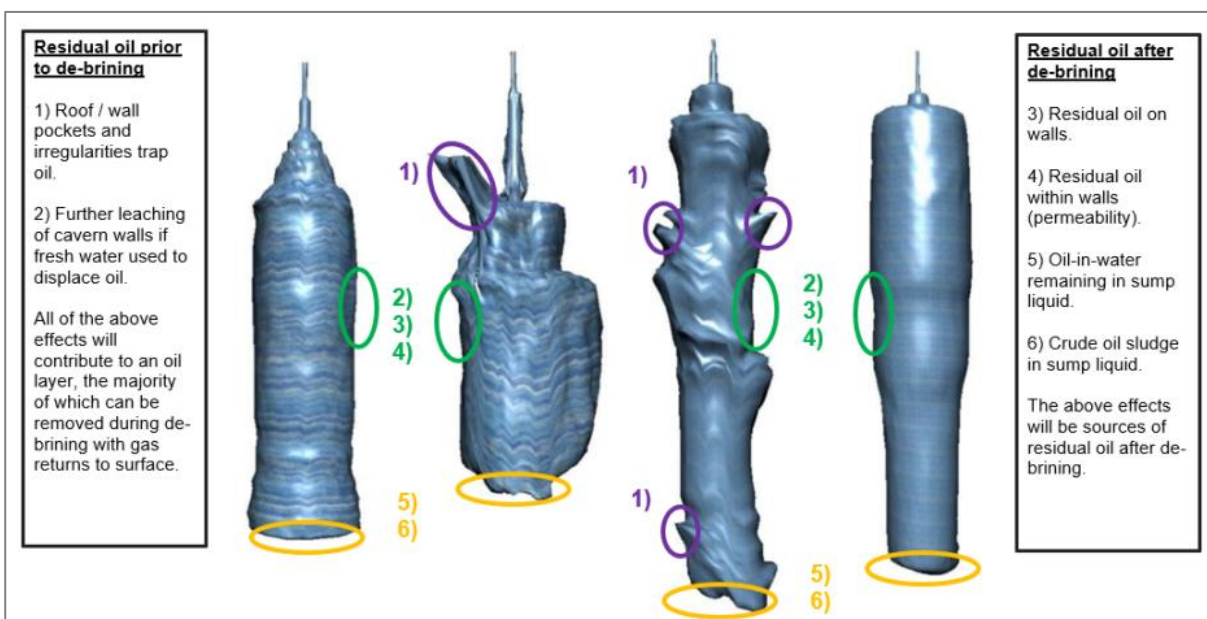


Abbildung 13: Exemplarische Beispiele für Kavernenformen [100]

Zur Bewertung der möglichen Verunreinigungen bei der Ausspeisung von Wasserstoff aus einer **umgewidmeten Rohölkaverne** ist die Ölzusammensetzung zu betrachten. In Tabelle 14 ist die Zusammensetzung eines Rohöls dargestellt.

Tabelle 14: Zusammensetzung von Rohöl nach [100]

Komponente	Mol- %	Komponente	Mol- %
Methan	0,18	Siedebereich 135 - 150 °C	4,89
Ethan	1,18	Siedebereich 150 - 165 °C	4,76
Propan	5,99	Siedebereich 165 - 200 °C	4,19
i-Butane	2,45	Siedebereich 200 - 250 °C	5,58
n-Butan	6,47	Siedebereich 250 - 300 °C	7,17
i-Pentane	3,57	Siedebereich 300 - 350 °C	7,36
n-Pentan	4,65	Siedebereich 350 - 400 °C	5,21
Siedebereich 75 – 90 °C	2,62	Siedebereich 400 - 450 °C	4,55
Siedebereich 90 - 105 °C	5,83	Siedebereich 450 - 500 °C	4,09
Siedebereich 105 - 120 °C	6,28	Siedebereich 500 - 550 °C	2,79
Siedebereich 120 - 135 °C	7,28	Siedebereich 550 °C+	2,91

Auffällig bei der Zusammensetzung von Rohöl sind die hohen Anteile der kurzkettigen Kohlenwasserstoffe mit einer Kohlenstoffzahl von C2 bis C5 (Ethan bis Pentan). Das in Tabelle 14 dargestellte Beispiel entspricht einem vergleichsweise leichten Rohöl mit moderatem Gasanteil. Je nach API-Grad können Rohöle jedoch deutlich variieren: Leichte Rohöle enthalten tendenziell mehr C2 – C5-Fractionen, während mittel- und schwerere Rohöle wesentlich geringere Anteile dieser Komponenten aufweisen. Die Quelle, aus der diese Zusammensetzung stammt, gibt keinen API-Grad an. Anhand der hohen Anteile leichter Komponenten (C2 – C5) ist jedoch davon auszugehen, dass es sich um ein leichtes bis mittelschweres Rohöl handelt, während andere Rohöle je nach API-Grad deutlich geringere Anteile dieser Fraktionen aufweisen können.

Zur Abschätzung der auftretenden Konzentrationen von Komponenten in Wasserstoff wurde deren Löslichkeit in Wasserstoff berechnet. Zur Ermittlung der Löslichkeit wurde das Simulationsprogramm AVEVA PRO/II eingesetzt. Als thermodynamisches Berechnungsmodell wurde die Zustandsgleichung von PENG-ROBINSON genutzt. Diese Zustandsgleichung wird häufig als Standardmodell für unpolare Kohlenwasserstoffe und deren Mischungen verwendet.

Für die erste allgemeine Abschätzung wurde von den maximalen Löslichkeiten ausgegangen. Diese Herangehensweise spiegelt das Worst-Case-Szenario wider.

Kohlenwasserstoffe mit einer niedrigen C-Zahl ($\leq C_4$) sind gut löslich in Wasserstoff. Abbildung 14 zeigt exemplarisch die Löslichkeit von n-Butan in Abhängigkeit vom Druck bei verschiedenen Temperaturen.

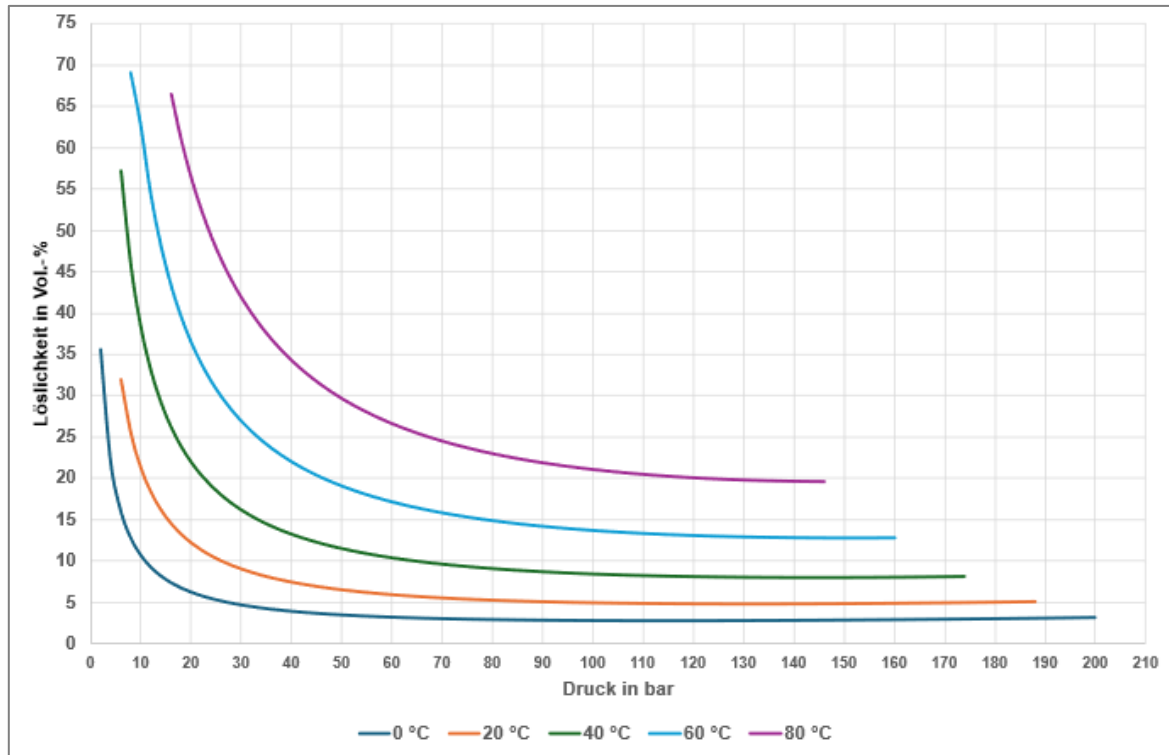


Abbildung 14: Löslichkeiten von n-Butan in Wasserstoff in Abhängigkeit vom Druck bei verschiedenen Temperaturen

Bei Kavernentemperaturen von ca. 40 °C können Butan-Konzentration von > 5 Vol.-% im Wasserstoff bei 100 bar auftreten. Die Butane waren mit ca. 9 mol-% im Rohöl enthalten. Wenn ein Gesamt-Restöl von ca. 250 t angenommen wird, sind über 20 t Butan in der Kaverne verblieben. Im Wasserstoff ist deshalb mit den modellierten hohen Konzentrationen an kurzkettigen Kohlenwasserstoffen zu rechnen, die Reichweite des Reservoirs hängt vom Druckbereich, Temperatur und Kavernenfahrweise ab.

Die Konzentrationen sind damit anfänglich deutlich oberhalb der zulässigen Grenzwerte. Es fehlen Erfahrungen, wie schnell diese initial erhöhten Konzentrationen abnehmen werden. Mit abnehmendem Druck in der Kaverne steigt im Wasserstoff der Gehalt an Kohlenwasserstoffen. Dies betrifft neben Butan auch z.B. Propan.

Neben Kohlenwasserstoffen mit einer Kettenlänge < C5 können auch Kohlenwasserstoffe mit höherer C-Zahl durch in Kavernen verbliebenes Rohöl oder durch Dieselblanket eingebracht werden. Abbildung 15 zeigt die Modellierung der Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen verschiedener C-Zahl in Wasserstoff in Abhängigkeit vom Druck bei einer Temperatur von 20 °C. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass diese Modellierungen fehlerbehaftet sein können, da Messdaten zur Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen in H₂ fehlen.

Die Löslichkeitsdaten zeigen, dass insbesondere die kurzkettigen Kohlenwasserstoffe auf Grund ihrer Löslichkeit zu beachten sind. Während C8 mit ca. 1.000 ppm (0,1 mol-%) als Einzelkomponente die Grenzwerte von 98 mol-% oder 99 mol-% nicht berührt, ist bei kurzkettigeren Kohlenwasserstoffen die mögliche Konzentration höher (siehe Abbildung 14). Außerdem ist zu beachten, dass der Qualitätsparameter Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt auch über die länger-kettigen KW nicht überschritten werden darf.

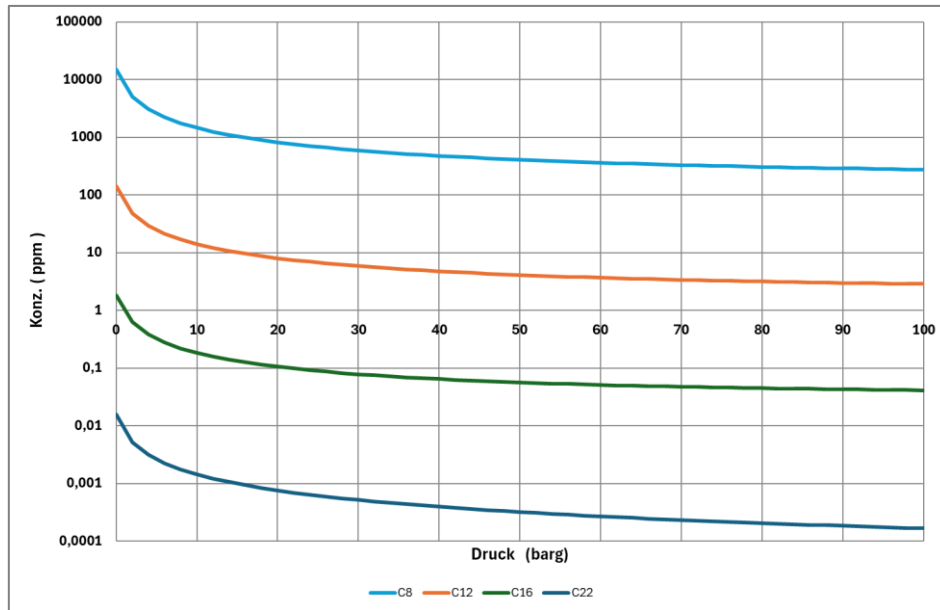


Abbildung 15: Modellierung der Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen verschiedener C-Zahl in Wasserstoff in Abhängigkeit vom Druck bei einer Temperatur von 20 °C³

Im Unterschied zu Crude Oil (Rohöl, unverarbeitetes Öl) weist **Diesel** als raffiniertes Produkt deutlich weniger kurzkettige Kohlenwasserstoffe auf. Diesel ist ein komplexes Gemisch aus hunderten von Kohlenwasserstoffen, vorwiegend Paraffine (Alkane), Naphthene (Cycloalkane) und Aromaten. Olefine treten nur in geringen Mengen auf. Die typische Kohlenstoffanzahl der Moleküle liegt etwa bei C10 – C24, abhängig vom Produkt und Raffinerie-Schnitt. Damit liegt der **Siedebereich** ungefähr bei **~150 °C bis ~ 360 – 400 °C**.

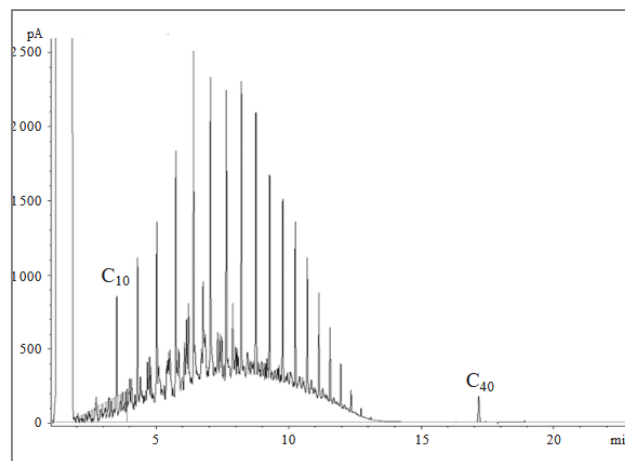


Abbildung 16: Zusammensetzung einer Dieselfraktion [101]

Damit sind für die leichtsiedenden Dieselbestandteile (C10 Dekan) entsprechend Abbildung 14 im Wasserstoff Konzentrationen im zwei- bis dreistelligen ppm-Bereich zu erwarten, damit deutlich unterhalb der Volumenprozentgrenze⁴. Für die „mittleren“ Dieselfraktion wie C16 sind Konzentrationsangaben in Tabelle 16 enthalten.

³ Hier ppm, Abbildung 14 dazu Vol.-%

⁴ 10.000 ppm=1 Vol.-%

Zur Abschätzung des Austrages von Kohlenwasserstoffen aus einer umzustellenden Kaverne wurde ein Modellkaverne mit den in Tabelle 15 angegebenen Parametern zu Grunde gelegt.

Tabelle 15: Parameter der Modellkaverne

Parameter	Einheit	Wert
Arbeitsgasvolumen Volumen	Mio.-m ³	50
Kavernentemperatur	°C	40
MOP @ LzRT	bar	140
Minimaler Druck @ LzRT	bar	30
Volumen Sole in Sumpf	m ³	10.000

Auf Grundlage der Parameter der Modellkaverne lässt sich die Menge an ausgetragenen Kohlenwasserstoffen bei vollständiger Sättigung und einem vollständigen Umschlag berechnen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Berechneter Austrag der Kohlenwasserstoffe C16 und C22 aus der Modellkaverne

	Druck in bar	Löslichkeit in mg/m ³	Austrag in kg
C16	30	5,49	274,7
	140	2,41	120,8
C22	30	0,019	0,95
	140	0,01	0,5

Bei einer Druckreduzierung von 140 bar auf 30 bar verdoppelt sich die Löslichkeit und damit auch die Menge der ausgetragenen Kohlenwasserstoffe. Die berechneten Austräge zeigen deutlich die Unterschiede zwischen den beiden Kohlenwasserstoffen C16 und C22.

Dem DBI liegen **Blanket**proben vor, deren Kohlenwasserstoff-Zusammensetzung auf einen Bereich um C22 und darüber liegt. Von einem solchen hochsiedenden Blanket lösen sich Kohlenwasserstoffe in Konzentrationen <0,1 mg/m³ im Wasserstoff. Wird in einer Erdgaskaverne als Blanket dagegen ein Crude Oil eingesetzt, ist nach der Umstellung dieser Kaverne analog zur reinen Rohölkaverne mit erhöhten Anteilen kurzkettiger Kohlenwasserstoffe zu rechnen.

Im Kapitel 2.1.2 wurden Beispiele für **Porenraumspeicher** beschrieben. In Tabelle 17 sind die Parameter Teufe, Temperatur und Druck zusammengefasst.

Tabelle 17: Parameter der Beispiele für Porenraumspeicher

Parameter	Einheit	Speicher 1	Speicher 2
Teufe	m	2.000 – 2.100	200-1.000
Speichertemperatur	°C	90 – 100	22
Druckbereich	bar	94 – 275	25 - 90

In Tabelle 18 sind die zu erwartenden Konzentrationen der Kohlenwasserstoffe C16 und C22 in Wasserstoff dargestellt.

Tabelle 18: In H₂ zu erwartende Konzentrationen der Kohlenwasserstoffe C16 und C22 aus den Modellspeichern

Kohlenwasserstoff	Druck in bar	Löslichkeit in mg/m ³	
		20 °C	80 °C
C16	30	0,79	123,2
	100	0,42	54,4
	200	0,37	40,8
C22	30	0,0072	1,360
	100	0,0023	0,662
	200	0,0012	0,545

Die Berechnung zu den Löslichkeiten und der ausgetragenen Menge an Kohlenwasserstoffen stellt das thermodynamisch Mögliche bei vollständiger Sättigung und damit das Worst-Case-Szenario dar. Wie sich beispielweise eine umgewidmete Kaverne oder ein Porenraumspeicher tatsächlich verhält lässt sich bedingt durch den Einfluss der Vermischungsprozesse (Kinetik) nur schwer voraussagen. Es wird daher empfohlen den Austrag der Kohlenwasserstoffe zu überwachen. Auf Grundlage der Daten können dann auch die Abschätzungen zum Austrag angepasst werden.

Die Veränderung der Konzentrationen dieser Kohlenwasserstoffe in Abhängigkeit vom Druck und Temperatur erschwert die Auslegung einer Aufbereitungsanlage. Diese sind entsprechend flexibel und den Worst-Case auszulegen.

Zusammenfassung und Kernaussagen

Die tatsächliche Konzentration von höheren Kohlenwasserstoffen im ausgespeicherten H₂ ist insgesamt schwer abzuschätzen. Ursache ist zum einen die spezifische Kavernenform, woraus die verbleibende Menge an Kohlenwasserstoffen (Dieselöl, Rohöl oder Blanket) nach dem Umstellungsprozess resultiert und die Temperatur und Druckbedingungen in der Kaverne.

- **Restöl in Kavernen (Crude Oil Kavernen):** Ölreste können an Wänden, im Sumpf oder in Unregelmäßigkeiten der Kavernenstruktur verbleiben. Abhängig von der Kavernenform und Umstellungsprozess
- **Mengenabschätzung:** Die verbleibende Menge ist schwer abschätzbar und kavernenspezifisch; eine Beispielrechnung ergab Anhaftungen an der Kavernenwand von

ca. 35 m³ Rohöl bei 1 mm Ölschicht; Worst Case Restöl bis 1 % Kavernenvolumen (~ 2.500t); eine Nachsolung reduziert dies auf ~ 0,1 %

- **Löslichkeit leichter Kohlenwasserstoffe:** Für kurzkettige Kohlenwasserstoffe (< C₄) sind unter typischen Lagerbedingungen hohe theoretische Löslichkeiten in H₂ möglich; im realen Speicherbetrieb nehmen deren Konzentrationen über mehrere Speicherzyklen deutlich ab.
- **Diesel- und Rohölblanket:** überwiegend C₁₀ – C₂₄; Löslichkeit im Wasserstoff im ppm-Bereich
- **Druck- und Temperaturabhängigkeit:** Steigende Löslichkeit mit sinkendem Druck und steigenden Temperaturen
- **Technische Konsequenz:** Flexible Gasaufbereitung und kontinuierliches Monitoring des Kohlenwasserstoffaustrags erforderlich; Verschneidung von Speichergas unterschiedlicher Reinheiten möglich

7 Bewertung der technischen Realisierbarkeit von H₂-Qualitäten bei der Ausspeicherung

Für die Beurteilung der geologischen Speicheroptionen wird systematisch bewertet, **welche Stoffeinträge** aus Untertage- und Obertageanlagen bei den verschiedenen Speichertypen zu erwarten sind und **in welchem Umfang diese die Einhaltung definierter Wasserstoffqualitäten beeinflussen** können. Die Bewertung erfolgt auf Basis der dargestellten Prozesse, Modelle und empirischen Erkenntnisse.

Die Eintragsmechanismen unterscheiden sich grundlegend zwischen Kavernen und Porenspeichern, weshalb die Analyse jeweils getrennt durchgeführt wird. Für jeden relevanten Begleitstoff werden bewertet:

- **Erwartbare Konzentrationen bzw. Bandbreiten** (quantitativ, sofern in dieser Studie vorhanden; sonst qualitativ)
- **Relevanz für die Zielqualität** (gering, moderat, kritisch)
- **Dominierende Eintragsmechanismen je Speichertyp**
- **Notwendige Aufbereitungsschritte**, falls die Zielqualitäten nicht direkt erfüllt werden

Kavernen weisen typischerweise einen geringen Porenraum, keine relevante mineralische Matrixinteraktion und einen dominanten Kontakt zwischen Gas und Blanket bzw. Sumpf auf. Relevante Eintrags- und Veränderungsmechanismen sind:

- **Untertage-Eintragsmechanismen für Kavernen**
 - Restgase aus der Speicherhistorie (CH₄, CO₂, Rohöl / Diesel), z.B. aus Hintersolungen und Resten im Kavernenkopf
 - Löslichkeitseffekte in Sole oder Blanket (Lösung von Kohlenwasserstoffen aus Diesel/Rohöl, Freisetzung geringer Mengen CH₄)
 - Rückdiffusion aus der Salzstruktur
 - Mikrobiologische Prozesse (qualitativ; SRB-Aktivität mit potenzieller H₂S-Bildung, Methanbildung)
 - Geochemische Prozesse (geringe Relevanz; Freisetzung von H₂S oder CO₂ aus dem Sumpf)
 - Wasser (Sättigung)
- **Einträge aus der OTA von Kavernen**
 - Glykol (TEG)
 - Verdichteröle
 - Restfeuchte
 - Partikel – qualitativ, über Filter beherrschbar

Diese Mechanismen bilden zusammen eine klare Beurteilungsbasis für Kavernen aller Typen.

Porenspeicher unterscheiden sich grundlegend durch Porenraum, Formationswasser und mikrobiologisch aktive Umgebungen. Die relevanten Eintragsmechanismen sind:

➤ **Untertage-Eintragsmechanismen in Porenspeichern**

- Restgase aus dem Porenraum (CH_4 , CO_2 , ggf. H_2S)
- Mikrobiologische Stoffumsetzungen (Methanogenese, Sulfatreduktion, Acetogenese)
- Geochemische Reaktionen (Mineralauflösung, Ionenaustausch mit Freisetzung von Spurengasen)
- Fluidkontakt / Löslichkeitseffekte (H_2 -Verteilung und mögliche gasförmige oder gelöste Begleitstoffe)
- Wasser (Sättigung)

➤ **Einträge aus der Obertageanlage von Porenspeichern**

- Glykol (TEG)
- Verdichteröle
- Restfeuchte
- Partikel

Bei Porenspeichern resultiert die größte Herausforderung aus den untertägigen Stoffeinträgen, nicht aus der OTA.

Die anschließenden Übersichts- und Vergleichstabellen stellen die Ergebnisse so dar, dass ein direkter Vergleich der Speicherarten, der Herausforderungen für die Wasserstoffqualität sowie der daraus resultierenden Aufbereitungsanforderungen möglich wird. Damit wird eine Entscheidungsgrundlage gebildet, um die technische Eignung der verschiedenen Speichertypen für definierte Qualitätsanforderungen transparent zu bewerten

Die Bewertung der stofflichen Einträge stützt sich auf die in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Prozesse und Stoffgruppen: Kapitel 4 liefert die Grundlage durch die zusammengefassten relevanten Komponenten und Qualitätsveränderungen untertage und obertage. Für Kavernen werden die in Kapitel 6.4 dargestellten Restgas- und Löslichkeitsmechanismen sowie die geochemischen und mikrobiellen Aspekte aus Kapitel 6.1 und 6.2 herangezogen. Die Bewertung der Porenspeicher folgt den beschriebenen Restgasanteilen (Kapitel 6.4), geochemischen (Kapitel 6.1) und mikrobiologischen Umsetzungen (Kapitel 6.2). Einträge durch OTA werden entsprechend in Kapitel 5 berücksichtigt.

7.1 Aufbereitungsverfahren

7.1.1 Übersicht

Es existieren Aufbereitungsverfahren für zu entfernende Stoffe bzw. Gruppen auf einem TRL von 9 [102]. Damit sind diese Verfahren sofort einsetzbar. Ein grundlegendes technisches Problem hinsichtlich der Aufbereitung von Wasserstoff auf verschiedene Qualitäten besteht somit nicht.

Verschiedene Verbindungen lassen sich zu Stoffgruppen zusammenfassen, da sie unabhängig von ihrer Herkunft zu bestimmte Gasaufbereitungsverfahren zugeordnet werden können.

Tabelle 19: Komponenten und Stoffgruppen im Wasserstoff

	Komponenten	Bemerkungen
Gase/ Begleitgase	N ₂ , O ₂ , Ar, He, CO ₂ , CO, CH ₄	Argon, Helium, CO aus dem Speicher nicht relevant
Kohlenwasserstoffe	Kurzkettig, langkettig	Schließt Glykol und Verdichteröl ein
Schwefelverbindungen	H ₂ S, COS, Mercaptane	H ₂ S wird gebildet, andere S-Verbindungen würden mit dem Wasserstoff eingetragen
Wasser		Immer relevant
Sonstiges	Ammoniak, Amine	Nicht relevant an Speichern, keine Aminwäschen
Staub	Rost, Sand, Abrieb	schließt Salzpartikel ein

Es kann der Übersichtlichkeit wegen unterschieden werden zwischen Aufbereitungsverfahren zur Entfernung von Hauptkomponenten (Gase/Begleitgasen) und Spurenkomponenten.

Relevante Technologien mit einem TRL von 9 für die **Abtrennung** von Gasen aus Wasserstoff sind

- Adsorptionsverfahren,
- Membrantechnologie und
- kryogene Verfahren.

Auch Membranverfahren weisen ein TRL von 9 auf und werden z.B. eingesetzt, um großtechnisch Wasserstoff aus Gasgemischen z.B. von 30 % auf 70 % anzureichern. Höhere H₂ Konzentrationen sind möglich, momentan wird dabei aber noch auf die PSA gesetzt.

Spurenkomponenten werden mittels

- Adsorption,
- Absorption sowie
- Chemisorption bzw. katalytischer Umwandlung

entfernt. In Tabelle 20 sind Stoffgruppen und die relevanten Aufbereitungsverfahren aufgeführt.

Tabelle 20: Stoffgruppen und geeignete Aufbereitungsverfahren (allgemein)

Verfahren	Komponente	Anlagen / Prinzip	Bemerkungen
Adsorption (Physisorption)	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ ,	PSA	Aktivkohlen, Silikagel, Molsiebe
	HC, H ₂ O	TSA	
Chemiesorption / Katalytische Umwandlung	O ₂ , Schwefel- verbindungen	Reaktion von Sauerstoff mit H ₂ zu Wasser	Deoxyanlagen an Elektrolyseuren
Verflüssigung (Cryoverfahren)	N ₂ , CO ₂ , H ₂ O, Kohlenwasserstoffe	J-Thomson- Drosselung, Fremdkälte	JT-Effekt bei H ₂ nicht ausnutzbar, deshalb nur mit Fremdkälte Einsatz an Förderfeldern zur KW-Entfernung
Absorption	H ₂ O	Glykoltrocknungen	CO ₂ -und Aminwäschen sind an UGS nicht relevant
Membranverfahren	H ₂ , CO ₂	Verschiedene Membranmaterialien	In der Chemieindustrie zur H ₂ - Anreicherung, in der Halbleiterindustrie zur H ₂ - Feinreinigung
Filter	Staub		

Nachfolgend einige Erläuterungen zu den verschiedenen Technologien, ohne dass auf die vielfach beschriebenen theoretischen Grundlagen eingegangen wird.

7.1.2 Adsorption

Adsorptive Verfahren beinhalten die Anlagerung von Molekülen aus der Gas- oder Flüssigphase an einer festen Oberfläche (Adsorbens). Diese Oberfläche wird bereitgestellt in Form von Makro-, Meso- und Mikroporen. Der Trenneffekt eines adsorptiven Verfahrens beruht üblicherweise auf der unterschiedlich starken Wechselwirkung der Komponenten mit dem Adsorbens (Gleichgewicht), in einigen Fällen auch auf unterschiedlich schneller Adsorption (Kinetik) sowie durch Größenexklusion (sterisch). Alle drei Effekte sind bei der Auslegung von Adsorptionsprozessen zu berücksichtigen. Bei der Adsorption wird Wärme freigesetzt (Adsorptionswärme).

Für die Wirtschaftlichkeit einer physikalischen Adsorption ist die Regenerierbarkeit des Adsorbens (Desorption) von großem Interesse. Mit Blick auf eine kontinuierliche Betriebsführung kommen für die Desorption Verfahren mit Druck- bzw. Temperaturveränderung in Betracht.

Bei der **Druckwechseladsorption** (pressure swing adsorption, DWA bzw. PSA) wird der beladene Adsorber entspannt und gespült, womit sich auch die Partialdrücke der einzelnen Gasbestandteile reduzieren. Die Druckreduktion führt so unter Abgabe adsorbierter Moleküle (Desorption) zu einer Gleichgewichtsverschiebung in Richtung der Gasphase. Der wesentliche Verfahrensvorteil liegt in den kurzen Desorptionszeiten, die eine hohe Zyklusfrequenz für den Gesamtprozess (und somit kleinere Apparate) ermöglichen. Nachteilig ist der Bedarf an elektrischer Energie für die Verdichtung während der Beladungsphase sowie die Entstehung eines Restgases (Tailgases), dessen

Volumenstrom bei realen PSA-Systemen typischerweise mehrere Prozent des gesamten Durchsatzes ausmacht (s.u.). Für Unterspeicher mit hohen Auslagerungsvolumina ist dies ein zentraler Problempunkt, da entsprechende Tailgas-Mengen technisch und wirtschaftlich verwertet oder behandelt werden müssen. Hinzu kommen hohe Schallemissionen während der schnellen Umschalt- und Entspannungsphasen, die zusätzliche Anforderungen an das Anlagen- und Emissionsmanagement stellen.

Bei der **Temperaturwechseladsorption** (temperature swing adsorption, TWA bzw. TSA) basiert die Desorption auf der Verringerung der Gleichgewichtsbeladung infolge einer Temperaturerhöhung. Hierzu wird die Energie entweder indirekt über Heizelemente oder direkt über warmes Inertgas zugeführt. In Abhängigkeit von der thermischen Stabilität des Adsorbats (Adsorpt und Adsorbens) können bei hohen Temperaturen auch stark gebundene Komponenten desorbiert werden. Wesentlicher Nachteil dieses Verfahrens ist der hohe Zeitbedarf für Heiz- und Kühlprozesse. Beispiel für dieses Verfahren ist die Gastrocknung mittels Molsieb oder Kieselgel.

Unter Normalbedingungen nicht adsorbiert werden Wasserstoff und Helium. Die Reinigung von Wasserstoff erfolgt dadurch, dass die Verunreinigungen adsorbiert werden und Wasserstoff den Adsorber mit sehr geringer Wechselwirkung mit dem Adsorbens passiert. Geringe Adsorptionskräfte bzw. Wechselwirkungen weist auch Stickstoff auf. Die Entfernung von Stickstoff beruht auf deren Adsorption z.B. an Molekularsieb / Zeolithen

Die **PSA** ist das Standardverfahren zur Gasfeinreinigung in der Chemie zur Abtrennung verschiedener Begleitstoffe (z.B. [103]). Es werden Gasreinheiten von 99,9999 mol-% (Qualität 6.0) erreicht, der Verfügbarkeitsfaktor liegt bei 99,9 %, die Kapazitäten reichen bis zu 400.000 m³/h. Es liegen unterschiedliche Angaben zum Teillastbetrieb vor. Während z.B. Air Liquid einen Teillastfaktor von 25 % angibt, wird bei Linde von beinahe 0 % gesprochen. Durch die Regeneration der Adsorber entstehen hohe Gasverluste. Dabei handelt es sich um ein drucklos anfallendes Gasgemisch mit hohem Fremdgasanteil. Die Angaben zum Tailgas sind abhängig von der Prozessführung und der Gasqualität. Die H₂-Verluste wurden im Projekt H2Optimum mit 2 – 25 % ermittelt.

- Bei Herstellung einer Reinheit von:
- 98,00 %: 2 – 10 % H₂-Verlust
- 99,50 %: 5 – 20 % H₂-Verlust
- 99,97 %: 10 – 25 % H₂-Verlust

Die geringeren Verluste werden durch zweistufige PSA erreicht (Quelle Linde).

Die TSA werden an Elektrolyseuren eingesetzt, um den gebildeten Wasserstoff mittels Molsieb zur trocknen. Auch an UGS sind im Einzelfall Molsiebanlagen im Einsatz. Diese sind im Vergleich zu den TEG-Trocknungen in den Betriebskosten teurer, da die Regeneration des Trockenmittels bei ca. 250 °C erfolgt. Allerdings ist die Molsiebtrocknung notwendig, wenn sehr geringe Wassergehalte von ca. ≤ 5 ppm erreicht werden sollen und sie kann zusätzlich lediglich schwerflüchtige, langkettige Kohlenwasserstoffe adsorbieren. Eine Abtrennung anderer Begleitstoffe erfolgt mittels Molsiebtrocknungen nicht. In realen Projekten werden bei Bedarf getrennte Prozessschritte eingesetzt, da kombinierte Anlagen zur gleichzeitigen H₂- und Kohlenwasserstoff-Abtrennung derzeit nicht angeboten werden. H₂-Verluste treten nicht auf, da das Regenerationsgas rezirkuliert werden kann.

Kieselgeladsorber werden ebenfalls als TSA gefahren. Dabei sollen neben Wasser gezielt I Kohlenwasserstoffe verschiedener Kettenlänge adsorbiert werden. Eine solche Anlage war am UGS Kirchheilingen im Einsatz, einer ehemaligen Lagerstätte. Die Adsorption von

Wasser/Kohlenwasserstoffen erfolgt bei Umgebungstemperatur. Ist das Adsorbens mit Wasser bzw. Kohlenwasserstoffen gesättigt, muss es mit trockenem Gas bei hoher Temperatur regeneriert werden. Kieselgel adsorbiert neben Wasser und Kohlenwasserstoffen auch Mercaptane.

Die Technologie ist sehr zuverlässig und robust. In vielen Fällen stellen Silikagel-Anlagen den besten Kompromiss in Bezug auf CAPEX, OPEX und Zuverlässigkeit dar. Die Adsorptionskapazität ist abhängig von der Eingangskonzentration und der Komponentenzusammensetzung. Bezüglich Wasser werden von BASF Kapazitäten für Alumosilikate von bis zu 45 Ma.-% bei 80 % relativer Feuchte angegeben. Bei 10 % relativer Feuchte fällt dieser Wert auf ca. 6,5 Ma.-%. Regenerationen erfolgen bei ca. 130 °C, wobei der Siedepunkt der adsorbierten Kohlenwasserstoffe beachtet werden muss. CO₂ und H₂S werden durch Standardmaterialien nicht durch Kieselgel adsorbiert. Ebenso wenig können CH₄ oder kurzkettige Kohlenwasserstoffe adsorbiert werden. Die Adsorption setzt bei Butan C₄ ein. Dies stellt einen Nachteil dar, da die Entfernung leichter Kohlenwasserstoffe zwingend durch zusätzliche Prozessschritte erfolgen muss. Abbildung 17 zeigt exemplarisch, welche Stoffgruppen durch Adsorption an Kieselgel aus Diesel und Rohölkomponenten entfernt werden können.

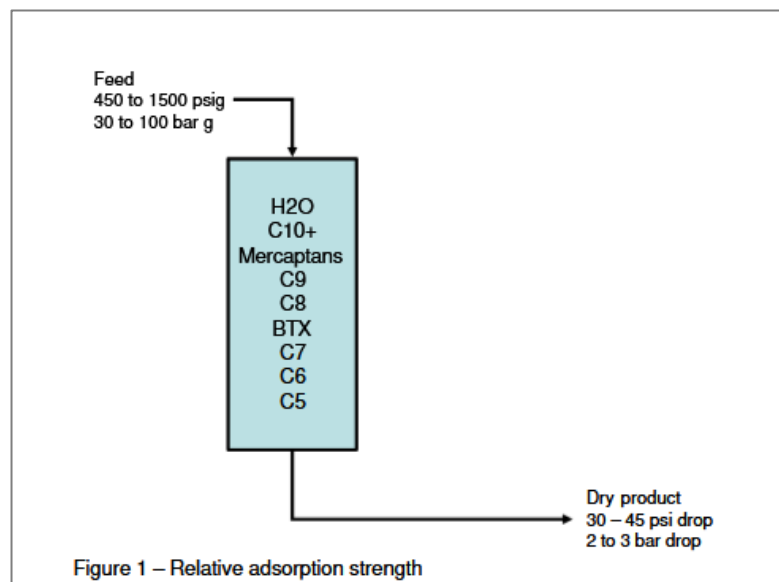


Abbildung 17: Relative Adsorptionsstärke an Kieselgel [104]

Adsorbentien auf Zeolithbasis finden ebenfalls Anwendung zur **Entschwefelung** gasförmiger Stoffströme. Auf Grund der Porengröße sind Zeolithe 13X besonders für die Abtrennung von Schwefelverbindungen geeignet. Der Wassergehalt sowie der Anteil höherer Kohlenwasserstoffe beeinflussen die Aufnahmefähigkeit des Adsorbens. Eine Regeneration des beladenen Adsorbens mittels Heißgas ist theoretisch möglich, wird aber z.B. bei Odoriermitteln wegen der Geruchsbelastung insbesondere bei kleineren Anlagen nicht durchgeführt. Die Adsorber sollten deshalb so ausgelegt werden, dass eine ausreichende Standzeit der Adsorber gegeben ist. Auch Aktivkohlen können zur Feinentschwefelung eingesetzt werden. Umgesetzt wird dies beispielsweise in Biogasanlagen oder Erdgas-Brennstoffzellen.

Entschwefelungsverfahren können ebenfalls in der Kombination von Adsorption und nachfolgender Umwandlung der adsorbierten Komponenten in Schwefel zur Erhöhung der Adsorptionskapazität angewendet werden. Imprägnierte bzw. dotierte Materialien erzielen sehr hohe Aufnahmekapazitäten, insbesondere hinsichtlich Schwefelwasserstoff. Diese Materialien werden bei industriellen Anwendungen zur Abtrennung von Schwefelverbindungen im Spurenbereich genutzt.

Allerdings ist vorab zu prüfen, ob für die Umsetzung der Schwefelverbindung Sauerstoff benötigt wird, welcher im Wasserstoff nicht vorhanden ist. Damit entfällt beispielsweise die Anwendung Iod-imprägnierter Aktivkohle.

Die hydrierende, katalytische Entschwefelung ist für die hier betrachteten Fälle nicht relevant, da sie primär das Ziel, hat Schwefelverbindungen wie COS, CS₂ und Mercaptane in H₂S umzuwandeln. Dieses wird besser adsorbiert. Bei der Speicherung von Wasserstoff sind die Mercaptane aber nicht relevant, ausgenommen bei einem möglichen Eintrag über Restgase. Die notwendige Erhöhung der Temperatur auf 350 – 400 °C für diese Prozess würde einen Eigenverbrauch in der Größenordnung von ca. 4 % des transportierten Wasserstoffes erfordern.

Die Adsorptionskapazität dieser Adsorbentien ist im Wasserstoff generell höher als bei Erdgas, da die Konkurrenzadsorption durch Methan und Kohlenwasserstoffe entfällt. Untersuchungen dazu sind aber bisher nicht veröffentlicht.

7.1.3 Membranverfahren

Membranverfahren weisen für einige Anwendungen ein TRL von 9 auf. Dies betrifft auch die Trennung von Wasserstoff und Methan. Die in der Untergrundspeicherung relevanten, sehr hohen Volumenströme stellen für Membrananlagen kein prinzipielles Problem dar. Allerdings werden Membranverfahren mit Bezug zu H₂ großtechnisch bisher ausschließlich eingesetzt, um Gasgemische mit kleineren H₂-Anteilen (30 – 50 mol-%) auf Konzentrationen von 50 – 80 mol-% anzureichern. Die anschließende Feinreinigung erfolgt mittels PSA.

Membranverfahren weisen folgende Vorteile gegenüber anderen Stofftrennverfahren auf:

- Geringer Energiebedarf, falls keine Verdichtung benötigt wird,
- Hohe Flexibilität bezüglich sich ändernder Stoffströme
- Modularer Aufbau und damit leicht erweiterbar
- Schnelles An- und Abfahren der Anlagen möglich
- Kein Bedarf an chemischen Hilfsstoffen, frei von Abfallstoffen

Zur Wasserstoff-Rückgewinnung in Raffinerien, bei der Ammoniak- und Methanol-Produktion sowie bei Vergasern und Anlagen zur partiellen Oxidation und weiteren Prozessen werden vor allem Polymermembranen eingesetzt. Sie werden u.a. von den Firmen Evonik Industries AG (SEPURAN®Noble), Air Liquide S.A. (MedalTM), MTR (VaporSep- H2TM), UOP (PolySepTM) oder Air Products (Prism®) in Form von Kartuschen und Modulen mit Hohlfasern aus Hochleistungskunststoffen angeboten. Für Labor – oder Versuchsanlagen mit Polymermembranen können folgende Merkmale angegeben werden:

- Wasserstoffreinheit (Prozent): ≤ 98
- Wasserstoffrückgewinnung (Prozent) 70 – 98
- Wasserstoffproduktdruck: < Eingangsdruck
- Eingangsdruck (bara): 15 – 128

Triebkraft über die Membran sind stets Konzentrationsunterschiede, in der Gastrennung durch eine Druckdifferenz gekennzeichnet. Separierter Wasserstoff weist somit einen geringeren Druck als der Eingangsgasstrom auf, eine Verdichtung könnte notwendig werden. Mittel- bis langfristig könnten

diese Membranen dennoch an Porenspeichern großtechnisch Anwendung finden, z.B. wenn der H_2 -Gehalt im Speicher durch Rest-Erdgas deutlich gesenkt wurde (Trennfall H_2/CH_4).

Generell ist festzuhalten, dass Membranen keine Trenntechnologie für die Feinreinigung darstellen. Eine Ausnahme allerdings stellen die Palladium-Membranen dar. Durch Palladiumlegierungen diffundiert ausschließlich Wasserstoff. Diese Membranen werden deshalb in der Halbleiterindustrie eingesetzt, um Wasserstoff höchster Reinheit (Qualität 7.0) herzustellen. Palladiummembranen können formal in das TRL 9 eingeordnet werden, werden aber aus Kostengründen aktuell eher für kleinvolumige Anwendungen eingesetzt. Deshalb wird an mehreren Stellen in Europa aktuell versucht, diese Membranen z.B. durch geringere Schichtdicke preiswerter zu machen und damit breitere Anwendungsgebiete zu erschließen. Die Möglichkeit eines großtechnischen Einsatzes ist eher langfristig zu sehen [105].

Momentan stellen Membranverfahren damit noch keine Konkurrenz zur PSA dar.

7.1.4 Kälte- bzw. Verflüssigungsverfahren

Kälte- bzw. Verflüssigungsverfahren sind Standardverfahren der Gasaufbereitung. Die Verflüssigung eines H_2 -Gasstromes ist technisch machbar. Der Siedepunkt von Wasserstoff liegt mit -253 °C deutlich unterhalb anderer Gase. Dies ermöglicht zwar die Abtrennung vieler Begleitstoffe, da diese bereits bei deutlich höheren Temperaturen verflüssigt und separiert werden können, erfordert für die eigentliche Wasserstoffverflüssigung jedoch extrem tiefe Temperaturen. Nachteilig ist außerdem, dass das für LNG angewandte Entspannungsverfahren (Ausnutzung des kühlenden Joule-Thomson –Effektes) nicht möglich ist, was den Energiebedarf erhöht. Zu beachten ist außerdem:

- Verflüssigungsanlagen liefern eine Produktreinheit von 90 – 98 %.
- Bei Kryogenanlagen spielt die Auslegung der Anlage eine Rolle; aus technischen Gründen kann der Turndown auf 50 % begrenzt sein.
- Verflüssigungsanlagen arbeiten ökonomisch, wenn sie kontinuierlich betrieben werden und hohe Gasflüsse vorliegen.

Damit werden die an den Betrieb eines Speichers gestellten Anforderungen eher nicht erfüllt.

Kälteverfahren bleiben im Einzelfall aber relevant. In Deutschland werden bei der Gasförderung in Niedersachsen Kälteanlagen eingesetzt, um auf diesem Wege Kohlenwasserstoffe auszufällen und dem KW-Kondensationspunkt einzuhalten. Allerdings macht man sich den Joule-Thomson-Effekt, der Abkühlung des Erdgases bei Entspannung, zu Nutze, um Energie zu sparen. Mit Wasserstoff entfällt diese Möglichkeit. Allerdings muss auch bei Erdgas bei zu geringer Druckdifferenz gelegentlich Fremdkälte eingesetzt werden, um den üblichen Temperaturbereich von rund -20 °C bis -25 °C zu erreichen. Relevant könnten Kühlprozesse für die Umstellung von Rohöl oder Dieselkavernen auf H_2 werden. Bei einer Kombination einer Kälteanlage mit einem Adsorber wird:

- der Adsorber deutlich entlastet, was Energie für dessen Regeneration spart. Je höher der Restgehalt an kurzketigen KW (Propan, Butan), desto sinnvoller.
- Dies erlaubt eventuell eine einfachere Reaktion des Speicherbetreibers während der Umstellung mehrerer Kavernen. Der Gehalt an Kohlenwasserstoffen im H_2 wird abnehmen, dann könnte die Kälteanlage nacheinander die KW-Konzentrationspitzen der einzelnen Kavernen abfangen.

Der Entscheid über den Einsatz einer Kälteanlage in Kombination mit einem Adsorber erfordert eine standort- und komponentenbezogene Modellierung und Bewertung der anfallenden Kosten.

7.1.5 Absorption

Bei absorptiven Verfahren wird die zu entfernende Komponente in einer Waschflüssigkeit gebunden. Dieser Prozess ist reversibel. Zu beachten ist, dass die Waschflüssigkeit (z.B. Amine, Glykole, Wasser) in Abhängigkeit von ihrem Dampfdruck in das Gas eingetragen werden kann.

Hinsichtlich Wasserstoffs ist als relevanter Absorptionsprozess die Gastrocknung zu nennen. Die Trocknung mittels Triethylenglykol (TEG) ist Standard an Untergrundgasspeichern, sehr flexibel im Teillastverhalten und zeichnet sich gegenüber einer Molsiebtrocknung durch sehr geringe Betriebskosten aus. Die Anforderungen der Wasserstoffqualität Gruppe A werden mit einer TEG-Trocknung an einem UGS erreicht, der Wassergehalt erreicht 20 – 40 mg/m³. Ein geringerer Wassergehalt erfordert eine Kombination mit einer Molsiebtrocknung bzw. eine reine Molsiebtrocknung.

7.1.6 Sonstiges

Mit dem **Ranque–Hilsch-Vortexrohr** erfolgt eine Temperatur- und teilweise auch Stofftrennung durch Drallerzeugung und Drosselung eines komprimierten Gasstroms. Beim Eintritt eines Hochdruckgases über tangentialen Düsen bildet sich im Rohr ein stark rotierender Wirbel aus. Es entsteht eine Aufspaltung in einen kalten Kernstrom und einen heißen Randstrom. Die erreichbaren Temperaturspreizungen betragen 30–50 K und sind im Erdgas ohne bewegliche Teile realisierbar. Ziel ist dabei die Abtrennung kondensierbarer Kohlenwasserstoffe (C₃⁺, C₄⁺, BTEX), von Wasser oder – in einzelnen Studien – auch von CO₂. Für Wasserstoff ist diese Technologie nicht einsetzbar, da der Temperatureffekt aufgrund der nicht vorhandenen Abkühlung bei Entspannung entfällt.

Für die **Entfernung von Sauerstoff** wird eine Reaktion ausgenutzt, bei der der Sauerstoff mit Wasserstoff katalytisch zu Wasser umgesetzt wird. Bei der Elektrolyse dient diese Reaktion zur Entfernung der Sauerstoffreste aus dem Wasserstoff und ist Stand der Technik. Der notwendige Wasserstoff ist vorhanden. Der Sauerstoffgehalt kann mit diesem Verfahren auf Konzentrationen <1 ppmv reduziert werden. Eingesetzt werden Edelmetallkatalysatoren (platin- bzw. palladiumhaltig), die bei Umgebungstemperaturen oder leicht erhöhter Temperatur (< 50 °C) arbeiten. Andere Katalysatoren sind denkbar, erfordern aber deutlich höhere Temperaturen. Das bei der Reaktion entstehende Wasser muss anschließend adsorptiv entfernt werden. Die Edelmetallkatalysatoren reagieren empfindlich auf z.B. H₂S.

Die Sauerstoffentfernung sollte bei der Ausspeisung aus UGS nicht relevant sein. Eine Sauerstoffquelle könnte die Entschwefelung sein, falls eine zyklische oder kontinuierliche Umwandlung des adsorbierten H₂S zu reinem Schwefel erreicht werden soll. Dies erhöht die Adsorptionskapazität bezüglich der Schwefelverbindungen.

In Kapitel 7.4 erfolgt die Darstellung der aus diesen Ausführungen resultierenden Anlagentechnik.

7.2 Übersicht der zu erwartenden Stoffeinträge aus Untertage- und Obertageprozessen

In der folgenden Tabelle 21: sind die für die einzelnen Speicherarten relevanten stofflichen Einträge zusammengefasst – diese dient als Grundlage für die spätere Bewertung im Hinblick auf die Einhaltung definierter Wasserstoffqualitäten. Für die Untertageprozesse werden ausschließlich die in den Kapiteln 6.1 (geochemische Prozesse), 6.2 (mikrobiologische Prozesse) und 6.4 (Restgase, Löslichkeits- und Historeneffekte von Kavernen und Porenspeichern) beschriebenen Mechanismen berücksichtigt. Die Stoffeinträge aus der OTA basieren auf den in Kapitel 5 dargestellten Parametern für TEG, Verdichteröle und Restfeuchte.

Da in der DVGW-Norm G 260 [2] weitere Grenzwerte für Wasserstoff in Gasversorgungsnetzen definiert sind, wurden diese Grenzwerte zusätzlich mit in Tabelle 21 aufgenommen. Sie sind *kursiv* gekennzeichnet und dienen als Referenzrahmen für die Bewertung der Relevanz der jeweiligen Stoffeinträge.

Die qualitativen Einstufungen für CH₄, CO₂, H₂S und Kohlenwasserstoffe beruhen auf den in Kapitel 6.4 zusammengefassten Modellierungen und Analysen zu Restgasen, Blanket-Löslichkeiten und Speicherhistorien. Die Angaben zu mikrobiologischen Produkten folgen den quantitativen und qualitativen Ergebnissen aus Kapitel 6.2, insbesondere für Porenspeicher. Angaben zum Wassergehalt orientieren sich an den typischen Feuchten der jeweiligen Speichersysteme sowie an den Prozessbedingungen aus Kapitel 5.

Die quantitativen Werte für TEG und Verdichteröle stammen aus Kapitel 5, in dem die Löslichkeiten und Emissionen dieser Stoffe modelliert bzw. bewertet wurden.

Die Tabelle stellt somit eine konsolidierte Übersicht dar, in der Ergebnisse dieser Studie und Regelwerksanforderungen (G 260) klar voneinander abgegrenzt, aber gemeinsam bewertet werden.

Auf dieser Basis erfolgt in den nächsten Abschnitten die Einordnung der Speicherarten hinsichtlich ihrer Eignung für definierte Wasserstoffqualitäten.

Im Anschluss an die in Tabelle 21 dargestellten stofflichen Einträge erfolgt eine Bewertung dieser Komponenten im Hinblick auf die Einhaltung definierter Wasserstoffqualitäten (Tabelle 22). Die Einordnung orientiert sich an den in dieser Studie beschriebenen Prozessmechanismen sowie an den Anforderungen der DVGW-Norm G 260, deren relevante Grenzwerte in *kursiver Schrift* ergänzt wurden. Damit wird sichtbar, welche Stoffgruppen für die einzelnen Speicherarten potenziell qualitätsbestimmend sind und in welchen Bereichen die höchsten technischen Anforderungen an eine Gasaufbereitung bestehen.

Tabelle 21: Stoffeinträge je Speichertyp (Untertage- und Obertagequellen, ergänzt um relevante Grenzwerte der DVGW G 260 [2] (kursiv); ppm = µmol/mol)

Speicher	Grenzwerte		Neue Salzkaverne – N ₂ -gesolt	Neue Salzkaverne – Diesel-Blanket gesolt	Umgewidmete Erdgaskaverne	Umgewidmete Rohölkaverne	Umgewidmete Dieselkaverne	Porenspeicher – ausgeförderte Lagerstätte	Porenspeicher – Aquifer neu
	Gruppe A	Gruppe D							
CH ₄	2 mol-%	0,03 mol-%	< ppm	< ppm	„++“ < 1-2 mol-%	gering	gering	„++“ < 1 bis >> 2 mol-% mögl.	+ 0 bis nahe 2 mol-%
CO ₂	2 mol-%	2 ppm	gering	gering	gering	gering	gering	+ 0 bis nahe 2 mol-%	+ 0 bis nahe 2 mol-%
N ₂	2 mol-%	0,03 mol-%	Vernachlässigbar; sicher < 2 mol-%	vernachlässigbar	vernachlässigbar	vernachlässigbar	vernachlässigbar	< 2 mol-% (aus Restgas)	gering
H ₂ S	5 mg/m ³	4 ppb	mikrobiell: 0 bis >15 mg/m ³ möglich	mikrobiell: 0 bis >15 mg/m ³ möglich	mikrobiell: 0 bis >15 mg/m ³ möglich	mikrobiell: 0 bis >15 mg/m ³ möglich	mikrobiell: 0 bis >15 mg/m ³ möglich	mikrobiell: 0 bis >>15 mg/m ³ möglich	mikrobiell: 0 bis >>15 mg/m ³ möglich
H ₂ O / Feuchte (mg/m ³)	50	4	> 100 (300 – 600)	> 100 (300 – 600)	> 100 (300 – 600)	> 100 (300 – 600)	> 100 (300 – 600)	> 100 (300 – 600)	> 100 (300 – 600)
HC C10–C40 / THC	KW-Taupunkt <2°C bis 70 bar	2 ppm	kein Eintrag	C10–C20 löslich; kann >>2 ppm erreichen;	gering, < 2 ppm;	„++“ C2–C40, >>2 ppm, > 2 mol-% mögl.	„++“ C10–C20, >>2 ppm	„+“, C2–C4 0 bis 2 mol-% möglich	gering
TEG (mg/m ³)	KW-Taupunkt <2°C bis 70 bar	2 ppm	1–2	1–2	1–2	1–2	1–2	1–2	1–2
Verdichteröle (ppm)	KW-Taupunkt <2°C bis 70 bar	2 ppm	0,0003–0,005	0,0003–0,01	0,0003–0,01	0,0003–0,01	0,0003–0,01	0,0003–0,01	0,0003–0,01
Mikrobiologische Produkte			gering, H ₂ S	gering, H ₂ S	gering, H ₂ S	gering, H ₂ S	gering, H ₂ S	Hoch H ₂ S und Methan	Moderat H ₂ S und Methan
Bemerkungen			geringste Einträge; keine Speicherhistorie	HC-Eintrag durch Diesel-Blanket	CH ₄ -Restgas stark dominierend	Leichte und schwere HC lösen langsam aus	weniger leichte HC als in Rohöl	stärkste Einträge durch Restgas + Mikrobiologie	CO ₂ /H ₂ S von Wasserchemie abhängig

Tabelle 22: Bewertung der Stoffeinträge im Hinblick auf die Einhaltung der Qualitätsanforderungen vor Aufbereitung

Speicher	Neue Salzkaverne – N ₂ -gesolt	Neue Salzkaverne – Diesel-Blanket	Umgewidmete Erdgaskaverne	Umgewidmete Rohölkaverne	Umgewidmete Dieselskaverne	Porenspeicher ausgeförderte Lagerstätte	Porenspeicher – Aquifer
CH ₄	<< 0,01 mol-% CH ₄	<< 0,01 mol-%	Ca. 0,5 - 1 mol-%	≤ 0,5 mol-% (initial, temporär)	< 0,1 mol-%	Breite Spanne: > 0,01 mol-%, z.T. > 2 mol-%	Ausgangspunkt gering, < 0,01 mol-%; biol. Methanbildung möglich
N ₂	< 100 ppm (Spuren aus Solung)	< 100 ppm, vernachlässigbar	< 100 ppm	< 100 ppm, vernachlässigbar	< 100 ppm, vernachlässigbar	< 2 mol-%	<< 2 mol-%
CO ₂	<< 2 mol-%	<< 2 mol-%	moderat, Bereich 2 mol-% möglich	<< 2,5 mol-%	<< 2,5 mol-%	0-2 mol-% (Grenzbereich)	moderat, teils nahe 2 mol-% möglich
H ₂ S	> 15 mg/m ³	> 15 mg/m ³	> 15 mg/m ³	> 15 mg/m ³	> 15 mg/m ³	> 15 mg/m ³	> 15 mg/m ³
HC C10–C40 / THC	<< 2 ppm THC	C10–C20 >2 ppm THC	Gering	Insbesondere C2–C4 zu beachten; >2 mol-% mögl.	C10–C20 → höher löslich, >2 ppm THC möglich	C2–C4 hoch, >2 ppm THC möglich	gering
Einhaltung HCDP	HCDP unkritisch	HCDP wahrscheinlich unkritisch	HCDP unkritisch	HCDP nicht einhaltbar ohne Aufreinigung	HCDP häufig kritisch, Aufreinigung erforderlich	HCDP in Einzelfällen kritisch	HCDP unkritisch
H ₂ O	> 50 mg/m ³	> 50 mg/m ³	> 50 mg/m ³	> 50 mg/m ³	> 50 mg/m ³	> 50 mg/m ³	>50 mg/m ³
O ₂	< 0,001 mol-%	< 0,001 mol-%	< 0,001 mol-%	< 0,001 mol-%	< 0,001 mol-%	< 0,001 mol-%	< 0,001 mol-%
Wesentliche Herausforderung	N ₂ bestimmt die Qualität	HC aus Diesel könnten technisch kritisch werden	CH ₄ -Restgas limitiert H ₂ -Qualität	Rohöl als HC-Mix problematisch, technisch unerwünscht	weniger leichte HC	CH ₄ + H ₂ S + CO ₂ aus Mikrobiologie und Restgasen	CO ₂ /H ₂ S abhängig von Sulfat + Mikrobiologie

Der Kohlenwasserstoffkondensationspunkt ist nach ISO 14532 (HCDP – Hydrocarbon Dew Point) definiert als: „Die Temperatur oberhalb derer keine Kondensation von Kohlenwasserstoffen bei einem festgelegten Druck auftritt. Es dürfen im Druckbereich von 0 bis 70 bar oberhalb einer Temperatur von -2 °C keine Gasbestandteile kondensieren.“

TEG und Verdichteröle spielen lediglich eine Rolle bei sehr hohen Qualitätsanforderungen.

7.3 Zusammenfassende Bewertung der Speichertypen

Die in Tabelle 21 und Tabelle 22 zusammengeführten Stoffeinträge zeigen deutliche Unterschiede zwischen den betrachteten Speicherarten. **Neu gesolte Salzkavernen** – insbesondere mit Stickstoff gesolte – weisen die geringsten Einträge auf und erfüllen bis auf die Parameter Wasser und (möglicherweise) H_2S die Anforderungen der DVGW G 260, Gruppe A. Bei neuen Salzkavernen mit Dieselblanket können lösliche Kohlenwasserstoffanteile im Bereich von C10 – C20 auftreten, die je nach Blanketvolumen und Betriebsweise zu erhöhten Gesamt-Kohlenwasserstoffwerten führen können. Es ist unsicher, ob mit einem „frischem“ Dieselblanket der Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt der Gruppe A im H_2 eingehalten werden kann. Es bestehen Wissenslücken hinsichtlich der Löslichkeit der relevanten Kohlenwasserstoffe in Wasserstoff. Der Stoffaustausch vom Blanket in den Wasserstoff erfolgt auf Grund geringer Dampfdrücke eher langsam.

Umgewidmete Erdgaskavernen stellen aufgrund der verbleibenden Restgasanteile, konkret Methan, die größte Herausforderung innerhalb der Kavernenspeicher dar. Die CH_4 -Konzentrationen liegen aber unterhalb der 2-mol-% Marke der H_2 -Qualität der Gruppe A. Gezielte Maßnahmen zur Restgasverdrängung können diesen Restanteil weiter verringern auf 0,5 – 1 mol-%, wie die Kalkulation in 6.4.1 zeigte. Mit zunehmenden Gasaustauschzyklen wird der Rest-Methananteil weiter fallen, kann jedoch durch mikrobielle Aktivität in geringem Maße wieder ansteigen.

Umgewidmete Rohöl- und Dieselskavernen zeigen dagegen überwiegend Einträge höherer Kohlenwasserstoffe, deren Menge und Zusammensetzung stark von der ehemaligen Nutzung und der Zusammensetzung des Blankets abhängen. Während schwere C20 – C40-Fractionen in Rohölkavernen typischerweise nur geringe Gasphasenanteile erzeugen, sind die kurzkettigen Kohlenwasserstoffe wie Butan und Pentan im Crude Oil störend, da sie hohe Konzentrationen von > 2 mol-% im Wasserstoff erreichen können. In ehemaligen Dieselskavernen werden aufgrund der höheren Löslichkeit der mittleren Fraktionen C10-C20 in größeren Mengen auftreten, was zu einer Überschreitung des Kohlenwasserstoff-Kondensationspunktes in der OTA führen wird. Der Eintrag der Kohlenwasserstoffe ist zeitlich befristet und betrifft wenige Umschläge. Praxiserfahrungen dazu fehlen noch.

Porenspeicher können insgesamt die höchsten Stoffeinträge aufweisen. **Ausgeförderte Erdgaslagerstätten** sind durch hohe Restgasanteile (CH_4 , C2 – C4) und durch mikrobiologisch erzeugte Stoffe wie H_2S und CO_2 geprägt. Diese Konstellation führt häufig dazu, dass mehrere H_2 -Grenzwerte auch der Qualität Gruppe A gleichzeitig erreicht oder überschritten werden können.

Aquifere zeigen demgegenüber als Startwert kein CH_4 -Anteile, jedoch können Methan, CO_2 - und H_2S -Bildung bei geeigneten mikrobiellen Rahmenbedingungen ebenfalls in den relevanten Konzentrationsbereich ansteigen.

Das Gas ist wasserdampfgesättigt in Porenspeichern und erfordert eine Trocknung.

Insgesamt wird deutlich, dass neue Salzkavernen ein sehr niedriges Eintragsniveau aufweisen, während umgewidmete Kavernen und Porenspeicher aufgrund ihrer Historie und der geochemisch-mikrobiologischen Prozesse teilweise erhebliche Abweichungen von den Qualitätsanforderungen auch der geringeren Qualität der G 260, Gruppe A, zeigen.

7.4 Ableitung des Aufbereitungsbedarfs je Speichertyp

Die in den vorangegangenen Tabellen dargestellten Stoffeinträge zeigen, dass der erforderliche Aufbereitungsbedarf stark vom Speicher- und Nutzungstyp abhängt. Während neue Salzkavernen weitgehend geringe Einträge aufweisen und die Anforderungen der G 260 mit minimalem Aufwand erfüllen können, sind bei umgewidmeten Kavernen und Porenspeichern je nach Zielqualität zusätzliche Aufbereitungsschritte des Wasserstoffs notwendig.

Neue Salzkavernen (mit Stickstoffblanket gesolt) weisen nur sehr geringe Einträge aus Untertageprozessen auf. Die Aufbereitung beschränkt sich in der Regel auf die in Kapitel 5 beschriebenen Komponenten der OTA (TEG-Trocknung, partikel- und ölhaltige Einträge aus Verdichtern). Diese können durch Standardverfahren wie Feinstfiltration, Koaleszenzabscheider und Trocknung auf die geforderten Restfeuchten eingestellt werden. Eine Entschwefelung kann notwendig sein. Zusätzliche Maßnahmen zur Entfernung von Kohlenwasserstoffen oder CO₂ sind bei diesen Kavernen in der Regel nicht erforderlich.

Kavernen, die mit Diesel als Blanket gesolt wurden, können lösliche Anteile der Fraktionen C10–C20 in das Gas überführen. Je nach Umfang der eingesetzten Blanketflüssigkeit und deren Alter könnte eine nachgeschaltete Abscheidung dieser Anteile erforderlich werden (s.o.). Geeignet wären Aktivkohlefilter, Adsorbermaterialien mit hoher Affinität für mittlere Kohlenwasserstoffe. In den ersten Umschlagzyklen kann (unter Berücksichtigung der Ruhezeit der Kaverne) der THC-Eintrag erhöht sein, so dass eine Aufreinigung notwendig werden kann. Im stabilisierten Betrieb sinken die Einträge deutlich. Der als Grenzwert definierte Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt für die Gruppe A wird unter stabilen Betriebsbedingungen nicht erreicht werden, da:

- Die Kavernenwände im Gegensatz zu ehemaligen Dieselkavernen frei von Kohlenwasserstoffen sind und damit die Stoffübergangsflächen sehr gering sind und
- somit eine kinetische Hemmung besteht (Stoffaustausch innerhalb der Kaverne).
- Ältere Diesel-Blankets sollten die kurzkettigen und damit die auf Grund ihres Dampfdruckes kritischeren Kohlenwasserstoffe bereits in das Erdgas abgeben haben.

Als Aufbereitungsschritte sind aber wie an allen Kavernen eine **Trocknung** und (prophylaktisch) eine **Entschwefelung** vorzusehen.

Für **umgewidmete Erdgaskavernen** ist der dominierende Faktor der hohe Restgasgehalt, mit der Zeit abnehmend mit zunehmender Anzahl an H₂-Gaswechseln. Auch nach Verdrängungsmaßnahmen können CH₄-Konzentrationen oberhalb der G-260-Grenzwerte der Gruppe D verbleiben. Die Herstellung der Zielqualität Gruppe A erfordert keine zusätzlichen Aufbereitungsschritte wie eine PSA. Im Rahmen der Umstellung ist jedoch davon auszugehen, dass temporär CH₄-Kontaminationen von bis zu etwa 1 mol-% auftreten können und bei der Fahrweise berücksichtigt werden müssen. Wann 99,0 mol-% oder 99,5 mol-% H₂-Gehalt erreicht werden, hängt von der Kavernenform, der Fahrweise der Kaverne und der Vorgehensweise bei der Umstellung ab. Weitere Stoffeinträge (H₂S, Wasser) sind bei diesen Kavernen nachrangig und können durch die Standardprozesse der Obertageanlage entfernt werden. Problematisch ist hingegen die Entfernung des CH₄ selbst: eine Abtrennung mittels PSA erzeugt Tailgas, für das an Speicherstandorten typischerweise keine Senke vorhanden ist. Dies führt zu potenziell hohen Wasserstoffverlusten im gesamten Speicherprozess und stellt daher einen wesentlichen betrieblichen Einschränkungsfaktor dar.

In **umgewidmeten Rohöl- und Dieselkavernen** stehen die gelösten Kohlenwasserstoffe im Vordergrund, wobei Rohölkavernen vor allem eine sehr große Bandbreite an Kohlenwasserstoffen (C3–C40) und Dieselkavernen eher eine mittlere Fraktion (C10–C20) aufweisen. Zur Erreichung der Anforderungen an die technische Reinheit des Wasserstoffs ist eine HC-Entfernung notwendig. Zahl und Größe der Adsorber sowie die Art der Reinigung (TSA, PSA) hängt von der konkreten Zusammensetzung des gelagerten Kohlenwasserstoffes ab. Eine Kälteanlage kann vorgeschaltet werden. Insbesondere eine Notwendigkeit der Entfernung der kurzkettigen Kohlenwasserstoffe (C2 – C5) wäre problematisch, da hierfür PSA-Systeme eingesetzt werden müssten und dabei Tailgas entsteht. Für dieses Tailgas steht an typischen Speicherstandorten keine Senke zur Verfügung, sodass die PSA-Nutzung zu erheblichen Gasverlusten im Speicherprozess führen kann. Einträge von H₂S oder Wasser erfordern in der Regel keine zusätzlichen Maßnahmen über die Standard-OTA hinaus. CO₂ und N₂ sind nicht relevant.

Porenspeicher in **ausgeförderten Erdgaslagerstätten** weisen die höchste stoffliche Komplexität auf. Die Kombination aus Restgasen (CH₄, CO₂, C₂–C₄), mikrobiell erzeugten Produkten (H₂S, CO₂) und erhöhtem Wassergehalt führt dazu, dass mehrere G-260-Grenzwerte gleichzeitig erreicht oder überschritten werden können. Zur Einhaltung der Zielqualitäten sind in der Regel folgende Prozessschritte notwendig:

- **CH₄-Reduktion** über Membranseparation **oder PSA**. Die PSA weist ein TRL von 9 auf. Problematisch ist jedoch die durch PSA entstehende Tailgasmenge, für die an Speicherstandorten i.d.R. keine Senke zur Verfügung steht. Dies führt zu potenziell hohen Wasserstoffverlusten im Speicherprozess.
- **H₂S-Abscheidung** z. B. mittels ZnO-Adsorber, Aktivkohlesystemen oder Eisenoxidmedien
- **CO₂-Reduktion** durch physikalische Adsorption (PSA) oder Membranverfahren
- **Trocknung** auf definierte Restfeuchten
- **Partikel- und Ölabscheidung**

Porenspeicher erfordern damit die umfangreichste und je nach Zielqualität mehrstufige Gasaufbereitung aller betrachteten Speicherarten. Die aktuellen Untersuchungen der RAG zeigen, dass der Aufbereitungsaufwand standortspezifisch sein wird.

Aquifere zeigen geringere Restgasanteile als Lagerstätten, jedoch können geochemisch-mikrobiologische Prozesse CO₂ und H₂S in relevanten Bereichen erzeugen. In Abhängigkeit von der Wasserchemie und Sulfatverfügbarkeit kann daher eine H₂S- und CO₂-Abreinigung erforderlich werden. Der ebenfalls erhöhte Wassergehalt erfordert eine nachgelagerte Trocknung. Die Entfernung von Kohlenwasserstoffen ist bei Aquiferen in der Regel nicht notwendig, da keine HC-Historie vorliegt. Allerdings kann sich mit Einstellung eines mikrobiologischen Gleichgewichtes zunehmend Methan bilden, wobei laut Literatur die Konzentration unterhalb 2 mol-% bleiben könnte. Insgesamt ergibt sich ein mittlerer Aufbereitungsbedarf, der jedoch im Vergleich zu Lagerstätten geringer ausfällt.

Nachfolgend sind diese Aussagen tabellarisch zusammengefasst:

Tabelle 23: Mögliche Aufbereitungsmaßnahme zur Einhaltung G260, Gruppe A

		Bestandteile Gasaufbereitung	Bemerkung
Kaverne neu (Stickstoffblanket)	Variante 1	Trocknung (TEG oder TSA)	Keine Hinweise auf relevante mikrobiologische H ₂ S-Bildung
	Variante 2	Trocknung + Entschwefelung	mit mikrobiologischer H ₂ S-Bildung
Kaverne neu (Dieselblanket)	Variante 1	Trocknung (TEG oder TSA)	Keine Hinweise auf mikrobiologische H ₂ S-Bildung
	Variante 2	Trocknung + Entschwefelung	mit mikrobiologischer H ₂ S-Bildung; Blanket-Kohlenwasserstoffe würden von einer Kieselgel-Trocknung zurückgehalten
Umgewidmete Erdgaskaverne	Variante 1	Trocknung (TEG oder TSA)	Ohne mikrobiologische H ₂ S-Bildung
	Variante 2	Trocknung + Entschwefelung	Mit mikrobiologischer H ₂ S-Bildung
umgewidmete Rohöl- und Dieselskavernen	Variante 1	HC-Entfernung (Adsorber), Entschwefelung, Trocknung,	Adsorber als TSA, Silikagel-Anlage; PSA wird vermieden
	Variante 2	Kälteanlage, Adsorber, Entschwefelung, Trocknung	
Porenspeicher in ausgeförderten Erdgaslagerstätten	Variante 1	Trocknung, Entschwefelung	Keine PSA notwendig in Abhängigkeit von Struktur und Fahrweise des Speichers, keine oder geringe Methanisierung
	Variante 2	PSA, Trocknung, Entschwefelung	Vermischungsproblematik oder/und Methanbildung im Speicher;
Aquifere (neu)		Trocknung, Entschwefelung	CH ₄ - und CO ₂ -Bildung beobachten

Die Delta-Tabelle (Tabelle 24) zeigt, welche zusätzlichen Aufreinigungsschritte notwendig werden, wenn eine höhere Wasserstoffreinheit gefordert ist. Während die Einhaltung der 98 mol-%-Spezifikation (Gruppe A) an vielen Speicherstandorten mit „begrenztem“ Aufwand möglich ist, erfordert der Übergang zu 99 mol-% oder 99,5 mol-% zusätzlichen Aufbereitungsaufwand. Allerdings sind die Unsicherheiten noch groß, da sie häufig standort- und umstellungsabhängig sind. Bei Porenspeichern erscheinen PSA dann unumgänglich, während Kavernen zumindest nach den ersten Umschlägen mittlere Qualitäten erreichen können.

Tabelle 24: Delta-Tabelle der zusätzlichen Aufbereitungsanforderungen bei höheren Reinheitsstufen, ohne Eintrag zusätzlicher Komponenten über Einspeisung

Speichertypen	98 mol-%	Von 98 → 99,5 mol-%	Von 98 → 99,97 mol-% (Mobilität / Gruppe D)
Kaverne neu (Stickstoffblanket)	Trocknung, Entschwefelung	-	PSA, aber langfristig fehlen Erfahrungen
Kaverne neu (Dieselblanket)	Trocknung Entschwefelung	-	PSA oder nur TSA
Umgewidmete Erdgaskaverne	Trocknung + Entschwefelung	PSA (anfänglich, Zeitraum unklar)	PSA
Umgewidmete Rohöl- und Dieselkavernen	HC-Entfernung (Adsorber (TSA)); evtl. Kühlung; Entschwefelung, Trocknung,	-	Adsorber anders auslegen (z. B. Aktivkohle statt Kieselgel)
Porenspeicher in ausgeförderten Erdgaslagerstätten	Evtl. PSA; Trocknung, Entschwefelung	PSA (kurz- mittelfristig, aber Risiko Methanbildung)	PSA
Aquifere (neu)	Trocknung, Entschwefelung	PSA (Risiko Methanbildung)	PSA bei Methanbildung

7.5 Schlussfolgerungen

Die Gegenüberstellung der unterschiedlichen Speichertypen zeigt deutlich, dass der Aufbereitungsbedarf stark von der Speicherhistorie und den zugrunde liegenden geochemischen und mikrobiologischen Prozessen abhängt.

- **Neue Salzkavernen**, die **mit Stickstoffblanket** erstellt wurden, weisen die geringsten stofflichen Einträge auf und ermöglichen die Erreichung der G-260-Qualitätsanforderungen mit minimalem technischem Aufwand.
- **Neue dieselgesolte Salzkavernen** können dagegen erhöhte Anteile löslicher Kohlenwasserstoffe in das Speichergas überführen. Dennoch werden die Standard-Anforderungen der Gruppe A erfüllt.
- **Umgewidmete Erdgaskavernen** weisen persistenter Restgasanteile auf. Auch ohne gezielte Maßnahmen zur Methanreduzierung sind die Anforderungen an die Gasqualität Gruppe A aber erreichbar.
- **Rohöl- und Dieselkavernen** zeigen dagegen vorrangig Einträge höherer Kohlenwasserstoffe, deren Entfernung technisch zwar gut beherrschbar ist, aber eine angepasste Aufbereitung erforderlich macht.
- Porenspeicher in **ausgeförderten Lagerstätten** weisen die komplexesten Eintragsmechanismen auf. Die Kombination aus Restgasen, mikrobiologischen Produkten (H₂S, CO₂, CH₄) und erhöhtem Wassergehalt führt dazu, dass (standortabhängig) zum Teil mehrere Komponenten bzw. Stoffgruppen entfernt werden müssen.

- **Aquifere** liegen hinsichtlich ihrer Eintragsprofile zwischen neuen und umgewidmeten Kavernen und Lagerstätten; ihr Aufbereitungsbedarf hängt maßgeblich von der jeweiligen Wasserchemie und der mikrobiellen Aktivität ab.

Für die praktische Umsetzung bedeutet dies, dass die Auswahl eines Speichersystems und die Dimensionierung der nachgeschalteten Gasaufbereitung stets gemeinsam zu betrachten sind. Je nach Zielqualität kann der technische Aufwand zur Einhaltung der G 260 erheblich variieren und sollte bereits frühzeitig in der Planungsphase berücksichtigt werden. Insgesamt wird deutlich, dass die Bandbreite möglicher Stoffeinträge groß ist und eine speicherspezifische Bewertung der Eintragssituation eine wesentliche Grundlage für die Auslegung der erforderlichen Anlagenkomponenten darstellt.

8 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

8.1 Zusammenfassung

Die **großskalige Speicherung von Wasserstoff** wird ein zentraler Baustein eines klimaneutralen Energiesystems. Sie gleicht die volatile Erzeugung erneuerbarer Energien aus, stabilisiert Netze und stellt saisonale Flexibilität bereit. Die Analyse zeigt, dass sowohl Salzkavernen als auch Porenspeicher grundsätzlich für die Wasserstoffspeicherung geeignet sind, die Anforderungen an die Gasreinheit jedoch je nach Speichertyp deutlich variieren.

Salzkavernen bieten derzeit die technologisch ausgereifteste Option. Neue, mit Stickstoffblanket gesolte Kavernen weisen nur minimale stoffliche Einträge auf und können hohe Wasserstoffreinheiten bereits mit überschaubarem Aufbereitungsaufwand bereitstellen. Bei umgewidmeten Kavernen entscheidet die Speicherhistorie über die Art und Menge der Einträge: Erdgaskavernen enthalten typischerweise Restmethan, während Diesel- oder Rohölkavernen zusätzlich lösliche Kohlenwasserstoffe einbringen können. Diese Stoffe sind technisch beherrschbar, erfordern jedoch je nach Zielreinheit Maßnahmen wie Entfeuchtung, Filtration oder Adsorptionsschritte.

Porenspeicher haben das größte theoretische Potenzial, sind aber aufgrund geochemischer, mikrobiologischer und struktureller Prozesse anspruchsvoller. Restgase im Porenraum, H_2S - und CO_2 -Bildung sowie mineralogisch induzierte Reaktionen können die Wasserstoffqualität erheblich beeinflussen. Die Bandbreite der möglichen Einträge ist größer als in Kavernen, und die Variabilität zwischen einzelnen Formationen ist hoch. Gleichzeitig zeigen Pilotprojekte, dass auch Porenspeicher standortspezifisch hohe Rückgewinnungsraten und Reinheiten liefern können – vorausgesetzt, geochemische und mikrobiologische Prozesse werden über Monitoring und geeignete Aufbereitung gezielt berücksichtigt und gesteuert. Die Unsicherheiten hinsichtlich zu erwartender Konzentrationen von Komponenten aus mikrobiologischen Prozessen (CH_4 , H_2S) sind hoch.

Einträge aus der OTA treten bei allen Speichern gleichermaßen auf, sind jedoch vergleichsweise gut kontrollierbar. Die maßgeblichen Stoffe stammen aus der Trocknung mit TEG, aus Verdichterölen und aus der im Prozess verbleibenden Restfeuchte. Diese Komponenten lassen sich durch etablierte Verfahren wie Trocknung, Koaleszenzabscheidung und Filtration zuverlässig auf die geforderten Zielwerte reduzieren. Die Notwendigkeit ist aber nur gegeben, wenn sehr hohe Reinheitsanforderungen zu erfüllen wären.

Diese Studie macht deutlich, wie stark die zu erwartenden Stoffeinträge je nach Speichertyp variieren und welchen Einfluss sie auf die erreichbare Wasserstoffreinheit haben. Daraus ergibt sich ein speicherartspezifischer Aufbereitungsbedarf, der bei Porenspeichern höher ausfällt als bei Kavernen. Die Reinheit hängt maßgeblich von vier Faktoren ab:

- Der Speicherhistorie,
- geochemisch-mikrobiologischen Prozessen,
- den strukturellen Eigenschaften der Formation und
- der Auslegung der OTA.

Der Aufbereitungsbedarf ergibt sich aus Speicherart und -historie (Tabelle 25). Der technische Aufwand steigt somit mit der Komplexität des Untergrundsystems, gleichzeitig ist eine hohe Standortspezifität erkennbar.

Tabelle 25: Übersicht zum Aufbereitungsbedarf von Speichern

Speicherart	Aufbereitungsbedarf
Neu gesolte Salzkavernen	gering
Umgewidmete Salzkavernen	gering bis moderat
Umgewidmete Kavernen Diesel/Öl	erhöht
Porenspeicher	gering bis erhöht

Die in Kapitel 7 in Tabelle 24 dargestellte Übersicht fasst die zusätzlichen Anforderungen an die Gasaufbereitung für unterschiedliche untertägige Wasserstoffspeicher in Abhängigkeit von steigenden Reinheitsanforderungen zusammen. Sie stellt eine vergleichende Bewertung der technisch relevanten Unterschiede zwischen den Speichertypen dar und dient als übergeordnete Entscheidungshilfe. Diese Tabelle ersetzt keine standortspezifische Auslegung, sondern bietet einen indikativ-technischen Überblick auf Basis des aktuellen Kenntnisstands und der verfügbaren Betriebserfahrungen.

Mit Blick auf den zukünftigen Wasserstoffmarkt ist klar, dass die Auswahl geeigneter Speicherstandorte früh erfolgen sollte, da Investitions- und Genehmigungsprozesse langwierig sind. Betreiber profitieren von einer präzisen Kenntnis der Eintragsmechanismen sowie einer konsequenten Qualitätsüberwachung über den gesamten Speicherbetrieb hinweg.

Die heutige Qualitäts-Definition der Gruppe A (DVGW G260) mit 98 % Gesamtreinheit bietet die Möglichkeit, neue Kavernen und umgestellte Erdgaskavernen ohne größere technische Hürden einzusetzen und somit den Markthochlauf zu unterstützen.

Sofern im Rahmen von Bestrebungen zur Definition höherer Qualitäten für die Gruppe A Qualitäten von > 99 % bzw. Methan-Grenzen von < 1 % zum Tragen kommen, wird die einfache Verwendbarkeit von bestehenden Erdgas-Kavernen eingeschränkt und erfordert zusätzliche Aufreinigungsprozesse mit kostenintensiven Gasverlusten bei PSA-Einsatz.

Diese Studie zeigt, dass eine sichere, qualitativ hochwertige und skalierbare Wasserstoffspeicherung technisch machbar ist – unter der Voraussetzung, dass speicherartspezifische Herausforderungen berücksichtigt und geeignete technische Maßnahmen frühzeitig eingeplant werden.

8.2 Summary

Large-scale hydrogen storage will be a key component of a climate-neutral energy system. It balances out the volatile generation of renewable energies, stabilizes grids, and provides seasonal flexibility. The analysis shows that both salt caverns and pore storage facilities are fundamentally suitable for hydrogen storage, but that gas purity requirements vary significantly depending on the type of storage facility.

Salt caverns currently offer the most technologically mature option. New caverns leached with a nitrogen blanket have minimal material inputs and can provide high hydrogen purity with manageable processing costs. In repurposed caverns, the storage history determines the type and quantity of impurities: natural gas caverns typically contain residual methane, while diesel or crude oil caverns can also introduce soluble hydrocarbons. These substances are technically manageable, but depending on the target purity, they require measures such as dehumidification, filtration, or adsorption steps.

Pore storage has the greatest theoretical potential, but is more challenging due to geochemical, microbiological, and structural processes. Residual gases in the pore space, H_2S and CO_2 formation, and mineralogically induced reactions can significantly affect hydrogen quality. The range of possible inputs is greater than in caverns, and there is high variability between individual formations. At the same time, pilot projects show that pore storage can also deliver high recovery rates and purity levels specific to the location – provided that geochemical and microbiological processes are specifically taken into account and controlled through monitoring and appropriate treatment. There is a high degree of uncertainty regarding the expected concentrations of components from microbiological processes (CH_4 , H_2S).

Entries from the surface facility occur equally in all storage tanks, but are comparatively easy to control. The relevant substances originate from drying with TEG, from compressor oils, and from residual moisture remaining in the process. These components can be reliably reduced to the required target values using established methods such as drying, coalescence separation, and filtration. However, this is only necessary if very high purity requirements have to be met.

This study highlights how greatly the expected substance inputs vary depending on the storage type and what influence they have on the achievable hydrogen purity. This results in storage type-specific treatment requirements, which are higher for pore storage than for caverns. Purity depends largely on four factors:

- The storage history,
- geochemical-microbiological processes,
- the structural properties of the formation, and
- the design of the surface facility.

The treatment requirements are determined by the storage type and history (Table 26). The technical effort thus increases with the complexity of the subsurface system, while at the same time a high degree of site specificity is apparent.

Table 26: Overview of storage processing requirements

Storage type	Processing requirements
New leached salt cavern	low
Repurposed salt cavern	Low to moderate
Repurposed salt cavern (Diesel, crude oil)	increased
Pore storage	Low to increased

Based on the technical assessment presented in Chapter 7, the following table summarizes the additional gas treatment requirements for different underground hydrogen storage options as a function of increasing hydrogen purity levels. This table provides a comparative, high-level overview of technically relevant differences between storage types and serves as a decision-support tool. It does not replace site-specific process design but reflects the current state of knowledge and available operational experience.

Table 27: Delta table of additional treatment requirements for higher purity levels, without the addition of additional components via feed

Storage type	98 mol-%	98 → 99,5 mol-%	98 → 99,97 mol-% (mobility / group D)
New cavern (N₂-blanket)	Drying, desulfurization	-	PSA, but in the long term, lack of experience
New cavern (Diesel-blanket)	Drying, desulfurization	-	PSA or just TSA
Repurposed natural gas cavern	Drying + desulfurization	PSA (initially, period unclear)	PSA
Repurposed crude oil and diesel cavern	HC-removal (adsorber, possibly cooling; PSA for C ₂ – C ₅), desulfurization, drying,	-	Design the adsorber differently (e.g., activated carbon instead of silica gel)
Pore storage in depleted natural gas reservoirs	Possibly PSA; drying, desulfurization	PSA (short to medium term, but risk of methane formation)	PSA
Aquifers (new)	Drying, desulfurization	PSA (risk of methane formation)	PSA for methane formation

With regard to the future hydrogen market, it is clear that suitable storage sites should be selected at an early stage, as investment and approval processes are lengthy. Operators benefit from precise knowledge of the input mechanisms and consistent quality monitoring throughout the entire storage operation.

The current quality definition for Group A (DVGW G260) with 98 % overall purity makes it possible to use new caverns and converted natural gas caverns without major technical hurdles, thereby supporting market ramp-up.

If efforts to define higher qualities for Group A result in qualities of > 99 % or methane limits of < 1%, the ease of use of existing natural gas caverns will be restricted and additional purification processes will be required, resulting in cost-intensive gas losses when PSA is used.

This study shows that safe, high-quality, and scalable hydrogen storage is technically feasible—provided that storage-specific challenges are taken into account and appropriate technical measures are planned at an early stage.

8.3 Handlungsempfehlungen für die Umstellung auf Wasserstoffspeicherung

8.3.1 Salzkavernen

Neue, mit Stickstoffblanket gesolte Kavernen

Für neu erstellte Salzkavernen bestehen keine Problematik der Altfluid- oder Kohlenwasserstoffreste, die in den ersten Betriebsphasen freigesetzt werden könnten. Die geochemische Reaktivität des Wirtsgesteins ist aufgrund des nahezu reinen Halits grundsätzlich sehr gering (siehe Kapitel 6.1). Gleichzeitig ist in neu gesolten Kavernen aufgrund der hohen Salinität und des Fehlens organischer Vorbelastungen in der Regel nur eine minimale mikrobiologische Aktivität zu erwarten (siehe Kapitel 6.2).

Die wesentlichen Maßnahmen für einen sicheren Startbetrieb sind:

- Sorgfältige Planung und Durchführung der Erstsolung
- Hohe Qualität des eingesetzten Frischwassers zur Solung
- Minimierung des Blanketvolumens
- Kontinuierliches Monitoring der Gaszusammensetzung, insbesondere hinsichtlich möglicher Spuren von H_2S
- Generell: Frühzeitiges Konzept und Planung für die Gasaufbereitung zur zuverlässigen Entfernung von Feuchtigkeit und potenziellen Spuren von H_2S

Damit beschränken sich potenzielle stoffliche Einträge in der Startphase weitgehend auf geringe Mengen aus Solekontakt, Blanket und Obertageanlage.

Umgewidmete Salzkavernen (Erdgaskavernen, Rohöl-/Dieselkavernen)

Bei umgewidmeten Salzkavernen ist aufgrund der Speicherhistorie mit deutlich höheren und inhomogeneren Stoffeinträgen zu rechnen als in neu gesolten Kavernen. Die geochemische Reaktivität des Wirtsgesteins ist zwar auch hier aufgrund des nahezu reinen Halits sehr gering, doch wirken sich in diesem Fall v.a. die früher eingelagerten Speichermedien sowie die Struktur und der Zustand der Sumpfbzonen auf die Gasqualität aus. In ehemaligen Erdgaskavernen treten typischerweise Restmengen von Methan auf, die während der ersten Einspeicher- und Ausspeicherzyklen verstärkt in den Gasstrom gelangen können. Stickstoff kann auftreten, wenn dieser in früheren Betriebsphasen oder während der Solung als Blanketgas eingesetzt wurde, ist jedoch kein generelles Restgas aus der Erdgasspeicherung und hängt ausschließlich von der jeweiligen Betriebshistorie ab.

Bei der Umwidmung von Erdgaskavernen sind daher Reste an CH_4 zu erwarten. Maßnahmen bei der Umstellung und in den ersten Umschlägen können den Anteil an Restmethan oder früher eingesetztem N_2 -Blanket wirksam reduzieren. Zu prüfen wäre z.B. die Möglichkeit der Spülung des oberen Bereichs der Kaverne mit einem kleineren Wasserstoffvolumen, um Restgase gezielt zu entfernen. Mit den ersten Kavernen - Pilotprojekten werden Daten zum zeitlichen Verlauf der Gasmischung in der Kaverne zur Verfügung stehen und in die Planung der Umstellung weiterer Kavernen einfließen. Gegenüber stehen sich die Möglichkeiten eines schnellen Austrages von Gasresten, einhergehend mit einer kurzzeitig stärkeren H_2 -Qualitätsabsenkung, oder der Streckung dieses Austrages über längere Zeit, um damit bestimmte Qualitätsparameter leichter einzuhalten.

In Kavernen, die zuvor zur Lagerung von Rohöl oder Diesel genutzt wurden, können zusätzlich gelöste Kohlenwasserstofffraktionen wie C10-C20, aromatische Komponenten oder Ölfilme im Sumpf freigesetzt werden. Diese Stoffe können auch nach durchgeführten Nachsolungen weiterhin in der Kaverne verbleiben und gerade in den ersten Betriebsphasen in erhöhten Konzentrationen auftreten. Öl- oder Kohlenwasserstoffkavernen bergen damit das höchste Risiko für Kontaminationen durch verbliebene Kohlenwasserstoffe. Hier sollten, wenn möglich, Nachsolungen eingeplant sowie ggf. umfangreichere Aufbereitungsverfahren – etwa Kieselgel-TSA – vorgesehen werden. Ein engmaschiges Monitoring ist unerlässlich. Die Zusammensetzung der letzten Diesel- bzw. Rohölfüllung sollte in die Modellierung der späteren Phasenübergänge eingehen, um realistische Konzentrationsverläufe abzuleiten.

Die Aufbereitungsanlagen sollten flexibel hinsichtlich der Eingangs- und Zielparameter ausgelegt werden. Grund dafür sind abnehmende Konzentrationen an Verunreinigungen mit jedem H₂-Umschlag.

Neben den historischen fluidbasierten Einträgen spielt in umgewidmeten Kavernen auch die mikrobiologische Aktivität eine größere Rolle als in neu gesolten Kavernen. Organische Reststoffe und Elektronendonoren aus früherer Nutzung können das Wachstum von sulfat- oder eisenreduzierenden Bakterien sowie methanogenen Mikroorganismen fördern. Dies kann insbesondere in den ersten Umschlägen zur Bildung von H₂S, CO₂ oder CH₄ führen (siehe Kapitel 6.2), selbst wenn die mikrobielle Aktivität aufgrund der hohen Salinität insgesamt gehemmt bleibt. Ideal wären Untersuchungen an einer „Testkaverne“; es ist empfehlenswert, die Umstellung zunächst an einer Einzelkaverne zu beginnen, um Erfahrungen mit dem zeitlichen Verlauf der Konzentrationen und dem Eintragsverhalten zu sammeln.

Ein engmaschiges Monitoring der Gasqualität, insbesondere während der Startphase, ist unerlässlich, um mögliche Qualitätsspitzen frühzeitig zu erkennen und geeignete Gegenmaßnahmen einzuleiten. Insgesamt wird die Qualität des ausgespeicherten Wasserstoffs in umgestellten Salzkavernen wesentlich stärker durch die Speicherhistorie als durch geochemische Reaktionen des Wirtsgesteins beeinflusst. Durch eine sorgfältige Vorbereitung, gezielte Betriebsmaßnahmen in den ersten Zyklen und eine konsequente Überwachung kann jedoch auch in diesen Kavernen eine sichere und stabile Wasserstoffspeicherung erreicht werden.

Handlungsempfehlungen (insbesondere für die ersten Umschläge) sind:

- Bewertung der lokalen Möglichkeiten von „Spülkonzepten“ der Kaverne und Auswirkungen eines solchen auf Kosten, Kundenanforderungen etc.
- Berücksichtigung bei der Planung der Betriebsführung die zu erwartenden H₂-Aufenthaltszeiten in der Kaverne sowie die Druckwechsel – Einfluss auf Vermischung und damit die H₂-Qualität sowie deren zeitliche Entwicklung
- Nachsolungen und Adsorberverfahren (z.B. Kieselgel-TSA, Aktivkohle) bei HC-historischen Kavernen einplanen
- Engmaschiges Monitoring von CH₄, CO₂, H₂S, Feuchte und HC-Fractionen in kurzen Intervallen
- Temporär erhöhte Aufbereitungskapazitäten in den ersten Umschlägen vorsehen, wobei generell eine erhöhte Flexibilität der Aufbereitungsanlagen hinsichtlich der Eingangsparameter eingeplant werden sollte
- Wissenstransfer aus Pilotprojekten zu den nachfolgenden Projekten

8.3.2 Porenspeicher (Aquifere und ausgeförderte Erdgaslagerstätten)

Porenspeicher erfordern aufgrund ihrer mineralogischen Vielfalt, der potenziell aktiven mikrobiellen Gemeinschaften und der intensiven Fluid-Gestein-Wechselwirkungen eine besonders komplexe Speicheroption dar. Eine pauschale Eignung lässt sich nicht ableiten, stattdessen ist eine umfassende Charakterisierung notwendig, um die grundsätzliche technische und wirtschaftliche Machbarkeit zu bewerten. Die Standortbewertung umfasst Untersuchungen zur mineralogischen Zusammensetzung des Speichergesteins, insbesondere hinsichtlich potenziell reaktiver Minerale wie Sulfide, sowie zur Chemie des Formationswassers, die mikrobiologische Stoffumsetzungen beeinflussen können. Speichermodellierungen sind erforderlich, um Transport- und Reaktionsprozesse sowie die Entwicklung potenzieller Einträge realistisch abzuschätzen.

Während des Betriebs ist ein engmaschiges Monitoring der Gaszusammensetzung, des Druck- und Temperaturregimes sowie der mikrobiellen Gemeinschaften erforderlich, um Wasserstoffverluste, die Bildung von H₂S oder CH₄ und mögliche Porenverstopfungen frühzeitig zu erkennen. Die Bewertung mikrobieller Prozesse erfordert besondere Aufmerksamkeit, da in Porenspeichern natürliche Mikrobenpopulationen sowohl im Formationswasser als auch direkt auf der Oberfläche des Speichergesteins vorkommen können. Letztere lassen sich häufig nicht über beprobte Formationswässer nachweisen, da sie an Mineraloberflächen haften und erst unter geänderten Bedingungen – wie während der Wasserstoffspeicherung – aktiv werden können. Unter geeigneten geochemischen Bedingungen können diese Mikroorganismen H₂S, CO₂, CH₄ oder auch Acetat erzeugen und damit die Wasserstoffqualität beeinflussen.

In aktuellen Projekten wird sehr häufig nur geringe Wasserstoffvolumina injiziert und wieder ausgespeist, was aus wirtschaftlicher Sicht nachvollziehbar ist. Dennoch sollte kritisch bewertet werden, inwieweit die Ergebnisse solcher Kleinversuche auf großskalige Betriebsszenarien übertragbar sind, da räumliche Heterogenitäten, mikrobiologische Reaktionsräume und hydrodynamische Effekte bei kleinen Volumina nur eingeschränkt abgebildet werden.

Die Unsicherheiten im Hinblick auf mikrobielle Aktivitäten bleiben bestehen, da sowohl die Populationsdynamik als auch die Verfügbarkeit von Elektronenakzeptoren und Nährstoffquellen

standortspezifisch variieren. Es ist daher zu klären, wie mit potenzieller H_2S -Bildung umgegangen wird und ob ein Verzicht auf Entschwefelung vertretbar ist. Für frühe Projekte empfiehlt sich i.d.R. die prinzipielle Einplanung einer Entschwefelungsanlage, um unerwartete Spitzenkonzentrationen sicher beherrschen zu können. Zusätzlich sollten Strategien zur Kontrolle von Biofilmwachstum und zur Minimierung von Mineralausfällungen implementiert werden, um die Injektivität und die Rückgewinnungsrate langfristig sicherzustellen.

Handlungsempfehlungen (insbesondere für die ersten Umschläge) sind:

- Standort sorgfältig charakterisieren, inklusive Mineralogie, Formationswasserchemie und mikrobieller Potenziale. Mikroben im Speichergestein berücksichtigen, da diese in Wasserproben häufig nicht nachweisbar sind.
- Frühzeitig Reaktions- und Speichermodellierungen einsetzen, um H_2 -Verluste, H_2S -, CO_2 - oder CH_4 -Bildung und Injektivitätsveränderungen abzuschätzen.
- Restentleerung forcieren, möglichst wenig Altgas im Speicher belassen
- Kaskadenweise Umstellung von Einzelkavernen unter Nutzung von Möglichkeiten der Verschneidung bzw. Zumischung
- Moderate Einspeicher- und Ausspeicherraten wählen, um die Dynamik von Gas-Wasser-Verdrängung, Durchmischung und Reaktionsflächen in der Anfangsphase kontrollierbar zu halten.
- Frühzeitig entscheiden, wie mit möglicher H_2S -Bildung umgegangen wird – für frühe Projekte i.d.R. mit eingeplanter Entschwefelung.
- Strategien zur Kontrolle von Biofilm- und Mineralausfällungen umsetzen, um Injektivität und Rückgewinnungsrate zu sichern.
- Ergebnisse kleiner Pilotversuche kritisch auf Großspeicherbedingungen übertragen, da Heterogenität und Reaktionsräume bei kleinen Volumina oft nicht realistisch abgebildet werden.
- Gasaufbereitung flexibel auslegen, um mögliche Spitzen bei H_2S , CO_2 oder CH_4 abfangen zu können – insbesondere während der ersten Einspeicher- und Ausspeicherzyklen
- Monitoring auch von Randbohrungen des Speichers, da dort z.B. mikrobiologische Aktivitäten eher stattfinden
- Ein engmaschiges Monitoring durchführen (Gasqualität, Druck, Temperatur), um frühe Veränderungen durch mikrobiologische oder geochemische Prozesse rasch zu erkennen.

Diese Studie zeigt, dass speicherartspezifische Stoffeinträge maßgeblich die Wasserstoffqualität bestimmen. Die bereitgestellten Empfehlungen unterstützen Betreiber dabei, eine verlässliche Wasserstoffspeicherung sicherzustellen und geochemische wie mikrobiologische Risiken gezielt zu beherrschen.

Literaturverzeichnis

- [1] K. Edlmann *et al.*, "Hydrogen TCP-Task 42: Underground Hydrogen Storage: Technology Monitor Report," international energy agency. Zugriff am: 17. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ieahydrogen.org/tasks-reports/>
- [2] DVGW, Hg., "Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A): Gasbeschaffenheit," DVGW, 2021.
- [3] KIWA N. V., "A follow-up study into the hydrogen quality requirements: For the Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (EZK)," 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://open.overheid.nl/documenten/e4c35d40-0888-41bf-bf6f-d59e7269e103/file>
- [4] Bundesregierung, "Die Nationale Wasserstoffstrategie: Schlüsselement der Energiewende," 2020.
- [5] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. "Nationale Wasserstoffstrategie: Energie aus klimafreundlichem Gas." Wasserstoff - Energieträger der Zukunft. Zugriff am: 20. März 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/wasserstoff-technologie-1732248>
- [6] Initiative Energien Speichern e.V. "Versorgungssicherheit." Zugriff am: 17. April 2025. [Online.] Verfügbar: <https://energien-speichern.de/>
- [7] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hg., "Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland," 2024, doi: 10.48476/GEOBER_49_2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.lbeg.niedersachsen.de/>
- [8] BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hg., "Weißbuch Wasserstoffspeicher," 2025. Zugriff am: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [9] Initiative Energien Speichern e.V., Hg., "Wasserstoffspeicherbedarfe in Deutschland: Vorstellung der Ergebnisse der MAHS - Market Assessment for Hydrogen Storage," 2025. Zugriff am: 7. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2025/01/INES-Praesentation_MAHS-Ergebnisse.pdf
- [10] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., "Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland," 2024. Zugriff am: 2. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/aufbau-und-finanzierung-von-wasserstoffspeichern-in-deutschland/>
- [11] DVV Media Group GmbH, "Untertage Gasspeicherung in Deutschland; Underground Gas Storage in Germany," *EEK - Technologie & Transformation von fossilen und grünen Energieträgern*, 2020, doi: 10.19225/201101.
- [12] AG Energiebilanzen e.V., Hg., "Energieverbrauch in Deutschland: Daten für das 1. bis 4. Quartal 2024," 2025. Zugriff am: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/>
- [13] AG Energiebilanzen e.V., Hg., "Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt," 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/>

energiebilanzen.de/

- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., "dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität," 2021. Zugriff am: 2. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet-1/>
- [15] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Hg., "Positionspapier: Fünf Vorschläge zur Beschleunigung des Hochlaufs von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff in der EU," 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/positionspapier-h2-hochlauf-eu-dvgw-dt.pdf>
- [16] D. Caglayan *et al.*, "Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 45, Nr. 11, S. 6793–6805, 2019, doi: 10.20944/preprints201910.0187.v1.
- [17] A. J. Cavanagh, S. H. Yousefi, M. Wilkinson und R. M. Groenenberg, "Hydrogen storage potential of existing European gas storage sites in depleted gas fields and aquifers: H2020 HyUSPRe project report," 2022.
- [18] M. Janssen, M. Reger und U. Lubenau, "Interviewbasierte Analyse aktueller Entwicklungen zur Wasserstoffqualität: Studie im Auftrag von GETH2 und DVGW," 2024. Zugriff am: 5. September 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/Best-Practice-Studie-zu-Wasserstoffqualitaet-fuer-GET-H2-DVGW.pdf>
- [19] DIN CEN/TS 17977:2024-06, *Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas - Wasserstoff zur Nutzung in umgestellten Gassystemen: Deutsche Fassung CEN/TS_17977:2023*, DVGW, Berlin.
- [20] hynetwork. "Indicative quality and temperature specification for Hydrogen Network Netherlands." Zugriff am: 18. September 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.hynetwork.nl/media/p5oius1m/indicative-quality-and-temperature-specification.pdf>
- [21] B. Raeesi, N. R. Morrow und G. Mason, "Capillary Pressure Hysteresis Behavior of Three Sandstones Measured with a Multistep Outflow–Inflow Apparatus," *Vadose Zone Journal*, Jg. 13, Nr. 3, S. 1–12, 2014, doi: 10.2136/vzj2013.06.0097.
- [22] DBI GTI, Fraunhofer IMWS, IfG, ONTRAS und VNG Gasspeicher, "H2-Forschungskaverne – Phase I: Entwicklung einer H2- Speicherforschungsplattform (SPF) für die Speicherung von grünem Wasserstoff am Standort Bad Lauchstädt," 2021. Zugriff am: 18. September 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifg-leipzig.com/images/forschungsarbeiten/HYPOS_H2-FK_Sachbericht_end.pdf
- [23] EU, *Erneuerbare-Energien-Richtlinie III: RED III*, 2023.
- [24] E. Kuperus *et al.*, "Hydrogen TCP-Task 42 final report: Building Confidence in Underground Hydrogen Storage," international energy agency. Zugriff am: 17. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ieahydrogen.org/tasks-reports/>
- [25] K.-H. Lux, R. Wolters und U. Düsterloh, "Konsistente TH2M-gekoppelte multi-physikalische Simulationen zum Tragverhalten von Speicherkavernen im Steinsalzgebirge während der Aussol-, der Betriebs- und der Stilllegungsphase sowie in der Nachverschlussphase," *EEK*, Jg. 2015, Nr. 11, S. 428–436.
- [26] R. Rockmann *et al.*, "Leitfaden Planung, Genehmigung und Betrieb von Wasserstoff-Kavernenspeichern: Zwanzig20 - HYPOS - Verbundvorhaben H2-UGS: Begleitforschung zur

Eignung von Salzkavernen-Untergrundgasspeichern zur geologischen Speicherung von Wasserstoff aus fluktuierenden, regenerativen Quellen," Leipzig, 2022, doi: 10.2314/KXP:186114556X. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A186114556X>

- [27] L. Ochmann, M. Garcia, H. Wilke, A. Acht, C. McMichael und J. Brüning, "Umnutzung von Ölkavernen zur Wasserstoffspeicherung," in *Subsurface Innovations and Insights - guarantors for a sustainable energy landscape*, Papenburg, DGMK, Hg., 2025, S. 28–36. [Online]. Verfügbar unter: <https://dgmk.de/publikationen/dgmk-oegew-fruehjahrstagung-2025-subsurface-innovations-and-insights-guarantors-for-a-sustainable-energy-landscape/>
- [28] M. Warnecke und S. Röhling, "Untertägige Speicherung von Wasserstoff - Status quo," *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, Nr. 4, S. 641–659, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/profile/matthias-warnecke/publication/354567356_untertagige_speicherung_von_wasserstoff_-_status_quo/links/6140628532c9d4299f613f08/untertaegige-speicherung-von-wasserstoff-status-quo.pdf
- [29] LGRBWissen. "Das geowissenschaftliche Portal für Baden-Württemberg." [Online.] Verfügbar: <https://lgrbwissen.lgrb-bw.de/>
- [30] Geologie.digital. "Dokumente zu geologischen Themen mit Schwerpunkt Erdgeschichte und regionale Geologie." [Online.] Verfügbar: <https://geologie-digital.de/>
- [31] N. Dopffel, K. Mayers, A. Kedir, B. A. An-Stepec, J. Beeder und S. Hoth, "Exploring Microbiological Dynamics in a Salt Cavern for Potential Hydrogen Storage Use," *Environmental Microbiology Reports*, Jg. 17, Nr. 2, 1-12, 2025, doi: 10.1111/1758-2229.70064.
- [32] J. Raad, S. Mostafa, Y. Leonenko und H. Hassanzadeh, "Hydrogen storage in saline aquifers: Opportunities and challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 168, S. 112846, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112846.
- [33] A. Sainz-Garcia, E. Abarca, V. Rubi und F. Grandia, "Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 42, Nr. 26, S. 16657–16666, 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.076.
- [34] M. Saeed und P. Jadhawar, "Optimizing underground hydrogen storage in aquifers: The impact of cushion gas type," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 52, S. 1537–1549, 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.08.352.
- [35] F. May und C. Müller, "Gase in tiefen Aquiferen Deutschlands - Zusammensetzung, Herkunft und Bedeutung," *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, Jg. 156, Nr. 1, S. 63–76, 2005.
- [36] B. M. Krooss, "Comparative Study of the solubility of gases in formation waters," *Marine and Petroleum Geology*, Nr. 22, S. 299–312, 2005.
- [37] IGME & GEUS, "Underground Gas Storage: CO₂, CH₄, H₂ in Aquifers and Depleted Gas Fields: EU GeoCapacity Project Reports," 2013.
- [38] DLR. "Forschungsprojekt HyCAVmobil." [Online.] Verfügbar: <https://www.dlr.de/de/ve/forschung-und-transfer/projekte/2019/projekt-hycavmobil>
- [39] EWE AG. "Projektabschluss HyCAVmobil: Wasserstoffspeicherung funktioniert." Zugriff am: 21. August 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/>

projektabschluss-hycavmobil-wasserstoffspeicherung-funktioniert/

- [40] EWE AG. "Wasserstoff-Speicher Huntorf: ein unterirdischer Schlüssel zur Energiewende." Zugriff am: 21. Mai 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.clean-hydrogen-coastline.de/de/projekte/speicher-huntorf>
- [41] STORAG ETZEL GmbH. "H2CAST Etzel - Making energy transition work." [Online.] Verfügbar: <https://h2cast.com/de/>
- [42] RWE. "Erweiterungsprojekt RWE Epe-H2." Zugriff am: 18. September 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.rwe-gasstorage-west.com/wasserstoff/erweiterungsprojekt-epe-h2/>
- [43] A. Gaßner, J. Brüning, J. Langer und M. Simon, "Umrüstung einer Ölspeicherkaverne für die Wasserstoffspeicherung am Beispiel der Ölspeicherkaverne K410 Wilhelmshaven-Rüstringen," in *Subsurface Innovations and Insights - guarantors for a sustainable energy landscape*, Papenburg, DGMK, Hg., Bd. 2025-1, 2025, S. 200–210. [Online]. Verfügbar unter: <https://dgmk.de/publikationen/dgmk-oegew-fruehjahrstagung-2025-subsurface-innovations-and-insights-guarantors-for-a-sustainable-energy-landscape/>
- [44] rag Austria AG. "Underground Sun Storage: Weltweit erster geologischer Wasserstoffspeicher geht in Betrieb." Zugriff am: 16. Mai 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.rag-austria.at/kontakt/presse/underground-sun-storage-weltweit-erster-geologischer-wasserstoffspeicher-geht-in-betrieb>
- [45] S. Bauer, "Underground Sun Storage 2030 - Erfahrungsbericht aus einem UHS-Demonstrationsprojekt,"
- [46] rag Austria AG. "Energiespeicher der nächsten Generation." [Online.] Verfügbar: https://www.uss-2030.at/fileadmin/bilder/0_2021_NEU_RAG_Austria_AG/05_Kontakt/Downloads/Broschueren/rag_uss_projektbroschuere_dt_231019_web.pdf
- [47] rag Austria AG, *Saisonale Stromspeicherung in Form von Wasserstoff bereit für Skalierung*, 2025. Zugriff am: 6. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.uss-2030.at/presse/publikationen/presse/details/article/saisonale-stromspeicherung-in-form-von-wasserstoff-bereit-fuer-skalierung.html>
- [48] C. Arnold, Hauenherm und H. w. Zipper, "Umstellung der Stadtgasspeicher Ostdeutschlands auf Erdgas," *Gas-Erdgas GWF*, Jg. 134, S. 332–335, 1993.
- [49] A. Jahanbakhsh, A. Louis Potapov-Crighton, A. Mosallanezhad, N. Tohidi Kaloorazi und M. M. Maroto-Valer, "Underground hydrogen storage: A UK perspective," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 189, S. 114001, 2024, doi: 10.1016/j.rser.2023.114001.
- [50] Mitsubishi Hitachi Power Systems Americas Inc. (MHPS Americas). "Renewable Energy Storage Combining Existing Dry Low NOX Combustion Technology with Proven Hydrogen Storage and Production Approaches." Zugriff am: 15. Mai 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.changeinpower.com/wp-content/uploads/2020/03/ACES-Whitepaper.pdf>
- [51] Linde PLC. "Hydrogen storage." Zugriff am: 15. Mai 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.linde.com/clean-energy/our-h2-technology/hydrogen-storage>
- [52] Air Liquide. "H2 cavern." [Online.] Verfügbar: <https://usa.airliquide.com/sustainability/hydrogen/h2-storage-power>
- [53] Linde PLC, "Wasserstoffspeicherkavernen der Firma Linde in den USA", telefonisch.
- [54] rag Austria AG, AXIOM angewandte Prozesstechnik GesmbH, VERBUND AG,

MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN, UNIVERSITÄT für Bodenkultur Wien und ENERGIEINSTITUT an der Johannes Kepler Universität Linz, "Underground Sun Storage," final report, 2017. Zugriff am: 16. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/SUNSTORAGE/Publikationen/UndergroundSunStorage_Publizierbarer_Endbericht_3.1_web.pdf

- [55] rag Austria AG. "Underground Sun Storage: Den Sonnenschein speichern." [Online.] Verfügbar: https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/03_NEU_SUNSTORAGE/Downloads/rag_sunstorage_folder_100x210_dt_web_190624.pdf
- [56] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes NRW, "Jahresbericht 2016 der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen," Nov. 2017. Zugriff am: 21. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMV17-315.pdf>
- [57] B. Wei, J. Xu, C. Sun und Y. F. Cheng, "Internal microbiologically influenced corrosion of natural gas pipelines: A critical review," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Jg. 102, S. 104581, 2022, doi: 10.1016/j.jngse.2022.104581.
- [58] Z. R. Chong, S. H. B. Yang, P. Babu, P. Linga und X.-S. Li, "Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges," *Applied Energy*, Jg. 162, S. 1633–1652, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.061.
- [59] D. Jerenic, *Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur partiellen Kondensation von Triethylenglykol in einer Ferngasleitung*. Shaker, 2013.
- [60] A. Frommhold und M. Schwabe, "Konzeptstudie zu Reinheitsanforderungen H2 Netz," 2024.
- [61] D. Pudlo, S. Henkel und R. Gaupp, "Verbund-Forschungsvorhaben H2STORE: Teilprojekt 3: Sedimentologisch-fazielle und mineralogisch-geochemische Untersuchungen an Reservoir- und Deckgesteinen : Abschlussbericht; Berichtszeitraum: 01.08.2012 bis 31.12.2015," TIB - Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover, Technische Informationsbibliothek (TIB) und Friedrich-Schiller-Universität Jena, Allgemeine und Historische Geologie, 2016, doi: 10.2314/GBV:873830806.
- [62] N. Moeininia *et al.*, "Bio-UGS - Gezielte biologische Umwandlung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan in Poren-Untergrundspeichern," 2023.
- [63] N. Dopffel, S. Jansen und J. Gerritse, "Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 46, Nr. 12, S. 8594–8606, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.058.
- [64] L. Truche, G. Berger, C. Destigneville, D. Guillaume und E. Giffaut, "Kinetics of pyrite to pyrrhotite reduction by hydrogen in calcite buffered solutions between 90 and 180°C: Implications for nuclear waste disposal," *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Jg. 74, Nr. 10, S. 2894–2914, 2010, doi: 10.1016/j.gca.2010.02.027.
- [65] S. Henkel *et al.*, "Mineral reactions in the geological underground induced by H2 and CO2 injections," *Energy Procedia*, Jg. 63, S. 8026–8035, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021402654x>
- [66] C. Dodangoda und R. P. G, "Quantification of hydrogen depletion and mineral reactivity in underground hydrogen storage reservoirs," *Gas Science and Engineering*, Jg. 126, S. 205318, 2024, doi: 10.1016/j.jgsce.2024.205318.

- [67] J. Bensing, D. Misch, L. Skerbisch und R. Sachsenhofer, "HYDROGEN-INDUCED CALCITE DISSOLUTION IN AMALTHEENTON FORMATION CLAYSTONES: IMPLICATIONS FOR UNDERGROUND HYDROGEN STORAGE CAPROCK INTEGRITY," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 47, S. 30621–30626, 2022, doi: 10.31223/x5205x.
- [68] O. Gelencsér *et al.*, "Effect of hydrogen on calcite reactivity in sandstone reservoirs: Experimental results compared to geochemical modeling predictions," *Journal of Energy Storage*, Jg. 61, S. 106737, 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.106737.
- [69] L. Truche *et al.*, "Experimental reduction of aqueous sulphate by hydrogen under hydrothermal conditions: Implication for the nuclear waste storage," *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Jg. 73, Nr. 16, S. 4824–4835, 2009, doi: 10.1016/j.gca.2009.05.043.
- [70] J. M. Lambert, G. Simkovich und P. L. Walker, "The kinetics and mechanism of the pyrite-to-pyrrhotite transformation," *Metall Mater Trans B*, Jg. 29, Nr. 2, S. 385–396, 1998. doi: 10.1007/s11663-998-0115-x. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11663-998-0115-x>
- [71] W. K. Jozwiak, E. Kaczmarek, T. P. Maniecki, W. Ignaczak und W. Maniukiewicz, "Reduction behavior of iron oxides in hydrogen and carbon monoxide atmospheres," *Applied Catalysis A: General*, Jg. 326, Nr. 1, S. 17–27, 2007, doi: 10.1016/j.apcata.2007.03.021.
- [72] A. Hassanpouryouzband *et al.*, "Geological Hydrogen Storage: Geochemical Reactivity of Hydrogen with Sandstone Reservoirs," *ACS energy letters*, Early Access. doi: 10.1021/acsenergylett.2c01024.
- [73] Z. Bo, L. Zeng, Y. Chen und Q. Xie, "Geochemical reactions-induced hydrogen loss during underground hydrogen storage in sandstone reservoirs," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 46, Nr. 38, S. 19998–20009, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.116.
- [74] H. Braid, K. Taylor, E. Hough, C. Rochelle, V. Niasar und L. Ma, "Hydrogen-induced mineral alteration: A review in the context of underground hydrogen storage (UHS) in saline aquifers," *Earth-Science Reviews*, Jg. 259, S. 104975, 2024, doi: 10.1016/j.earscirev.2024.104975.
- [75] D. L. Driba und L. E. Beckingham, "Unraveling Hydrogen Induced Geochemical Reaction Mechanisms through Coupled Geochemical Modeling and Machine Learning," *Applied Geochemistry*, Jg. 183, S. 106330, doi: 10.46427/gold2024.23460.
- [76] L. E. Beckingham, "Geochemical Considerations for UHS: Abiotic reaction potential,"
- [77] N. Thüns, B. M. Krooss, Q. Zhang und H. Stanjek, "The effect of H₂ pressure on the reduction kinetics of hematite at low temperatures," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 44, Nr. 50, S. 27615–27625, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.178.
- [78] L. Truche *et al.*, "Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar," *Chemical Geology*, Jg. 351, S. 217–228, 2013, doi: 10.1016/j.chemgeo.2013.05.025.
- [79] J. A. Apps und E. L. Sonnenthal, "Precipitation-Front Modeling: Issues Relating to Nucleation and Metastable Precipitation in the Planned Nuclear Waste Repository at Yucca Mountain, Nevada," in *Proceedings of the International Workshop on Conceptual Model Development for Subsurface Reactive Transport Modeling of Inorganic Contaminants, Radionuclides, and Nutrients*, La Posada de Albuquerque, Albuquerque, New Mexico, United States Nuclear Regulatory Commission, Hg., 2006, 4-67 bis 4-70.

- [80] J. L. Palandri und Y. K. Kharaka, "A compilation of rate parameters of water-mineral interaction kinetics for application to geochemical modeling," 2004, doi: 10.3133/ofr20041068. Zugriff am: 9. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://pubs.usgs.gov/publication/ofr20041068>
- [81] J. A. Apps, A. J. Blum und K. M. Krupka, "Nucleation, Precipitation, and Dissolution Processes," in *Proceedings of the International Workshop on Conceptual Model Development for Subsurface Reactive Transport Modeling of Inorganic Contaminants, Radionuclides, and Nutrients*, La Posada de Albuquerque, Albuquerque, New Mexico, United States Nuclear Regulatory Commission, Hg., 2006, 3-11 bis 3-16.
- [82] P. van Cappellen *et al.*, "Incorporating geomicrobial processes in subsurface reactive transport models," in *Proceedings of the International Workshop on Conceptual Model Development for Subsurface Reactive Transport Modeling of Inorganic Contaminants, Radionuclides, and Nutrients*, La Posada de Albuquerque, Albuquerque, New Mexico, United States Nuclear Regulatory Commission, Hg., 2006, 4-79 bis 4-81.
- [83] K. U. Mayer *et al.*, "Challenges in modeling evolving reactivity: Examples from groundwater contamination and remediation studies," in *Proceedings of the International Workshop on Conceptual Model Development for Subsurface Reactive Transport Modeling of Inorganic Contaminants, Radionuclides, and Nutrients*, La Posada de Albuquerque, Albuquerque, New Mexico, United States Nuclear Regulatory Commission, Hg., 2006, 4-95 bis 4-98.
- [84] N. Dopffel, B. A. An-Stepec, J. R. de Rezende, D. Z. Sousa und A. Koerdt, "Editorial: Microbiology of underground hydrogen storage," *Front. Energy Res.*, Jg. 11, 2023, Art. Nr. 1242619. doi: 10.3389/fenrg.2023.1242619. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2023.1242619/full>
- [85] N. Liu, A. R. Kavscek, M. A. Fernø und N. Dopffel, "Pore-scale study of microbial hydrogen consumption and wettability alteration during underground hydrogen storage," *Front. Energy Res.*, Jg. 11, 2023, Art. Nr. 1124621. doi: 10.3389/fenrg.2023.1124621. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2023.1124621/full>
- [86] N. Dopffel, B. A. An-Stepec, P. Bombach, M. Wagner und E. Passaris, "Microbial life in salt caverns and their influence on H₂ storage – Current knowledge and open questions.," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 58, S. 1478–1485, 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.01.334.
- [87] M. Boon, I. Buntic, K. Ahmed, N. Dopffel, C. Peters und H. Hajibeygi, "Microbial induced wettability alteration with implications for Underground Hydrogen Storage," *Sci Rep*, Early Access. doi: 10.1038/s41598-024-58951-6.
- [88] P. Bombach *et al.*, "Systematic microbial risk analysis for European Underground Hydrogen Storage," Isodetect Umweltmonitoring GmbH, Poster DGMK Frühjahrstagung, 2025.
- [89] E. M. Thaysen *et al.*, "Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 151, S. 111481, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111481.
- [90] E. M. Thaysen *et al.*, "Corrigendum to "Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media"," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 173, S. 113039, 2023, doi: 10.1016/j.rser.2022.113039.
- [91] N. Dopffel, "Microbial risks associated with hydrogen underground storage in Europe,"

- [92] N. Dopffel, "Microbial aspects of H₂UGS - What we know in 2025,"
- [93] T. Bultreys, "First observations from BE-HyStore: a pilot study on UHS in a carbonate aquifer used for natural gas storage in Belgium,"
- [94] A. Aftab, A. Hassanpouryouzband, Q. Xie, L. L. Machuca und M. Sarmadivaleh, "Toward a Fundamental Understanding of Geological Hydrogen Storage," *Ind. Eng. Chem. Res.*, Jg. 61, Nr. 9, S. 3233–3253, 2022, doi: 10.1021/acs.iecr.1c04380.
- [95] B. Keßler, "Thermodynamisches Verhalten von Erdgas, Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoff-Mischgasen in Salzkavernen während der unterirdischen Speicherung," Dissertation, Fakultät für Geowissenschaften, Geotechnik und Bergbau, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://inis.iaea.org/records/00c1p-ecj97>
- [96] W. Liu *et al.*, "Investigation on the permeability characteristics of bedded salt rocks and the tightness of natural gas caverns in such formations," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Jg. 35, S. 468–482, 2016.
- [97] G. P. Curtis und J. M. Zachara, "Redox Processes," in *Proceedings of the International Workshop on Conceptual Model Development for Subsurface Reactive Transport Modeling of Inorganic Contaminants, Radionuclides, and Nutrients*, La Posada de Albuquerque, Albuquerque, New Mexico, United States Nuclear Regulatory Commission, Hg., 2006, 3-17 bis 3-22.
- [98] D. Grgic, F. Al Sahyouni, F. Golfier, M. Moumni und L. Schoumacker, "Evolution of Gas Permeability of Rock Salt Under Different Loading Conditions and Implications on the Underground Hydrogen Storage in Salt Caverns," *Rock Mechanics and Rock Engineering*, Jg. 55, Nr. 2, S. 691–714, 2022, doi: 10.1007/s00603-021-02681-y.
- [99] M. Brandt, T. Fabig, E. Kuberus und J. Dirven, "Fast multidyclic storage of hydrogen in salt caverns," *SMRI*, 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://smri.memberclicks.net/assets/docs/Spring2025/Tsession_Papers/09_MP2025S_Brandt.pdf
- [100] A. Warren, A. Purves, A. Acht, H. Wilke und P. Amelung, "Hydrocarbon Contamination of Alternative Storage Media in Converted Oil Caverns," *SMRI*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://smri.memberclicks.net/assets/docs/Abstracts/2023/Spring/MP2023S_Acht.pdf
- [101] Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie, *Auswertung von Mineralöl-Gaschromatogrammen: Handbuch Altlasten*. Wiesbaden, 2005.
- [102] U. Lubenau, P. Kussin und M. Bäuerle, "H₂-Beschaffenheit, Aufbereitung, Messtechnik und volkswirtschaftliches Optimum - H₂Optimum," Bonn, Feb. 2026.
- [103] HengYe Inc, "Hydrogen Production & Purification," 2025. Zugriff am: 11. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://hengyeinc.com/wp-content/uploads/2025/07/HENGYE-Tech.Bulletin-Hydrogen-Purification-smFINAL.pdf>
- [104] M. Mitariten und W. Lind, "The Sorbead™ Quick-Cycle process for simultaneous removal of water, heavy hydrocarbons and mercaptans from natural gas," *Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference*, 2007.
- [105] T. Busch, J. Derichs, T. Klütz, J. Linßen und D. Stolten, "The hydrogen supply chain — A comprehensive literature review incorporating purity analysis," Jülich, Aug. 2025. Zugriff am: 10. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/1018025/files/1018025.pdf>



www.dgmk.de