

Auswirkungen der Einbindung von UGS in die H₂-Infrastruktur auf Gasqualität und potenzielle Auswirkungen auf die Kundenanforderungen

Abschlussbericht



Impressum

Forschungsbericht

Auswirkungen der Einbindung von UGS in die H₂-Infrastruktur auf Gasqualität und potenzielle Auswirkungen auf die Kundenanforderungen

Durchführung

Projektleitung

Udo Lubenau
udo.lubenau@dbi-gruppe.de
T +49 341 2457-160

Antje Fuchs
antje.fuchs@dbi-gruppe.de
T +49 341 2457-154

Kontakt

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH
Freiberg
Halsbrücker Straße 34
D-09599 Freiberg
www.dbi-gruppe.de

Projektpartner

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH
Freiberg

Laufzeit

13.02.2025 bis 31.10.2025

Kurzfassung

Untergrundgasspeicher (UGS) werden eine wichtige Rolle in der Wasserstoff-Infrastruktur spielen. Sie dienen der Versorgungssicherheit und der Pufferung von Bedarfsspitzen. Gleichzeitig sind sie in Verbindung mit Elektrolyseuren in der Lage, Überschussstrom sinnvoll zu speichern.

Allerdings zeichnet sich ab, dass erste Speicher erst um das Jahr 2030 aktiv in das Transportsystem eingebunden werden. Dabei wird es sich um Kavernenspeicher handeln, die im Westen und Norden Deutschlands liegen. Konkret ist die Versorgung der TOTAL Raffinerie in Leuna aus Lingen mit Einbindung des Speichers in Gronau Epe zu nennen. Erst im Zeitraum um 2035 ist mit einer größeren Zahl an Speichern, angenommen werden 5 – 7, zu rechnen. Ein erster Porenspeicher für Wasserstoff wird ca. 2035 in Süddeutschland erwartet.

Kavernenspeicher, die typisch für Deutschland sind, werden auf Grund ihrer Historie Restgase (Erdgas) in den Wasserstoff abgeben. Theoretisch ist in Kavernen eine sehr hohe H₂-Reinheit haltbar, praktisch verhindert das die Vorgeschichte der Kavernen. Aufbereitungen zu einer sehr hohen H₂-Qualität sind möglich, aber momentan an Kavernen nicht geplant.

Die Einbindung von Speichern in die H₂-Transportkette kann zu Fremdgasen im Wasserstoff führen. Entsprechend dem aktuellen Regelwerk sind 2 mol-% Methan, Stickstoff, aber auch CO₂ bzw. Gemische daraus zulässig. Da Pipelines diese Komponenten bzw. Gase nicht freisetzen, kann sich mit den Speichern eine Veränderung der Gasqualität bezüglich dieser Komponenten ergeben. Auch Schwankungen sind möglich, resultierend aus der Zu- und Abschaltung der Ausspeisung aus Speichern.

Damit ergibt sich für Netzbetreiber und deren Kunden die Notwendigkeit, die Bandbreite der Verunreinigungen und Gaszusammensetzung zu berücksichtigen. Dies gilt auch, wenn eigentlich sehr sauberer Wasserstoff z.B. mittels Elektrolyse ursprünglich in das Transportnetz gespeist wurde.

Es sind auch mit 2 mol-% Fremdgas erhebliche Schwankungen der brenntechnischen Kenndaten möglich. Damit könnten nicht nur sensible Anwendungen wie Brennstoffzellen vor Problemen stehen, sondern auch empfindliche Verbrennungsprozesse.

Regulatorisch könnten Schwankungen der brenntechnischen Kenndaten für Wasserstoff der Gruppe A begrenzt werden, dies würde z.B. Brennersteuerungen oder auch notwendige Aufbereitungsprozesse vereinfachen.

Speicher geben auch Spurenstoffe wie Wasser, Schwefelverbindungen und Kohlenwasserstoffe ab. Momentan sind diese aber ebenfalls im Leitungssystem zu finden. Deshalb muss vor sensiblen Kunden ohnehin aufbereitet werden. Mit zunehmender Nutzungsdauer von Pipelines werden diese „sauberer“, die Speicher verbleiben aber als Quelle solcher Verunreinigungen.

Bereits jetzt ist bei der Planung von Kundenanschlüssen die Qualitätsfrage zu beachten. Technisch möglich sind Aufbereitungsschritte bei Bedarf. Möglich wären aber auch eine alternative bzw. direkte Versorgung von Kunden bei Bedarf.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
1 Motivation und Zielsetzung	6
2 Ausgangslage: UGS in der H ₂ -Infrastruktur	7
3 Methodik und Datenbasis	11
3.1 Studien zur Entwicklung der Einbindung von Speichern in das H ₂ -Netz	11
3.2 Speichertypologie und Betriebsmodi	14
3.3 Qualitätsanforderungen und Zielgrößen	15
3.4 Stoffeinträge Obertage	17
3.5 Stoffeinträge Untertage – Einflussfaktoren	18
3.5.1 Porenspeicher	18
3.5.2 Salzkavernen	19
3.6 Mess- und Aufbereitungskonzept am Abgabepunkt	19
3.7 Schwankungsbreite	21
3.8 Unsicherheiten / Sensitivitäten	23
4 Kernergebnisse: Verfügbarkeit, Qualität, Auswirkungen	24
4.1 Gasbestandteile im Wasserstoff	25
4.2 Spurenkomponenten im Wasserstoff	26
5 Implikationen, Maßnahmen und Empfehlungen	27
6 Literatur	28
Anhang	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens untertägiger Gasspeicher in Deutschland (1970 - 2022) [1]	8
Abbildung 2-2: Verschiedene Szenarien für die untertägige Speicherung von H ₂ bis 2045 [1]	8
Abbildung 2-3: Qualitätsrelevante Einflussketten von Speicher bis Netzübergabe [1]	9
Abbildung 4-1: Planung H ₂ -Fluss von Lingen nach Leuna [22]	24

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Übersicht über H ₂ -Speicherprojekte in Deutschland und Österreich	10
Tabelle 3-1:	Vergleich der Szenarien zu Wasserstoffspeichern von NEP (T45-H ₂) [11] und INES-MAHS [12] für die Modelljahre 2035/2037 und 2045.	13
Tabelle 3-2:	Grenzwerte bzgl. der Wasserstoffqualität [17], [18], [19], [20], [21].....	16
Tabelle 3-3:	Qualitätsgrößen, Mess- und Aufbereitungsbezug (Gerüst) am Speicher.....	17
Tabelle 3-4:	Messgrößen, Messorte, Verfahren, Intervalle, Freigabekriterien und zugehörige Aufbereitungsmodule an der Auskopplung von untertägigen H ₂ -Speichern	21
Tabelle 3-5:	Bandbreite brenntechnischer Kenndaten bei Variation des Restgases in Wasserstoff	22
Tabelle 5-1:	Legende der Formelzeichen zur Umrechnung Energie ↔ Volumen.....	31

1 Motivation und Zielsetzung

Neben den Transport- und Verteilnetzen werden die Untergrundgasspeicher (UGS) ein essenzieller Bestandteil der H₂ - Infrastruktur werden. Die Möglichkeit der Speicherung großer Energiemengen stellt den entscheidenden Vorteil gegenüber einer rein strombasierten Energieversorgung dar.

Allerdings ist die Umstellung von UGS auf Wasserstoff zeit- und kostenintensiv, außerdem potenziell mit dem Eintrag von Komponenten (Gasbegleitstoffen, anderen Gasen) in den Wasserstoff verbunden. Gleichzeitig sind die Speicherbetreiber nicht bereit, in „saubere“ Kavernen fremde Komponenten wie Schwefelverbindungen einzutragen.

Für die Abnahme von Wasserstoff aus einem Speicher stellt sich für Versorger die Frage, welche Anforderungen der interessierten Kunden der Wasserstoff aus den Speichern erfüllen soll. Momentan beginnen Gespräche der Versorger mit interessierten Kunden. Dabei sind zwei Dinge essenziell:

1. Versorgungssicherheit mit Wasserstoff
2. Gewünschte Qualität des H₂.

In beide Punkte spielen Speicher hinein. Im Projekt soll zum einen die aktuelle Zeitschiene der Speicherumstellungen dargestellt werden. Momentan kristallisieren sich die real zu erwartenden Projekte heraus und es ist erkennbar, welche Leitungsbereiche bzw. Regionen über H₂-Speicher gepuffert werden können. Zum anderen zeichnen sich die Aufbereitungsschritte ab und die H₂-Qualität, die die Speicherbetreiber anstreben. Dies betrifft neben den Spurenkomponenten (Schwefelverbindungen, höhere Kohlenwasserstoffe) auch das „Restgas“ neben dem Wasserstoff. Diese können maximal 2 Vol.-% betragen und die brenntechnischen Eigenschaften tatsächlich beeinflussen. Die Studie soll sich dazu äußern, ob mit diesen 2 Vol.-% aus Sicht der Speicher tatsächlich zu rechnen ist.

2 Ausgangslage: UGS in der H₂-Infrastruktur

Deutschland richtet Wasserstoff als festen Baustein des Energiesystems aus. Kurzfristig dominieren Erzeugung und Import, mittelfristig entscheidet saisonale Flexibilität über Systemsicherheit und Kosten. Untergrundgasspeicher (UGS) übernehmen dabei drei Rollen:

- Sie glätten fluktuierende Einspeisung,
- Stellen Spitzenlast bereit und
- Sichern Versorgungsrisiken ab.

Gleichzeitig sind Netzanbindung, Genehmigungen und Qualitätsanforderungen die Taktgeber des Hochlaufs.

Der heutige Speicherbestand stammt aus dem Erdgaszeitalter. Zwei Hebel erschließen die Wasserstoffkapazität:

- Die Konversion bestehender Erdgas-UGS, einschließlich der Umwidmung von Ölkavernen, und
- Der Neubau von Salzkavernen mit großem theoretischem Potenzial.

Für Porespeicher ist die Eignung standort- und geologiespezifisch. Entscheidend sind Mischungsprozesse mit Lagerstätten- und Restgasen sowie ein passendes Qualitäts- und Messdesign. Quintessenz: Technik ist vorhanden, der Engpass liegt bei Projekten, Netzknoten und Zulassungen. Die langfristige Entwicklung des Arbeitsgasvolumens zeigt den schrittweisen Ausbau und die heutige Größe der Untergrundspeicherbasis in Deutschland. Sie bildet den infrastrukturellen Ausgangspunkt für die Einbindung von UGS in die H₂-Wertschöpfungskette (Abbildung 2-1).

Seit 2018 hat sich eine belastbare Projektlandschaft formiert. Dazu zählen H₂-UGS, H₂-PoreConv, die Transformationspfade von INES, BVEG und DVGW, mehrere RAG-Vorhaben sowie IPCEI-HENRI. In Deutschland liefern der Energiepark Bad Lauchstädt, H₂CAST Etzel, Epe und HyCavMobil Praxisdaten. International ergänzen HyStock, GeoH2 und weitere Piloten vor allem Befunde zu Qualität und Betrieb. Betreiber bereiten die Umwidmung bestehender Kavernen vor, teils auch von Ölkavernen. Für Mitteldeutschland ist erste H₂-Auslieferung aus Kavernen ab 2029/2030 realistisch. Porespeicher gelten als geeignet, erfordern wegen Durchmischung besondere Aufmerksamkeit.

Parallel steigt der Bedarf. Szenarien bis Mitte der 2040er Jahre lassen den UHS-Bedarf von niedrigen einstelligen TWh in Richtung hoher zweistelliger TWh anwachsen. Die heutige Projektpipeline deckt das nicht ab. Zusätzliche Neubauten und gezielte Konversionen sind nötig, sonst fehlen saisonale Puffer für Elektrolyse, Import und Großverbraucher. Die zeitliche Entwicklung des Speicherbedarfs und die Lücke zwischen dem geplanten Bedarf und aktuellem Stand ist in Abbildung 2-2 dargestellt.

Die räumliche Dimension ist entscheidend. UGS-Cluster wie Etzel, Epe, Bad Lauchstädt, Staßfurt oder Jemgum liegen teils abseits der ersten Ausbaustufe des Wasserstoff-Kernnetzes. Nicht jeder Speicherstandort wird bis 2032 angeschlossen. Daraus folgen regionale Hochlaufpfade: Wo Netz und Speicher früh verbunden sind, können erste Großkunden und Hubs versorgt werden; andernorts verzögern fehlende Anbindungen die Nutzung vorhandener Kapazitäten. Die Kartenfolie mit UGS-Standorten und dem H₂-Kernnetz 2032 illustriert diese räumlichen Unterschiede und Prioritätskorridore (Abbildung 2-3).

Demonstratoren liefern Nachweise für Betrieb und Qualität (Tabelle 2-1), z.B.:

- HyCavMobil in Rüdersdorf zeigt H₂-Betrieb in der Mini-Kaverne und hohe Produktreinheit nach der Speicherpassage.
- H2CAST Etzel bereitet die Umnutzung einer Bestandskaverne für zyklischen Betrieb vor; Material- und Integritätstests sind weit fortgeschritten, der Testbetrieb ist geplant.
- Die Hydrogen Pilot Cavern (HPC) in Krummhörn adressiert als dedizierte H₂-Kaverne Praxisfragen zu Materialen, Komponenten und Betrieb mit Perspektive auf eine spätere Netzanbindung.

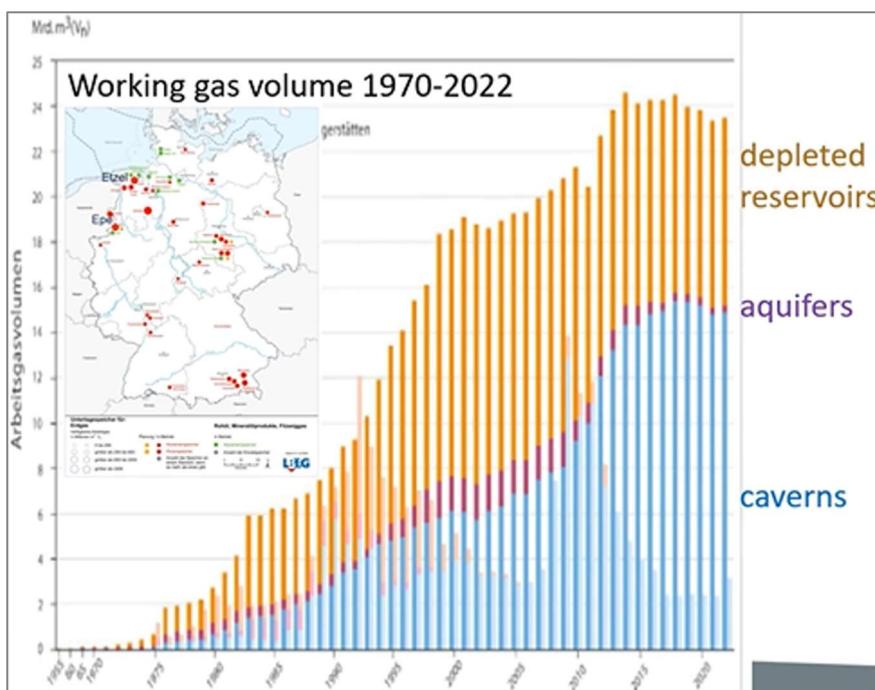


Abbildung 2-1: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens untertägiger Gasspeicher in Deutschland (1970 - 2022) [1]

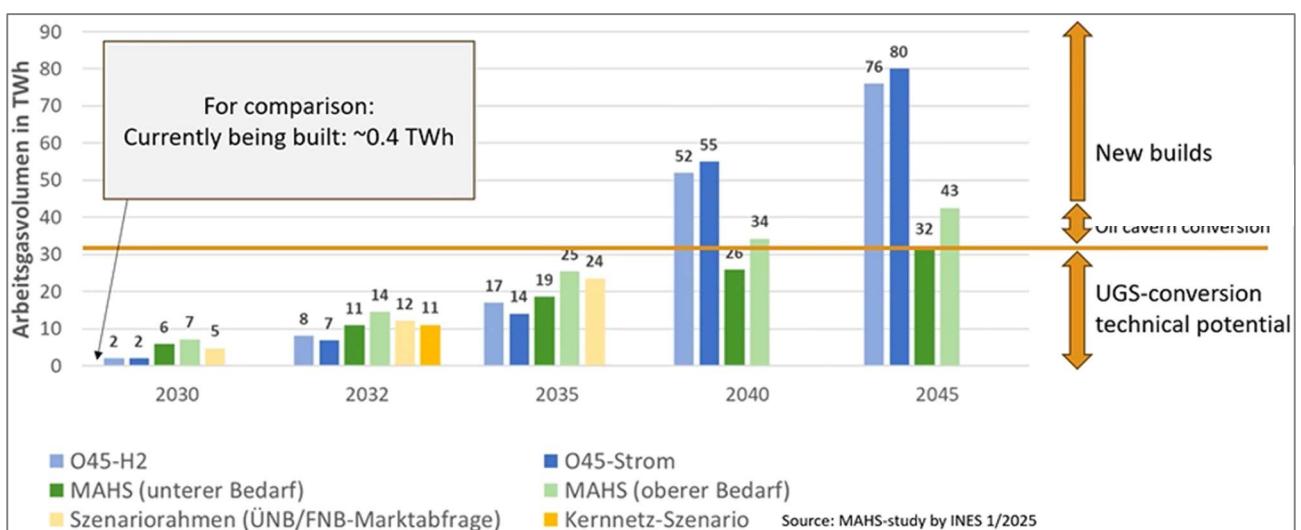


Abbildung 2-2: Verschiedene Szenarien für die untertägige Speicherung von H₂ bis 2045 [1]

Speichereinbindung in das Wasserstoffverteilnetz

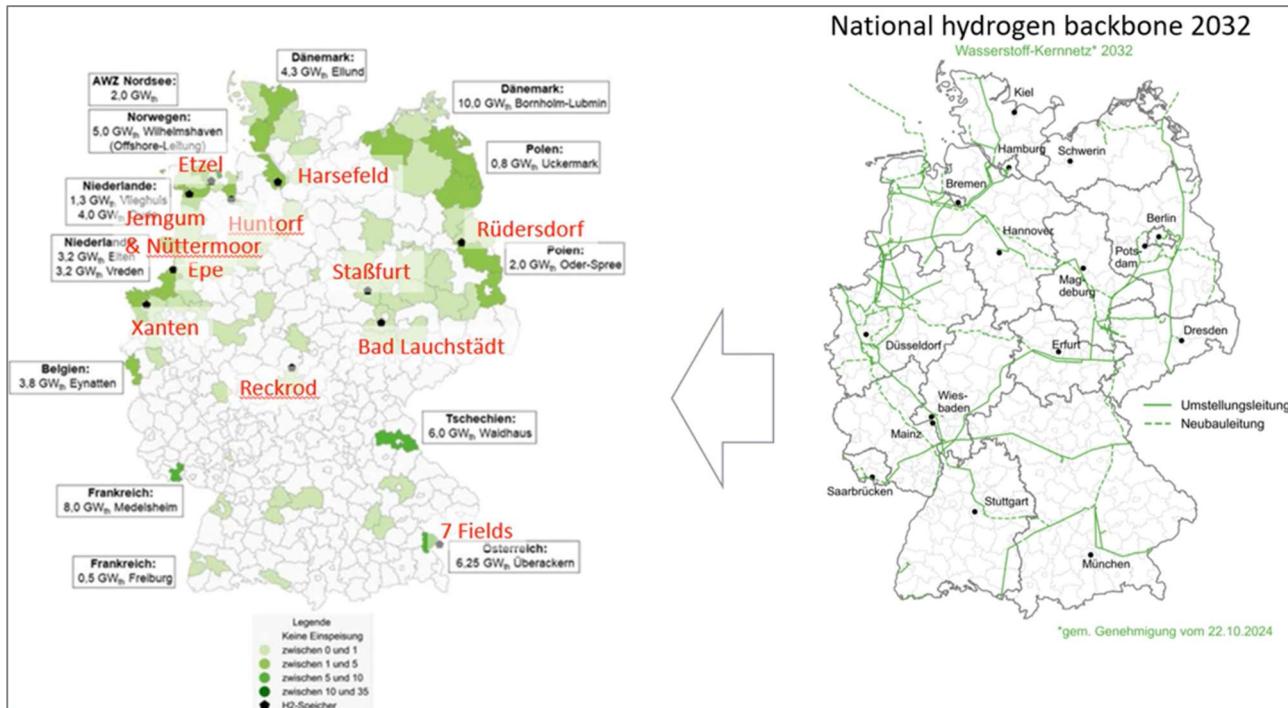


Abbildung 2-3: Qualitätsrelevante Einflussketten von Speicher bis Netzübergabe [1]

Der regulatorische Rahmen prägt Tempo und Auslegung. Zuständig sind die Bergbehörden der Länder. Das Störfallrecht nach Seveso III beeinflusst Standortfragen und Abstände. Die Umstellung von Erdgas auf H₂ ist genehmigungspflichtig, Aspekte der Versorgungssicherheit auch hinsichtlich der weiteren Erdgasversorgung werden geprüft. Für Betreiber bedeutet dies zusätzliche Nachweise. Für Netz und Abnehmer braucht es klare Schnittstellen zu Qualität, Messung und Übergabe.

Zwischenfazit: Das Potenzial ist groß und technisch erschließbar. Engpässe liegen in Netzen, Verfahren und einem planbaren Qualitätsrahmen. Wer Speicher früh in Kernnetz-Korridoren verankert und die Demonstrator-Erkenntnisse skaliert, schafft die Voraussetzung für verlässliche H₂-Verfügbarkeit.

Der Zeitraum für Genehmigung, Umbau und Inbetriebnahme eines H₂-Speichers kann mit ca. 6 Jahren angegeben werden. Somit kann davon ausgegangen werden, dass H₂-Speicherprojekte, die sich nicht bereits in der Genehmigungs- oder Bauphase befinden, nicht vor 2030 in Betrieb gehen werden.

Speichereinbindung in das Wasserstoffverteilnetz

Tabelle 2-1: Übersicht über H₂-Speicherprojekte in Deutschland und Österreich

Projekt	Speichertyp	Spei-cherbe-treiber	Standort	Projekt-Fokus	Laufzeit	H ₂ -Bereit-stellung
HyCAVmobil [2]	Salzkaverne , neu gesolt	EWE	Rüdersdorf	Erforschung + Bewertung v. H ₂ -Speicherung + Qualität des ausgespeisten H ₂	2019 – 2024	
Clean Hydrogen Coastline [3]	Salzkaverne , ehem. Erdgas-Kaverne	EWE	Huntorf	Umrüstung und Anbindung an H ₂ -Infrastruktur	? ¹	Ab Ende 2027 ?
H2CAST [4]	Salzkaverne , ehem. Erdgas-Kaverne	Storag	Etzel	Umrüstung Kaverne inkl. OTA und technischer Betrieb	2022 – 10/2026	Ab 07/2026
RWE Epe H ₂ [5]	Salzkaverne	RWE	Gronau-Epe	1. kommerzieller Großspeicher; Neubau OTA; 2 Kavernen	2022 - 2026	Ab 2027
Kaskade 410 [6]	Salzkaverne , ehem. Ölkaverne	NWKG	Wilhelms-haven-Rüstringen	Bewertung Umrüstung Ölkaverne	2026 – 2027	
EBL	Salzkaverne	VNG	Bad Lauchstädt	Reallabor, gesamte Wert-schöpfungskette grüner H ₂	?	
HPC [7]	Salzkaverne , neu gesolt aus alter Bohrung	Uniper	Krummhörn	Bewertung v. Neubau-Kavernen	2024 – 2026	
Underground Sun Storage [8]	Porenspei-cher (ehem. Erdgaslager-stätte)	RAG Austria AG	Pilsbach, Österreich	Bewertung Speicherung H ₂ -Methan-Gemisch (10/90)	2013 – 2017	
Underground Sun Storage 2030 [9]	Porenspei-cher (ehem. Erdgaslager-stätte)	RAG Austria AG	Rubendorf, Österreich	Bewertung Speicherung 100 % H ₂ ; 2 Speicherzyklen	2023 – 2025	
EUH ₂ STARS [10]	Porenspei-cher (ehem. Erdgaslager-stätte)	RAG Austria AG	Rubendorf, Österreich	Machbarkeits-studien; 4 saiso-nale Speicher-zyklen	2025 – 2029	

¹ ? = Unklarer Status, FID ausstehend

3 Methodik und Datenbasis

Die Arbeit kombiniert eine systematische Auswertung laufender Projekte und Literatur mit Betreiberabfragen. Reallabore und Referenzprojekte liefern empirische Anhaltspunkte zu Qualitäten, Aufbereitungsketten und Messkonzepten. Die Analyse fokussiert drei Fragen:

- Stand der Einbindung der Speicher in Transport-/Verteilnetze,
- zu erwartende H₂-Qualitäten einschließlich Begleitgase sowie
- Auswirkungen auf Endkundenanforderungen.

Die **quantitativen Angaben** in Kapitel 3 stützen sich auf den NEP-Szeniorahmen [11], die INES-MAHS-Ergebnisse [12] und das Weißbuch Wasserstoffspeicher [13]. Diese Quellen liefern konsistente Kapazitäts-, Leistungs- und Systemannahmen. Qualitative Aussagen zu Eintrags-, Mess- und Aufbereitungspfaden basieren auf eigenen Projekterkenntnissen.

3.1 Studien zur Entwicklung der Einbindung von Speichern in das H₂-Netz

Der **Szeniorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) Gas und Wasserstoff 2025** [11] liefert die zentrale Datengrundlage für die Modellierung der künftigen Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland. Er beschreibt den Übergang von der heutigen Erdgaswirtschaft zu einem wasserstoffdominierten Energiesystem bis 2045 und berücksichtigt dabei die schrittweise Integration von Untergrundspeichern in das entstehende Wasserstoffnetz. Die Szenarien T45-Strom, T45-H₂ und T45-RedEff bilden unterschiedliche Transformationspfade ab, die sich in Elektrifizierungsgrad, Wasserstoffbedarf und Infrastrukturentwicklung unterscheiden. Für alle Varianten wird ein deutlicher Ausbau der inländischen Wasserstofferzeugung über Elektrolyse (bis zu 110 GW installierte Leistung) sowie der Speicherinfrastruktur angenommen. Das Arbeitsgasvolumen der H₂-Speicher steigt in den Szenarien auf 70 bis 100 TWh bis 2045, wobei geologische Salzlagerstätten als vorrangige Speicherstandorte identifiziert werden. Parallel werden bestehende Erdgasleitungen und -speicherstandorte in das künftige Kernnetz integriert und technisch auf Wasserstoffbetrieb geprüft. Der Szeniorahmen bildet damit den **methodischen und quantitativen Bezugsrahmen**, innerhalb dessen die Rolle und der Ausbaupfad der Untergrundspeicher als Teil des nationalen Wasserstoffsystems analysiert und in den folgenden Studien hinsichtlich Bedarf und Marktdynamik weiter spezifiziert werden.

Ergänzend zu den Annahmen des Szeniorahmens NEP 2025 zeigt die **INES-MAHS-Studie** (Market Assessment for Hydrogen Storage, 2025) [12] eine **detaillierte Markteinschätzung zu zukünftigen Wasserstoffspeicherbedarfen in Deutschland**. Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass ab 2030 substanzielle Speicherbedarfe entstehen, die bis 2045 auf ein Arbeitsgasvolumen zwischen 32 und 43 TWh anwachsen können. Der zunehmende Einsatz von Wasserstoff in Kraftwerken führt dabei zu einem höheren Speicherumschlag und einem deutlich steigenden Leistungsbedarf. Ab etwa 2035 übersteigt die erforderliche Ausspeicherleistung (bis zu 57 GW) die Einspeicherleistung, da Speicher zunehmend zur Versorgung von Spitzenlastkraftwerken beitragen. Damit liefert die MAHS-Analyse eine operative Ergänzung zum NEP-Rahmen, deren Ergebnisse wiederum in strategische und regulatorische Leitlinien des Weißbuchs überführt werden. Die zentralen Kennwerte zu Arbeitsgasvolumen und Speicherleistungen des NEP und der MAHS-Analyse sind in

Speichereinbindung in das Wasserstoffverteilnetz

Tabelle 3-1 gegenübergestellt. Sie verdeutlichen die weitgehend konsistente, aber unterschiedlich fokussierte Bewertung des künftigen Speicherbedarfs.

Tabelle 3-1: Vergleich der Szenarien zu Wasserstoffspeichern von NEP (T45-H₂) [11] und INES-MAHS [12] für die Modelljahre 2035/2037 und 2045.²

Kennzahl	NEP T45-H ₂ 2037	NEP T45-H ₂ 2045	INES-MAHS 2035/ 2037 (unterer/oberer Bedarf)	INES-MAHS 2045 (unterer/oberer Bedarf)
Arbeitsgasvolumen [TWh]	12	72	19 / 25 (2035)	32 / 43
Arbeitsgasvolumen [Mrd. Nm ³]	4,0 (LHV 3,00)	24,0 (LHV 3,00)	5,37 / 7,06 (HHV 3,54) (2035)	9,04 / 12,15 (HHV 3,54)
Ausspeicherleistung [GWh/h]	24	142	34 / 50 (2037)	43 / 57
Ausspeicherleistung [Mio. Nm ³ /h]	5,8 ⁽¹⁾	34 ⁽¹⁾	9,60 / 14,12 (HHV 3,54) (2037)	12,15 / 16,10 (HHV 3,54)

Das Weißbuch Wasserstoffspeicher [13] konkretisiert die **strategische und regulatorische Einordnung von Wasserstoffspeichern** innerhalb der nationalen Infrastrukturplanung. Es betont, dass Untergrundspeicher eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit und Systemstabilität im künftigen Wasserstoffnetz spielen. Ihre Einbindung wird als Voraussetzung für die großskalige Integration erneuerbarer Energien und den Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsfluktuationen betrachtet. Das Weißbuch verweist auf den steigenden Speicherbedarf im Zuge des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft und bestätigt die in NEP 2025 und INES-MAHS identifizierten Kapazitätserfordernisse von mehreren Dutzend Terawattstunden Arbeitsgasvolumen bis 2045.

Besonderes Augenmerk liegt auf der **technischen Umrüstung bestehender Erdgas-UGS und der Entwicklung geeigneter Standards für Wasserstoffbetrieb**. Dabei werden Fragen zur Gasqualität, Materialverträglichkeit und Messinfrastruktur hervorgehoben. Zudem fordert das Weißbuch [13] eine klare rechtliche Verankerung von Wasserstoffspeichern im Energiewirtschaftsrecht, um Investitionssicherheit zu schaffen und eine koordinierte Netz- und Speicherplanung zu ermöglichen. Es schlägt vor, Speicher als integralen Bestandteil des entstehenden Wasserstoffkernnetzes zu behandeln und ihre systemische Funktion bei der Netzstabilisierung sowie der saisonalen Flexibilisierung explizit in zukünftige Planungsinstrumente einzubeziehen. Damit ergänzt das Weißbuch die technischen und marktorientierten Perspektiven von NEP 2025 und INES-MAHS um eine regulatorische und strategische Dimension.

Im **Szenariovergleich** zeigt sich, dass die Ergebnisse von NEP, INES-MAHS und Weißbuch [11], [12], [13] konsistent auf einen deutlichen Ausbau der Speicherinfrastruktur bis 2045 verweisen. Während die **bestehenden Planungen bis 2035 als robust** gelten, bestehen für die Zeit danach größere Unsicherheiten aufgrund variabler Einspeiseprofile und regulatorischer Anpassungserfordernisse. Alle drei Studien betonen die Notwendigkeit einer koordinierten Netz- und Speicherplanung, um Kapazitäts- und Qualitätsanforderungen effizient umzusetzen. Damit ergibt sich ein geschlossenes Bild, in dem Untergrundspeicher als flexible Puffer und systemkritische Elemente eines zunehmend fluktuierenden Wasserstoffsystems hervortreten.

² Werte auf LHV = 3,00 kWh/Nm³ umgerechnet (Faktor 0,848). Normbedingungen 0 °C, 1,013 bar; 600 h Ansatz.

3.2 Speichertypologie und Betriebsmodi

Im Hinblick auf die Gasqualität und potenzielle Auswirkungen auf die Kundenanforderungen werden zur untertägigen Speicherung von Wasserstoff folgende Speichertypen unterschieden:

Neu gesolte Salzkavernen mit Stickstoffblanket. Die Lösung wird durch ein N₂-Blanket begleitet, um Oxidation und Einträge aus der Umgebung zu minimieren. Qualitätsrelevant sind Restfeuchte aus Sole/Sole-Sumpf, Salzaerosole sowie verbliebener Stickstoff aus dem Deckgas. Der Übergang in den H₂-Betrieb erfolgt über definierte Ausspül- und Inbetriebnahmephasen, anschließende Produktgas-Trocknung (Taupunktführung an der Übergabestelle) und Dichtheits-/Integritätsnachweise.

Umgewidmete Erdgaskavernen, die mit Dieselblanket gesolt wurden. Vor der Erstbefüllung mit Wasserstoff stehen die Konditionierung (Vorbehandlung) der Kaverne, Spülfahrten und Restsoleräumung im Vordergrund; die Produktgas-Trocknung erfolgt in der Oberageanlage am Abgabepunkt. Ziel ist die Reduktion höherer Kohlenwasserstoffe (C₂₊) und Additive aus dem Diesel. In den ersten Zyklen sind engmaschige Analysen von H₂O-Taupunkt, Gesamtschwefel und C₂₊ zweckmäßig. Werkstoff- und Dichtheitsprüfungen schließen die Umwidmung ab.

Umgewidmete Erdgaskavernen, die mit Rohölblanket gesolt wurden. Gegenüber Diesel ist mit breiter verteilten Kohlenwasserstofffraktionen zu rechnen. Neben Konditionierung und Trocknung ist auf mögliche aromatische Komponenten und Schwefelverbindungen zu achten. Clean-up-Fahrpläne sollten längere Spül- und Trocknungsphasen berücksichtigen. Nach erfolgter Stabilisierung kann der Aufbereitungsbedarf sinken, bleibt aber zyklusabhängig.

Umgewidmete Rohölkavernen. Historisch bedingte Ölfilme und Adsorbate an Kavernenwänden sind die Hauptquelle höherer Kohlenwasserstoffe im Gassystem. Die Inbetriebnahme kann eine abgestufte Vorgehensweise mit Konditionierung und Spülfahrten erfordern; die Produktgasaufbereitung in der Oberageanlage ist aufwändiger.

Umgewidmete Dieselkavernen. Die Prozessschritte entsprechen denen bei Rohölkavernen, fokussieren jedoch die Entfernung dieseltypischer Fraktionen und Additive. Nach der Stabilisierungsphase fallen organische Spuren typischerweise rasch, wobei dies von der Fahrweise der Kaverne abhängt.

Ausgeförderte Erdgaslagerstätten. Für die Qualitätsführung ist die Lithologie des Reservoirs maßgeblich. In Sedimentgestein strömt das Gas überwiegend durch den Porenraum der Gesteinsmatrix, was zu gleichmäßigerer, aber langsamerer Vermischung führt; in Karbonatgestein dominiert häufig kluftdominierter Fluss mit heterogenen, sprunghaften Fließwegen. In beiden Fällen sind Mischungen mit Restgasen (CH₄, N₂, CO₂) und Wechselwirkungen mit Formationswasser zu erwarten; Karbonate erfordern wegen sprunghafter Fließwege oft engere Mess- und Steuerintervalle.

Neu zu entwickelnde Aquifere. Die hydraulischen Anforderungen entsprechen denen von Porenspeichern, eine Gasvorgeschichte fehlt. Für den H₂-Betrieb sind hohe Porosität/Permeabilität, ein durchgängiges Deckgebirge sowie abgesicherte hydrogeologische Randbedingungen (Druckregime, Zufluss/Abstrom) nachzuweisen. Qualitätsseitig stehen Feuchte, gelöste Gase, geochemische Reaktionen und potenzielle mikrobielle Prozesse im Fokus; Aufbereitung und Monitoring sind ab Inbetriebnahme eng zu führen. Aktuell ist nicht bekannt, dass ein Speicherbetreiber die Anlegung eines neuen Aquiferspeichers plant.

Betriebsmodi und Qualitätsrelevanz. Salzkavernen ermöglichen hohe Leistungsgradienten und kurze Zyklen; qualitätsbestimmend sind Anfahr-/Stabilisierungsphase, Taupunktführung und das Management werkstoff-/historiebedingter Spuren. Porenspeicher und Aquifere bedienen überwiegend saisonale Fahrweisen mit längeren Kontaktzeiten, daraus resultieren breitere Qualitätsbandbreiten. Inwieweit eine Abtrennung des Methans vom Wasserstoff zum Erreichen der 98-mol%-Grenze notwendig ist (z. B. PSA/VTSA/Membran zusätzlich zu Trocknung und Entschwefelung) ist speicherabhängig. Für alle Speichertypen gelten definierte Fahrpläne, ein Messkonzept an Auskopplung und Netzübergabe sowie modular aufgebaute Aufbereitung als zentrale Hebel der Produktqualität.

Aktueller Nutzungsstand und Technologiereifegrad (TRL). Untertage-Wasserstoffspeicher befinden sich

je nach Typ auf unterschiedlichen Reifestufen. Der TRL von **Salzkavernen** 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 [14], [15]. Die Nutzbarkeit von **Porenspeichern** zur Speicherung von Wasserstoff in ausgeforderten Erdgaslagerstätten sind durch Projekte wie Underground Sun Storage (USS) und Underground Sun Storage 2030 (USS 2030) der österreichischen RAG prinzipiell nachgewiesen, so dass der TRL auf 7 angehoben wurde. Die RAG als Betreiber von Porenspeichern selbst sieht das Level auf dem TRL 9, wobei aus unserer Sicht und der Sicht weiterer Forschungsstellen noch Unsicherheiten bei der Restgasdurchmischung, geochemischen und mikrobiologischen Effekten sowie der Nachweis stabiler Produktqualität im Feld [16] bestehen.

Der Spezialfall saline **Aquifere** befinden sich überwiegend im TRL 2 – 3; hier dominieren Eignungsnachweis, Modellierung und konzeptionelle Auslegung [14], [15].

Die Konsequenz: kurz- bis mittelfristig ist mit Kapazitätsbeiträgen vor allem aus Kavernen zu rechnen. Bei den Kavernen wird es sich primär um ehemalige Erdgaskavernen handeln. In Norddeutschland werden auch Öl- bzw. Dieselkavernen auf H₂ umgestellt werden. Gespräche ist zu entnehmen, dass dies eher als erwartet erfolgen kann, da der Speicherbedarf für diese Flüssigprodukte abnimmt. Porenspeicher erweitern das Spektrum mit zunehmender Feldreife, eine realistische Zeitschiene der Nutzung dieser für H₂ ist nicht sicher zu benennen. Allerdings sollte mit den ersten Porenspeicher für H₂ Mitte der 2030er-Jahre in Süddeutschland zu rechnen sein. Aquifere bleiben noch im Entwicklungsfeld.

3.3 Qualitätsanforderungen und Zielgrößen

In der nachfolgenden Tabelle 3-2 sind die Anforderungen an 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“ oder „Begleitgase“. 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.

Einige der Komponenten sind für Speicherbetreiber nicht relevant, da sie nicht in über die Speicherstruktur oder die Oberflächenanlage eingetragen werden. Dies betrifft Helium, Argon, CO und Ammoniak.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick, welche Komponenten messtechnisch kontrolliert werden sollten. Es sind auch Messungen vorzusehen, die nicht in Zusammenhang mit einem vorhandenen Aufbereitungsschritt stehen. So ist eine H₂S-Messungen empfehlenswert, auch wenn möglicherweise auf eine Entschwefelung verzichtet wird.

Eine Trocknung ist grundsätzlich am Speicher vorzusehen, Entschwefelung und Kohlenwasserstoff-Abscheidung werden bedarfsabhängig zugeschaltet. Die Wasserstoff-Anreicherung z.B. mittels PSA oder Membran ist primär bei Porenspeichern/Aquiferen relevant, wenn Restgasanteile den Zielkorridor überschreiten.

Speichereinbindung in das Wasserstoffverteilnetz

Tabelle 3-2: Grenzwerte bzgl. der Wasserstoffqualität [17], [18], [19], [20], [21]

Parameter	DVGW G 260 H ₂ , Gruppe A	DVGW G 260 H ₂ , Gruppe D	In Diskussion [21]	DIN CEN/TS 17977
Wasserstoff	≥ 98 mol-%	≥ 99,97 mol-%	≥ 99,5 mol-%	≥ 98 mol-%
Nicht H ₂ -Gase		300 µmol/mol	< 0,5 mol-%	
Wasser (H ₂ O)	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 (CH ₄)		100 µmol/mol	< 0,5 mol-%	
Sauerstoff (O ₂)	0,001 mol-% 1 mol-%	5 µmol/mol	< 10 µmol/mol	0,001 mol-% 1 mol-%
Helium (He)		300 µmol/mol		
Stickstoff (N ₂)		300 µmol/mol	< 0,5 mol-%	≤ 2 mol.-%
Argon (Ar)		300 µmol/mol		
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	2 mol-%	2 µmol/mol	< 10 µmol/mol	< 20 µmol/mol
Kohlenstoffmonoxid (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

Tabelle 3-3: Qualitätsgrößen, Mess- und Aufbereitungsbezug (Gerüst) am Speicher

Messgröße	Zweck/Bezug	Primäre Einflussquellen	Aufbereitungsmodul	Messort	Frequenz der Messung
H ₂ -Gehalt	Reinheit / Heizwert, Netzübergabe	Restgasdurchmischung (CH ₄ / N ₂ / CO ₂), Obertage-Leckage	Ggf. H ₂ -Anreicherung (PSA / VTSA / Membran)	Übergabepunkt	Kontinuierlich
H ₂ O-Taupunkt	Korrosions-/Betriebsschutz, Messtechnik	Restfeuchte, Adsorber-Durchbruch	Trocknung (Adsorption)	Übergabepunkt	Kontinuierlich
Gesamt-S	Unterage: Werkstoff-/Katalysatorschutz	Geochemie / Mikrobiologie; Obertage: Öle / Additive	Entschwefelung	Vor und nach Entschwefelung	Kontinuierlich
O ₂	Explosions-/Korrosionsgrenzen	Luftzutritt, Material / Leaks	(Ursachenbe seitigung)	Übergabepunkt	Kontinuierlich
CO ₂	Verdünnung, Korrosion	Restgas, geochemische Reaktionen	Ggf. Anreicherung / Abtrennung	Übergabepunkt	Kontinuierlich
CH ₄	Verdünnung, Wobbe / Verbrennung	Restgas aus Porenraum / Altgas	Ggf. Anreicherung / Abtrennung	Übergabepunkt	Kontinuierlich
N ₂	Verdünnung, Zünd-/Flammparameter	Deckgas-Residuals, Restgas	Ggf. Anreicherung / Abtrennung	Übergabepunkt	Kontinuierlich
ΣC2+	Brennwert / Wobbe, Ablagerungen	Historie (Öl / Diesel), Werkstoffe / Additive	KW-Abscheidung (Aktivkohle / Kieselgel)	Übergabepunkt	Komponenten-abhängig

3.4 Stoffeinträge Obertage

Potenziellen Eintragspfaden entlang der Obertage-Prozesskette werden die erforderlichen Mess- und Aufbereitungsmaßnahmen am Abgabepunkt gegenübergestellt. Ziel ist eine stabile Produktgasqualität an Auskopplung und Netzübergabe.

In **Verdichterstufen** entstehen Risiken durch Ölmitnahme bei geschmierten Aggregaten und durch Luftzutritt; thermische Randbedingungen sind zu berücksichtigen. Technische Gegenmaßnahmen sind ölfreie Verdichter bzw. geeignete Filtrations-/Reinigungsstufen wie einfache Adsorber [14], [15].

Bei der **Gastrocknung** mittels Glykol resultieren Einträge in das Gasnetz prinzipbedingt. Die Trocknung erreicht ca. 20 – 30 mg/m³ als untere Grenze, so dass Spuren an Wasser im Wasserstoff verbleiben. Bei glykolbasierten Trocknungen ist der Mitriss von Absorptionsmittel zu berücksichtigen [14]. Zur Begrenzung

dieser Effekte dienen Abscheider, die Gastrocknung ist bei möglichst niedrigen Gastemperaturen zu fahren. Wird mittels Molsieb oder Kieselgel getrocknet, fallen die Restwassergehalte auf < 5 mg/m³.

Entschwefelungsstufen adressieren H₂S und ggf. leichte Kohlenwasserstoffe, da die Adsorbentien auch Kohlenwasserstoffe adsorbieren. Ihre Notwendigkeit hängt von der tatsächlichen Gaszusammensetzung ab [15]. Feuchtigkeit beeinflusst die Leistungsfähigkeit vieler Sorbentien, daher ist eine gezielte Feuchtesteuerung vor der Entschwefelungseinheit erforderlich.

Höhere Kohlenwasserstoffe (C₂₊) können aus der **Anlagenhistorie** oder aus **Hilfs- und Betriebsstoffen** stammen. Filtrations- und Adsorptionsverfahren in Kombination mit Differenzdrucküberwachung mindern das Risiko von Durchbrüchen und Ablagerungen.

Die **H₂-Aufbereitung mittels** PSA wird nur eingesetzt, wenn Restgasanteile die Zielwerte überschreiten. Dabei kann es zu Überschneidungen zwischen Produkt- und Abgasströmen kommen, durch die geringe Mengen an Begleitgasen oder Wasserstoff unbeabsichtigt übertragen werden [14], [15]. Eine solche PSA wird aktuell von keinem Speicherbetreiber geplant, so dass es hier um eine theoretische Aussage handelt.

Luftzutritt würde zu O₂- und N₂-Einträgen führen. Kritische Stellen sind Dichtungen und Armaturen. Lecksuche und O₂-Überwachung sind feste Bestandteile der Monitoring-Konzepte [15]. Momentan sind die Speicher nachweislich in der Lage, sauerstofffreies Erdgas zu übergeben, so dass die Anlagen als gasdicht eingestuft werden können und keine Quelle für den Lufteintrag darstellen.

3.5 Stoffeinträge Untertage – Einflussfaktoren

Die Eintragspfade und Veränderungsmechanismen im Untergrund werden systematisch erfasst und ihrer Relevanz für die Produktgasqualität an Auskopplung und Netzübergabe zugeordnet. Aufgrund der unterschiedlichen Dynamik in Porenspeichern und Salzkavernen wird eine entsprechende Unterteilung vorgenommen.

3.5.1 Porenspeicher

Restgas-Durchmischung. In Porenspeichern entstehen Mischzonen zwischen H₂ und im Porenraum verbleibenden Gasen wie CH₄, N₂ und CO₂. Das Ausmaß und die Persistenz dieser Gase hängen von Porosität/ Permeabilität, Kontaktflächen, Druckführung und Zyklisierung ab und führen in den ersten Zyklen zu variablem H₂-Gehalten.

Transportregime. In siliziklastischen Reservoirn dominiert die Strömung durch den Porenraum mit relativ gleichmäßiger, aber langsamer Ausmischung. Karbonatische Reservoir zeigen dagegen häufig einen kluftdominierten Fluss mit heterogenen, sprunghaften Fließwegen und entsprechend breiteren Qualitätsbandbreiten.

Geochemie. Der Kontakt von Wasserstoff (fungiert als Elektronendonator) mit dem Formationswasser und reaktiven Mineralphasen (Elektronenakzeptoren) kann abiotische Redoxreaktionen, CO₂-Freisetzung/-Bindung über Karbonatgleichgewichte, pH-Wert-Verschiebungen sowie Adsorptions-/Desorptionsprozesse auslösen. Die Ausprägung hängt von der Art und der Menge reaktiver Minerale und verfügbaren Reaktionsoberflächen, pH-Wert/Redoxpotential, Temperatur und Partialdrücken (z.B. CO₂, H₂S) ab. Die daraus entstehenden Effekte sind abhängig von der Lithologie und vom Standort.

Mikrobiologie. Bei ausreichend vorhandener wässriger Phase (benetzte Oberflächen/Kapillarwasser) und passenden Elektronenakzeptoren sind mikrobielle Prozesse möglich. Dazu zählen Methanogenese, Sulfatreduktion und Homoacetogenese. Die Relevanz und Kinetik dieser Prozesse sind standortspezifisch und u.a. von Temperatur, pH-Wert, Salinität, Nährstoffangebot und Wasseraktivität abhängig.

Feuchte/Taupunktbezug. Feuchtepfade entstehen durch Gas-Wasser-Kontakt im Porenraum und erhöhen den Wassergehalt des ausgespeicherten Gases.

3.5.2 Salzkavernen

Neu gesolte Kaverne mit N₂-Blanket. Geringe Stickstoffreste können kurzzeitig im Wasserstoff verbleiben. Der wesentliche Feuchteintrag entsteht durch den Kontakt des Gases mit der Sole oder dem Solesumpf. Für eine stabile Gasqualität sind definierte Ausspül- und Inbetriebnahmephasen sowie eine gezielte Taupunktüberwachung und Trocknung in der obertägigen Aufbereitung erforderlich.

Umgewidmete Erdgaskaverne. In den ersten Betriebszyklen bestimmen Übergangseffekte zwischen Restgas bzw. Kissengas und Wasserstoff die Zusammensetzung. Durch geregelte Spül- und Stabilisierungssequenzen lässt sich der Wasserstoffgehalt rasch auf ein stabiles und geringes Niveau bringen. Die Feuchte wird obertägig über eine geeignete Trocknung reduziert.

Umgewidmete Rohöl-/Dieselkaverne. Rückstände aus früherer Nutzung – etwa Ölfilme oder Adsorbate – sind Hauptquellen für höhere Kohlenwasserstoffe. Für den Wasserstoffeinsatz sind daher gründliche Ausspül- und Vorbehandlungsmaßnahmen sowie eine erweiterte Gasaufbereitung erforderlich, um Kontaminationen durch Kohlenwasserstoffe zu minimieren.

Geochemie. In Salzkavernen dominiert ein salines System mit geringem Anteil reaktiver Mineraloberflächen. Abiotische Redoxreaktionen spielen daher eine untergeordnete Rolle. Qualitätstreibend sind Gas-Sole-Gleichgewichte (v.a. H₂/H₂O), Feuchteübertrag und Salzaerosole aus dem Solesumpf. CO₂/H₂S werden nur relevant, wenn sie als Altgas oder über Einträge vorliegen. Werkstoffseitig sind Chloridaktivität, pH-Wert und Ionenstärke der Sole maßgeblich.

Mikrobiologie. Ohne wässrige Phase mit ausreichender Wasseraktivität und aufgrund der hohen Salinität ist die mikrobielle Aktivität in Kavernen stark eingeschränkt. Relevanz entsteht v.a. dort, wo Wasser oder Sole in Kontakt mit dem Gas steht (Solesumpf, benetzte Wandbereiche, Aerosole/Filme) oder sich Restflüssigkeiten im Kavernenhohlraum befinden. Temperaturfenster und Elektronenakzeptoren steuern das Risiko von mikrobiologischen Reaktionen standortspezifisch.

Feuchte/Taupunkt. Der Gas-Sole-Kontakt stellt die wichtigste Quelle für Feuchteintrag dar. Die Taupunktführung erfolgt obertägig über Adsorptionstrocknung und kontinuierliches Monitoring.

3.6 Mess- und Aufbereitungskonzept am Abgabepunkt

Ziel ist ein robustes, modular erweiterbares Konzept, das die geforderte Produktgasqualität an der Oberageanlage zuverlässig erreicht und nachweist.

Kernmessgrößen an der Übergabestelle sind der H₂-Gehalt (bzw. die Gaszusammensetzung), Schwefelverbindungen, O₂-Gehalt und der H₂O-Taupunkt in kontinuierlicher Überwachung. Messpunkte sind vor und nach der Aufbereitung und – falls erforderlich – unmittelbar vor der Netzübergabe gesetzt.

Die Aufbereitung ist als Baukasten ausgelegt. Unumgänglich ist die Trocknung. Je nach Belastungsbild folgt die Entschwefelungsstufe, z.B. ZnO-basierte oder imprägnierte Sorbentien. Die momentanen Anlagenplanungen beinhalten fast immer eine Entschwefelung an den Kavernen, da die mikrobiologische H₂S-Erzeugung auch in Kavernen möglich ist. In allen untersuchten Kavernen, konkret der untenstehenden Sole, wurde in einem europäischen Verbundprojekt vorhandene Mikrobiologie nachgewiesen.

Damit fokussiert sich die Aufbereitung an den Kavernen auf die **Spurenkomponenten** Wasser und Schwefel. Je nach Aufbereitung variieren die Restkonzentrationen. Es wird die Einhaltung der Qualität Gruppe A angestrebt, so das Spuren von Wasser und H₂S im Wasserstoff verbleiben können.

Stufen zur Abscheidung höherer Kohlenwasserstoffe – typisch Koaleszer mit nachgeschalteter Aktivkohle bzw. Zeolith – sind denkbar. Dies wird vor allem ehemalige Diesel- oder Ölkavernen und ehemalige Erdgaslagerstätten betreffen.

Die aktuellen Projekte planen **keine Abtrennung von Begleitgasen** wie Methan oder Stickstoff mittels PSA. Damit wird aus umgestellten Kavernen ein Wasserstoff mit Restmethan ausgespeist und verteilt. Der Methananteil wird < 2 mol-% bleiben, aber Kavernen- und zeitabhängig variieren. Bei neu errichteten Kavernen ist Stickstoff das Restgas.

Bei erhöhten CH₄/N₂/CO₂-Anteilen, wie sie insbesondere in Porenspeichern auftreten können, wird eine H₂-Aufbereitung mittels PSA vorgesehen. Trocknung und Entschwefelung sind notwendig, um Restspuren auf Spezifikationsniveau zu senken. Unterschiede im Aufbereitungsbedarf zwischen Salzkavernen und Porenspeichern sind damit:

- Für Porenspeicher steht die Option H₂-Anreicherung durch Methanabtrennung und ein engeres Monitoring in den ersten Zyklen im Vordergrund;
- mit N₂-Blanket neu gesolte Kavernen fokussieren auf die Kontrolle verbleibender N₂-Anteile und konsequente Taupunktführung;
- umgewidmete Öl-/Dieselkavernen priorisieren ΣC2+-Reduktion und ggf. Schwefel-Entfernung.

Die Betriebsführung unterscheidet Anfahr-/Stabilisierungsphase und Regelbetrieb. In der frühen Phase gelten eng geführte Mess- und Schaltpläne mit dokumentierten Schwellen für Bypass und Stufenzuschaltung. Die Freigabe der Produktgasqualität erfolgt nach stabiler Einhaltung des Zielkorridors am Übergabepunkt, danach werden Messintervalle auf Regelbetrieb umgestellt. Eine Eskalationsmatrix legt Maßnahmen bei Grenzwertverletzungen fest: Ursachenanalyse, Lecksuche, Anpassung der Fahrweise, Regeneration oder Wechsel von Adsorbentien, Zuschalten zusätzlicher Stufen bis hin zur temporären Liefereinschränkung.

Die Zeitdauer der „Stabilisierungsphase“ eines Speichers lässt sich momentan nicht definieren. Hinsichtlich der Umstellung von Kavernen lässt sich aber folgendes festhalten:

- Die Umstellung erfolgt durch Einsatz von Wasser bzw. Sole, um das Resterdgas zu verdrängen. Anschließend wird das Wasser mittels Wasserstoff verdrängt.
- Die Quellen des Restgases der Kavernen sind identifiziert. Es handelt sich um Einschlüsse (Hintersolungen), Rückdiffusion aus dem Salz und in der Sole gelöstes Erdgas.
- Diese Mengen können grob abgeschätzt werden, auch wenn sie kavernenspezifisch und druckabhängig sind. Beispielrechnungen ergaben, dass 1 – 2 Vol.-% des Gases in der H₂-Kaverne Resterdgas wären. Bei dieser Größenordnung kann eine H₂-Konzentration von > 98 mol-% gewährleistet werden.
- Das Resterdgas nimmt mit jedem Befüll- und Entleerungszyklus ab, so dass der H₂-Gehalt steigt.

Durch technische Maßnahmen wie z.B. Spülung des oberen Bereiches der Kaverne mit H₂ kann der Restgasgehalt weiter gesenkt werden. Unbekannt ist auch die Geschwindigkeit der Rückdiffusion des Methans aus der Salzstruktur. Ist dies ein langsamer Prozess, würde der Methananteil im H₂ geringer sein, dafür aber länger nachweisbar bleiben.

Dies Unsicherheiten führen dazu, dass seitens der Kavernenbetreiber Qualitätsgarantien eher niedriger bei ≥98 mol-% angesetzt werden.

Tabelle 3-4: Messgrößen, Messorte, Verfahren, Intervalle, Freigabekriterien und zugehörige Aufbereitungsmodule an der Auskopplung von untertägigen H₂-Speichern

Messgröße	Messort	Verfahren	Intervall	Freigabe-kriterium	Zugehöriges Aufbereitungsmodul
H ₂ -Gehalt	Ausgang UGS; vor/nach Aufbereitung	Prozess-GC (GC/TCD)	kontinuierlich (online)	Reinheit im Zielband	PSA/Membran
H ₂ O-Taupunkt	Ausgang UGS; vor/nach Trocknung	TDLAS/Hygrometer	kontinuierlich (online)	stabil < Ziel-Taupunkt	Glykol- oder Adsorptionstrocknung (Molsieb)
Gesamt-S (inkl. H ₂ S/COS/Mercaptane)	Ausgang UGS; ggf. vor Aufbereitung	UV-Fluoreszenz oder GC-S	zyklisch; eng in Anfahrphase	unter Zielwert Gesamt-S	Entschwefelung (ZnO/imprägnierte Medien)
O ₂	Auskopplung; vor Netzübergabe	Paramagnetisch/ elektrochemisch	kontinuierlich (online)	unter O ₂ -Zielwert; kein Trend	Ursachenbeseitigung (Leckage),
CO ₂	Ausgang UGS	Prozess-GC (GC/TCD)	kontinuierlich (online)	unter Zielband	PSA/Membran
CH ₄	Ausgang UGS	Prozess-GC (GC/TCD)	kontinuierlich (online)	unter Zielband	PSA/Membran
N ₂	Ausgang UGS	Prozess-GC (GC/TCD)	kontinuierlich (online)	unter Zielband	PSA/Membran
ΣC ₂ +	Vor und nach Reinigung	GC/FID	kontinuierlich (online)	unter Zielwert ΣC ₂ +	Koaleszer + Aktivkohle/Zeolith
Aerosole/Partikel	Ausgang UGS	Druckdifferenz	zyklisch; zustandsbasiert	unter Zielwert	Koaleszer/ Feinfiltration

3.7 Schwankungsbreite

Bei **H₂ Gruppe A nach DVGW G 260 (≥ 98 mol-% H₂)** darf der 2 %-Rest aus Komponenten wie CO₂, N₂, CH₄ bestehen. Der Anteil dieser Begleitgase verschiebt Brennwert, Dichte und damit den **Wobbe-Index** spürbar.

Momentan gehen die Speicherbetreiber davon aus, diesen 2 mol-% Spielraum zu benötigen, um keine Gasaufbereitungsanlage (PSA) zur Einhaltung der Garantiewerte zu installieren.

Die resultierenden Bandbreiten der brenntechnischen Kennwerte für typische Restgas-Varianten sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 3-5: Bandbreite brenntechnischer Kenndaten bei Variation des Restgases in Wasserstoff

Szenario	Brennwert Hs (MJ/Nm ³)	Relative Dichte (pr)	Dichte (kg/Nm ³)	Wobbe Ws (MJ/Nm ³)
Wasserstoff	12,75	0,069	0,0899	48,36
98 % H ₂ + 2 % CO ₂	12,50	0,0986	0,1274	39,79
98 % H ₂ + 2 % N ₂	12,50	875	0,1131	42,23
98 % H ₂ + 2 % CH ₄	13,29	793	0,1025	47,20
prozentuale Abweichung der Werte von 100 mol-% Wasserstoff				
98 % H ₂ + 2 % CO ₂	-2,07	21,74	21,00	-9,55
98 % H ₂ + 2 % N ₂	-2,06	5,65	3,92	-4,44
98 % H ₂ + 2 % CH ₄	4,18	-6,23	-4,97	5,80

Enthält der Wasserstoff CO₂, resultieren starke Abweichungen der Dichte und entsprechend des Wobbe-Index von den Werten bei reinem Wasserstoff. Bei Stickstoff und Methan verändern sich die brenntechnischen Kenndaten weniger stark.

Anzumerken ist, dass Art, Konzentration und Zusammensetzung der **Begleitgase** zum Wasserstoff aus einem Speicher sich verändern können. Wird festgelegt, dass im Netz zur Berücksichtigung der Speicher der Mindestgehalt an Wasserstoff 98 mol-% betragen muss, ergeben sich verschiedene Mischungsoptionen:

- Es können Gase in den Speicher eingetragen werden (z.B. N₂), was sich vom Restgas im Speicher unterscheidet (z.B. Methan).
- Der Restgasanteil wird mit steigender Zahl der Entleerungszyklen abnehmen.
- Mit Einbindung weiterer Kavernen kann der Restgasanteil wieder ansteigen.
- Bei den später relevanten Porenspeichern kommt dazu, dass mikrobiologische Vorgänge langsamer ablaufen und deshalb z.B. eine mögliche Methanbildung erst später, nach längerem Speicherbetrieb, startet und sich in der Gaszusammensetzung widerspiegelt.

Diese Variabilität innerhalb des 2 %-Bereiches ist momentan durch das Regelwerk gestattet. Eine Bandbreite brenntechnischer Kenndaten für Wasserstoff (5.Gasfamilie) ist im DVGW-Arbeitsblatt G 260 [18] bisher nicht definiert.

Die Unterschiede der Zusammensetzung wirken sich nicht nur auf die brenntechnischen Eigenschaften aus, sondern können auch in der stofflichen Nutzung des Wasserstoffs relevant sein.

Die Speicher sind somit als Quelle potenzieller Begleitgase zu berücksichtigen. Die anderen potenziellen Quellen von Verunreinigungen sind hingegen weniger dafür prädestiniert:

- Bei der Erzeugung von Wasserstoff treten diese Bandbreiten im Standardfall nicht auf. Elektrolyseure mit Sauerstoffentfernung und Trocknung erreichen über 99,9 mol-% Wasserstoffgehalt. Methan und CO₂ sind nicht relevant. Stickstoff könnte bei An- und Abfahrprozessen von Elektrolyseuren relevant werden. Die (bisher nicht existenten) Ammoniakcracker werden in jedem Fall eine PSA zur Gasaufbereitung besitzen, durch welche sehr hohe H₂-Konzentrationen hergestellt werden. Gleicher gilt für die momentan laufenden Steamreformer zur H₂-Produktion.
- Transport- und Verteilnetze können den Wasserstoff verunreinigen. Dabei handelt es sich aber um Spurenkomponenten (Wasser, Schwefelverbindungen, Kohlenwasserstoffe). Begleitgase, die zu einer merklichen Verdünnung des Wasserstoffs führen würden, werden nur in geringen Konzentrationen freigesetzt und außerdem möglicherweise schnell ausgespült. Deshalb tendieren die Netzbetreiber dazu, eine potentielle H₂-Qualität von 99,5 mol-% bei Einspeisung entsprechender Qualität und ohne Einbindung eines UGS zu garantieren.

Hinsichtlich der **Spurenkomponenten** sind Wasser, Schwefelverbindungen und die höheren Kohlenwasserstoffe als potenzielle Kandidaten für einen Eintrag in Wasserstoff zu betrachten.

Der **Wassergehalt** nach den Speichern kann in Abhängigkeit vom Trocknungsverfahren 20 - 50 mg/m³ aus dem Speicher erreichen. Dies würde eine Befeuchtung des ansonsten eher trockenen Wasserstoffnetzes bedeuten. Wasser stellt aber eine eher geringe Bedrohung für nachfolgende Prozesse dar und wird, wenn auch in geringerem Maße, ohnehin über längere Zeiträume auch von umgestellten Pipelines freigesetzt werden.

Bilden sich mikrobiologisch **Schwefelverbindungen (H₂S)** im Speicher, wird dieses möglicherweise über die Oberflächenanlage des Speichers entfernt. Sollte die Konzentration unterhalb der zulässigen 5 mg/m³ der H₂-Qualität Gruppe A liegen, würde der Speicher eventuell auf eine Entschwefelung verzichten oder diese umfahren. Bei sensiblen H₂-Anschlusskunden wäre dann der nachfolgende Netzbetreiber für eine Entfernung des H₂S verantwortlich.

Die Speicher werden höhere **Kohlenwasserstoffe** freisetzen. Dies betrifft auch eigentlich sehr „saubere“ Kavernenspeicher, aber über Verdichteröle oder das Abdeckmedium in den Kavernen können langketige Kohlenwasserstoffe in den Wasserstoff gelangen. Der Dampfdruck dieser Verbindungen ist gering, so dass die Konzentrationen eher zwischen 1 und 10 mg/m³ liegen werden. Thermodynamisch bestehen hier noch einige Unsicherheiten. Aber diese und ähnliche Komponenten sind ebenfalls in den umgestellten Pipelines anzutreffen. Damit sind auch die Transport- und Verteilnetze eine Quelle dieser langketigen Kohlenwasserstoffe. Speicher verändern damit die Situation bei diesen Komponenten hinsichtlich der Gasqualität eher nicht ausgenommen der Fall, dass dem Speicher vor- und nachgelagert neue Pipelines genutzt werden.

3.8 Unsicherheiten / Sensitivitäten

Die in Kapitel 3 dargestellten Aussagen unterliegen technischen und betrieblichen Unsicherheiten. Technisch wirken Datenstände, Modellannahmen und die standortspezifische Variabilität von Reservoir, Geometrie und Geochemie. Betrieblich prägen Anfahrregime, Aufbereitungszustände, Fahrweise und die Messpraxis die Streuung. Diese Faktoren beeinflussen Bandbreiten, Übergangseffekte und Freigabezeitpunkte.

Datengrundlagen und Szenarien sind stichtagsabhängig. Gemeldete Kapazitäten und Leistungen ändern sich mit Projektfortschritt, Netzausbau, Importpfaden und Lastgängen. Die Wahl der Szenarien und die Heizwertbasis (H_i/H_s) wirken direkt auf abgeleitete Volumina und Leistungsbandbreiten. Eine konsequente Kennzeichnung von Normbedingungen, Heizwertbasis und Rundung reduziert Interpretationsspielräume, ersetzt aber keine Aktualisierung der Quellenstände.

Die **Technologiereife** ist speichertyp- und standortabhängig. Ergebnisse aus Demonstrationen lassen sich nicht ohne Weiteres auf andere Lithologien, Druck- und Temperaturfenster, Kontaktflächen oder Fahrweisen übertragen. Porenspeicher zeigen in den Frühzyklen ausgeprägte Übergangseffekte durch Restgasdurchmischung und Gas-Wasser-Kontakt. Karbonate verstärken Bandbreiten durch kluftdominierte Strömung. In Kavernen dominieren Historie und Solesumpf die Startphase. Umgewidmete Öl-/Dieselkavernen zeigen zusätzliche C2+- und ggf. Schwefeleinflüsse, die zyklusabhängig abklingen.

Geochemische Prozesse werden v.a. durch pH-Wert, Redoxbedingungen, Temperatur, Partialdrücke (z.B. CO₂, H₂S) sowie durch verfügbare reaktive Minerale und deren Oberflächen gesteuert. Minerale, die als Elektronenakzeptor in Bezug auf die Umsetzung von H₂ fungieren – wie Fe(III)-Oxide / Hydroxide oder Sulfate – sind für viele abiotische Redoxreaktionen maßgeblich. Ohne diese Reaktionspartner (und ohne ausreichende reaktive Oberfläche) bleiben geochemische Veränderungen meist auf Lösungs-/Fällungsgleichgewichte und Gasaustausch beschränkt.

Mikrobiologische Prozesse hängen demgegenüber stark von Wasseraktivität, Elektronendonoren-/akzeptoren in der wässrigen Phase, Temperatur und Nährstoffangebot ab. Relevante Prozesse sind Methanogenese (CH₄-Bildung, Sulfatreduktion (H₂S-Bildung) und Homoacetogenese (Acetatbildung).

4 Knergebnisse: Verfügbarkeit, Qualität, Auswirkungen

Verfügbarkeit: Kurzfristig dominiert H₂ aus der Elektrolyse und Importleitungen mit sehr hoher Qualität. Speicherbeiträge wachsen mit fortschreitender Umstellung, erste relevante Kavernenmengen werden ab 2029/2030 erwartet.

Regional werden die ersten H₂-Kavernenspeicher in West- und Norddeutschland anzutreffen sein. Für Mitteldeutschland, konkret den UGS Bad Lauchstädt, steht die Entscheidung hinsichtlich der Umstellung einer Kaverne noch aus.

Ab 2030 wird aus Gronau Epe/Lingen unter Einbindung eines Kavernenspeichers Wasserstoff nach Leuna fließen (Abbildung 4-1).

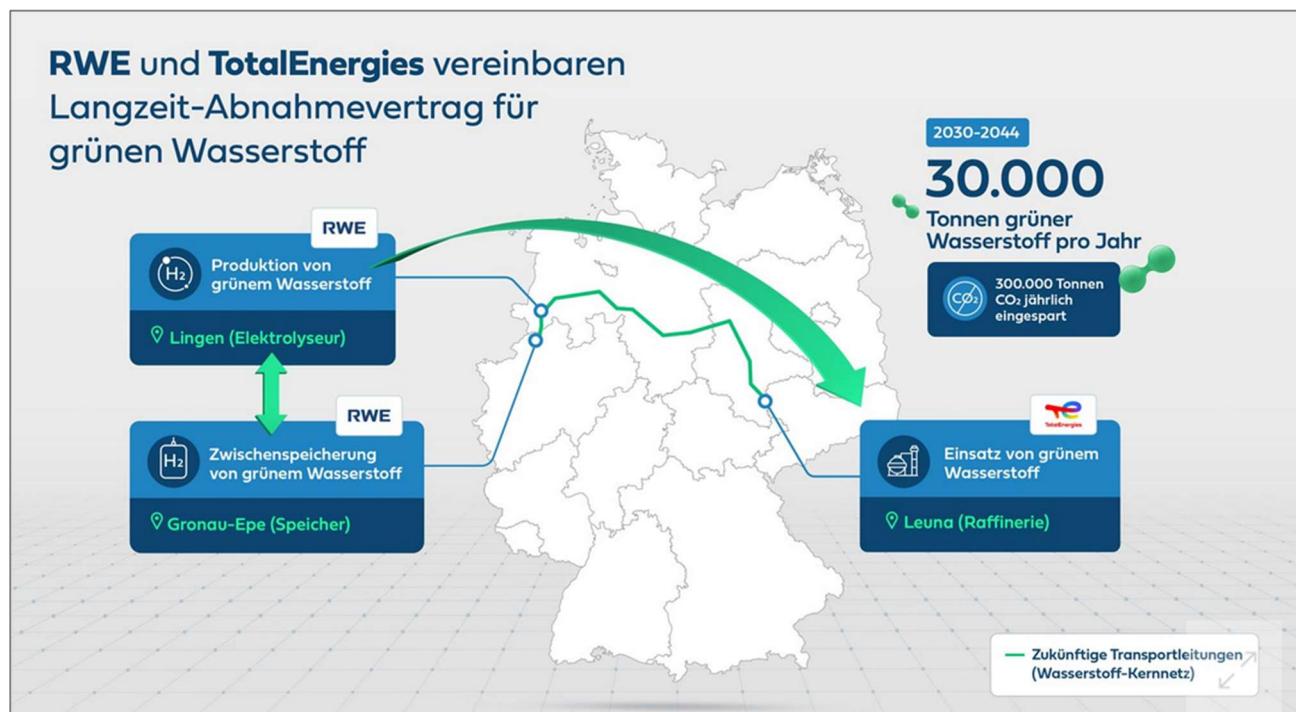


Abbildung 4-1: Planung H₂-Fluss von Lingen nach Leuna [22]

Die vertraglich vereinbarten jährlich 30.000 Tonnen werden einer 300-Megawatt-Elektrolyseanlage von RWE in Lingen (GET H2 Nucleus) produziert, die bis 2027 in Betrieb gehen wird.

RWE betreibt ihre Elektrolyseure mit Strom aus Erneuerbaren Energiequellen. Nach EU-Recht dürfen diese Elektrolyseure (zumindest aktuell) nur mit Erneuerbaren-Strom betrieben werden, der in derselben Stunde wie der Wasserstoff erzeugt wurde. Um auch in sonnen- und windarmen Zeiten zuverlässig den vertraglich zugesagten Wasserstoff liefern zu können, nutzt RWE-Generation gebuchte Kapazitäten des Wasserstoffspeichers in Gronau-Epe. Diesen plant die RWE Gas Storage West im Jahr 2027 in Betrieb zu nehmen. Inbetriebnahme bedeutet Start der Befüllung der Kavernen.

Qualität: Betreiber planen für Kavernen typischerweise mit ~ 99 mol-% Wasserstoff. Standard ist Trocknung, Entschwefelung und Entfernung von Kohlenwasserstoffen. Eine PSA zur Anreicherung von Wasserstoff ist bei Kavernen bisher nicht vorgesehen. Anfangs ist mit 1 – 2 % Rest-CH₄ zu rechnen, der Anteil sinkt mit laufendem Betrieb, alternativ kann N₂ auftreten.

Ein Gasfluss aus Lingen nach Mitteldeutschland (Leuna) ist von RWE ab 2030 geplant. RWE erwartet momentan den Transport einer H₂-Qualität von vertraglich 98 mol-%, allerdings sind die Vertragsverhandlungen zum Transport ausstehend. Bei Anbindung von weiteren Kunden an die Pipelines muss von der geringeren Qualität der Gruppe A ausgegangen werden.

Ob sich eine höhere Qualität in diesen Leitungen einstellen wird, ist offen. Schließlich erfolgt die Erzeugung und primäre Einspeisung durch Elektrolyseure in sehr hoher Reinheit > 99,9 mol-%.

Unklar ist, inwieweit sich die nationale und internationale Normung und damit die Vorgabe z.B. an Grenzübergangspunkten entwickeln wird. Die Gespräche, die letztendlich zu nationalen und internationalen Vorgaben führen sollen, sind im Gange. Während Netzbetreiber eher in Richtung 99,5 mol-% Wasserstoffreinheit tendieren, wird bei Speicherbetreibern ein zu hoher Aufwand zur Erreichung dieses hohen H₂-Anteils gesehen.

Auswirkungen: Für die Verbrennung sind moderate Restgasanteile meist tolerierbar. Für sensible Anwendungen (z. B. bestimmte Prozesse oder Brennstoffzellen) sind Schwankungen in Art und Höhe des Restgases kritisch. Speicher werden damit zum Qualitätsschlüssel entlang der Kette.

Die Einbindung von UGS in die H₂-Infrastruktur ist bis 2035 v.a. durch Kavernen geprägt, Porenspeicher folgen mit wachsender Feldreife. In Diskussionen mit Speicherbetreibern wurde für andere Studien definiert, dass im Jahr 2037 in Deutschland ein Porenspeicher auf H₂ umgestellt ist.

Die verfügbaren Arbeitsgasvolumina und Leistungen steigen in den Szenarien deutlich an. Für die Planungspraxis genügt bis 2035 die vorhandene Kavernenbasis, ab 2037 bis 2045 trägt der Ausbau zusätzlicher Kavernenfelder und die schrittweise Einbindung ausgewählter Porenspeicher zur Verstärkung von Einspeiseprofilen und zur Absicherung saisonaler Schwankungen bei. Die Umrechnung und Darstellung der Kapazitäts- und Leistungswerte sind in Kapitel 3 einheitlich auf Heizwertbasis erfolgt, normierte Volumen- und Volumenstromangaben sind konsistent geführt. Damit liegt ein belastbarer Rahmen für Netz- und Anlagenplanung vor.

4.1 Gasbestandteile im Wasserstoff

Gasturbinen reagieren sensibel auf Zusammensetzungsschwankungen. In der DVGW-Kurzstudie [23] wird für Gasturbinen ein zulässiger Schwankungsbereich von ca. $\pm 5\%$ beim Wobbe-Index genannt. Wichtiger als die exakte Restgasart ist ein begrenzter Variationsbereich und stabile Zusammensetzung. Für Industriefeuerungen werden teils sogar $\leq \pm 2\%$ Ws empfohlen. Aktuell ist eindeutig eine höhere Schwankungsbreite möglich und zulässig (Tabelle 3-5).

Zu den wesentlichen Problemen bei der Wasserstoffverbrennung gehören die Flammenstabilisierung, die Rückzündsicherung, NO_x-Emissionen und das thermoakustische Verhalten [24], die kreative technologische Lösungen erfordern.

Es kann nicht pauschal gesagt werden, dass Brenner mit der Variabilität des 2%-Fremdgasanteil keine Probleme haben bzw. mess- und Regelungstechnisch daran angepasst werden können. Zu empfindlich sind laut Aussagen von Herstellern moderne Gasturbinen. Diese bieten Brennersysteme, Vormisch-/Wasserstoff-Brenner und Regelstrategien wie schnelle Messung von Heiz-/Wobbewert, Ventil- & Luftzahl-Regelung, ggf. Inert-Verdünnung, um Wobbe-Sprünge und Flammenstabilität im Griff zu halten. Trotzdem verlangen diese Turbinen enge Brennstoffcharakteristika und maximale Rampen für Ws/Heizwert-Veränderungen [24].

Vor sensiblen Anwendungen wie Brennstoffzellen und stofflicher Nutzung mit katalytischen Prozessen sind diese Gaskomponenten N₂, CH₄ und CO₂ ebenfalls als Störkomponenten zu betrachten. Auch der chemisch inerte Stickstoff stört in Brennstoffzellen, da er z.B. sich in technisch bedingten Kreisläufen anreichert.

4.2 Spurenkomponenten im Wasserstoff

Die Einbindung von UGS in die H₂-Infrastruktur kann zu einer Erhöhung

- des Wassergehaltes auf bis zu 50 mg/m³
- einer Erhöhung des Schwefelgehaltes auf den zulässigen Grenzwert von 5 mg/m³ (H₂S) und
- einer Erhöhung des Anteiles an Kohlenwasserstoffen

im Wasserstoff führen. Alle diese Komponenten sind in den Pipelines enthalten und können auch von diesen in den Wasserstoff abgegeben werden. Allerdings gibt es zwei Unterschiede, die zu einer Anpassung einer möglichen Gasaufbereitung vor sensiblen H₂-Kunden führen können:

1. **Der Zeitfaktor:** Pipelines werden mit der Zeit durch den Wasserstoff gespült. Die Leitungen trocken aus, Schwefelverbindungen und Kohlenwasserstoffe werden abtransportiert. Damit sinkt der Eintrag dieser Komponenten in den Wasserstoff. Aus dem Speichern heraus ist dies nicht der Fall. Wasser ist im Untergrund enthalten, wird permanent aus dem Untergrund ausgetragen. H₂S wird mikrobiologisch neu gebildet, so dass sich ein wahrscheinlich ein stabiles Niveau ausbilden wird. Sind Kohlenwasserstoffe im Speicher, ist diese Ressource mengenmäßig als jahrelange Quelle des Eintrages in den H₂ anzusehen.
2. **Die Konzentrationen:** Die Desorption aus Ablagerungen bzw. Anhaftungen der Leitungen in den fließenden Wasserstoff führt zu Konzentrationen im Wasserstoff, die geringer sind als die Konzentrationen aus Speichern. Zwar sind thermodynamisch bedingt die möglichen Maximalkonzentrationen identisch, allerdings ist in den Pipelines im Gegensatz zu Speichern nicht die Zeit zur Einstellung des Gleichgewichtes (Kinetik), solange der Wasserstoff fließt.

Für die Kundenanforderungen ergeben sich daraus klare Ableitungen. Für Transport und Netzübergabe ist eine stabile H₂-Reinheit im vereinbarten Zielband von > 98 mol-% mit definierten Konzentrationen an Spurenkomponenten nachweislich erreichbar.

Für sensible Anwendungen mit engen Spezifikationen kann Wasserstoff aus UGS nicht geeignet sein. Auch wenn eine Aufbereitung am Speicher erfolgt, können zusätzliche Aufbereitungsstufen vor sensiblen Kunden notwendig sein.

Im Betrieb bestätigt sich die hohe Bedeutung der ersten Zyklen. Spülvolumina, Rampen, Haltezeiten und der Zeitpunkt des Zuschaltens einzelner Stufen bestimmen, wann der Qualitäts-Zielkorridor stabil erreicht wird.

Zusammengeführt lässt sich festhalten: Die Verfügbarkeit der Speicherleistung wächst planbar, die Produktgasqualität ist mit standardisierten Mess- und Aufbereitungsmodulen beherrschbar, und die Anforderungen unterschiedlicher Kundensegmente lassen sich in einem modularen Konzept abbilden. Kurz- und mittelfristig liefern Salzkavernen den Hauptbeitrag. Porenspeicher erweitern das Spektrum mit zunehmender Feldreife, aber frühestens in 10 Jahren.

Für Endkunden bedeutet dies, dass H₂ aus UGS bei korrekter Auslegung der Auskopplung die geforderten Spezifikationen der Qualität Gruppe A erfüllt, höhere Qualitätsanforderungen insbesondere hinsichtlich des H₂-Gehaltes nicht garantiert werden.

5 Implikationen, Maßnahmen und Empfehlungen

Zielkonflikte entstehen zwischen hohen Kundenanforderungen und Betreibergrenzen. Beispiele sind Forderungen nach > 99 mol-% H₂-Reinheit gegenüber realistisch erreichbaren Spezifikationen in Kavernen. Risiken liegen in der Restgas-Variabilität, Gas-Mischungen im Porenraum bei Porenspeichern, und Umstellungszeiten.

Es werden insbesondere regulatorisch Möglichkeiten gesehen, die Schwankungsbreite insbesondere der brenntechnischen Kenndaten zur verringern und damit sensible Anlagen wie Gasturbinen in Kraftwerken direkt aus dem Leitungsnetz ohne Aufbereitung zu versorgen:

- Begrenzung der zulässigen Dichte- oder Wobbe-Schwankungen in der 5. Gasfamilie. Damit würden z.B. die Möglichkeiten begrenzt, CO₂ oder höhere Kohlenwasserstoffe im Wasserstoff zu belassen.
- Einstellung eines höheren Wasserstoffgehaltes im Netz von 99 mol-% oder höher.

Für Netzbetreiber und deren Anschlusskunden ist es wichtig, sich den möglichen Schwankungen der Zusammensetzung und des Brennverhaltens bewusst zu sein. Eine Aufbereitung zur gewünschten Qualität ist technisch zwar immer möglich, erhöht aber die Kosten des Wasserstoffs.

Messtechnisch ist die Überwachung der H₂-Qualität möglich, so dass Schwankungen erkannt werden können. Sollten sensible Kunden an einer Belieferung über eine Pipeline interessiert sein, an der ein UGS angeschlossen ist, sind im Vorfeld Maßnahmen zu prüfen und zu definieren zur Herstellung bzw. Beibehaltung der gewünschten Qualität.

Speicherbetreiber sollten unabhängig von der Garantiediskussion versuchen, eine möglichst hohe Reinheit über den Speicher zu erreichen. Dies bedeutet, Kavernen mit dem Zielwert ~ 99 mol-% und obligatorischer Trocknung, Entschwefelung und Kohlenwasserstoff-Entfernung zu planen und Porenspeicher im Vorfeld genau zu untersuchen und zu modellieren. Qualitätsfenster und Übergaberegeln müssen definiert werden, um die Restgas-Variabilität abzufangen.

Für sensible Endkunden können separate Qualitätsschienen oder Aufbereitungs-Stufen vorgesehen werden. Parallel ist die NetzinTEGRATION von Speichern ab ca. 2030 und die Anbindung erste Interessenten mit hohen Qualitätsansprüchen in Mitteldeutschland für 2027/2028 vorzubereiten.

6 Literatur

- [1] I. Forstner, "Germany's UHS Pilot Projects - Current Status. TCP-Task42 follow-up,"
- [2] EWE AG. "Projektabschluss HyCAVmobil: Wasserstoffspeicherung funktioniert." Zugriff am: 21. August 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/projektabschluss-hycavmobil-wasserstoffspeicherung-funktioniert/>
- [3] 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-hunctorf>
- [4] STORAG ETZEL GmbH. "H2CAST Etzel - Making energy transition work." [Online.] Verfügbar: <https://h2cast.com/de/>
- [5] RWE. "Erweiterungsprojekt RWE Epe-H2." Zugriff am: 18. September 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.rwe-gasstorage-west.com/wasserstoff/erweiterungsprojekt-epe-h2/>
- [6] 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/>
- [7] Uniper. "Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn." Zugriff am: 5. November 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.uniper.energy/de/hydrogen-pilot-cavern>
- [8] 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
- [9] 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
- [10] EUH2STARS. "EUH2STARS." [Online.] Verfügbar: <https://www.euh2stars.eu/en/>
- [11] Fernleitungsnetzbetreiber, "Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025," 2024.
- [12] 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
- [13] 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
- [14] 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/>
- [15] 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/>
- [16] 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.

- [17] 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>
- [18] DVGW, Hg., "Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A): Gasbeschaffenheit," DVGW, 2021.
- [19] 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>
- [20] DIN CEN/TS 17977:2024-06, *Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas - Wasserstoff zur Nutzung in umgestellten Gassystemen: Deutsche Fassung CEN/TS_17977:2023*, DVGW, Berlin.
- [21] hynetwork. "Indicative quality and temperature specification for Hydrogen Network Netherlands." Zugriff am: 18. September 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.hynetwork.nl/media/p50ius1m/indicative-quality-and-temperature-specification.pdf>
- [22] RWE. "RWE und TotalEnergies vereinbaren wegweisenden Langzeit-Abnahmevertrag für grünen Wasserstoff." Zugriff am: 7. November 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2025-03-12-rwe-und-totalenergies-vereinbaren-langzeit-abnahmevertrag-fuer-gruenen-wasserstoff/>
- [23] U. Lubenau und M. Janssen, "<https://www.get-h2.de/wp-H2-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz>," Jun. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/220622_Finaler-
- [24] A. Abbas, "Hydrogen Integration in gas turbines: OEM Innovation and challenges in Advancing Sustainable Energy Systems," *Journal of Management and Engineering Sciences*, Jg. Volume 2, Issue 3, S. 99–108, 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/profile/Amr-Abbass/publication/387022629_Hydrogen_Integration_in_Gas_Turbines_OEM_Innovations_and_Challenges_in_Advancing_Sustainable_Energy_Systems/links/675c63868a08a27dd0bef2b7/Hydrogen-Integration-in-Gas-Turbines-OEM-Innovations-and-Challenges-in-Advancing-Sustainable-Energy-Systems.pdf

Anhang

Anhang 1: Umrechnungen.....31

Anhang 1: Umrechnungen

Normbedingungen und Einheiten: Alle Volumina werden als Nm³ bei 0 °C und 1,013 bar geführt, Volumenströme als Nm³/h. Energie- und Leistungsangaben werden einheitlich auf H_i = 3,00 kWh/Nm³ abgebildet; der zugehörige Brennwert lautet H_s = 3,54 kWh/Nm³ (Relation H_s/H_i ≈ 1,18).

Tabelle 5-1: Legende der Formelzeichen zur Umrechnung Energie ↔ Volumen

Formelzeichen	Wert	Einheit
V	Volumen	Nm ³
⋮	Volumenstrom	Nm ³ /h
E	Energie	kWh
P	Leistung	kW = kWh/h
H _i	Unterer Heizwert von H ₂	kWh/Nm ³ (hier 3,00)

⇒ www.dbi-gruppe.de

QR-Code scannen, um
mehr über uns zu erfahren.



» www.dbi-gruppe.de